

Prospectieve studie betreffende de zekerheid van de aardgasbevoorrading tot 2020



**Prospectieve studie
betreffende de zekerheid
van de aardgasbevoorrading
tot 2020**

Federale Overheidsdienst Economie, K.M.O., Middenstand en Energie
Vooruitgangstraat 50
1210 BRUSSEL
Ondernemingsnr.: 0314.595.348
<http://economie.fgov.be>

tel. 02 277 51 11

Vanuit het buitenland:
tel. + 32 2 277 51 11

Verantwoordelijke uitgever: Regis Massant
Voorzitter a.i. van het Directiecomité
Vooruitgangstraat 50
1210 BRUSSEL

Wettelijk depot: D/2011/2295/52

Tekst beëindigd in juli 2011.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

DANKWOORD

Wij bedanken alle personen die hebben bijgedragen tot het uitwerken van de prospectieve studie betreffende de zekerheid van de aardgasbevoorrading.

Wij danken in het bijzonder de volgende organisaties, waarvan de vertegenwoordigers ons met hun raadgevingen of tekstbijdragen hebben begeleid tijdens het uitwerkingsproces:

- de Nationale Bank van België;
- de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas;
- Fluxys.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

INHOUDSTAFEL

DANKWOORD	3
INHOUDSTAFEL	5
LIJST VAN TABELLEN	11
LIJST VAN FIGUREN	13
LIJST VAN SCHEMA'S	17
LIJST VAN FOTO'S	19
VOORWOORD	21
INLEIDING	23
1. CONTEXT VAN DE PROSPECTIEVE STUDIE BETREFFENDE DE ZEKERHEID VAN DE AARDGASBEVOORRADING	25
1.1. Belgische instellingen	25
1.1.1. Structuur van de staat	25
1.1.2. Bevoegdheden van de deelgebieden van de staat	25
1.1.3. Opsplitsing van bevoegdheden over energie	26
1.2. Vrijmaking van de gasmarkt	26
1.2.1. Vrijmaking van de Europese energiemarkt	27
1.2.2. Vrijmaking van de Belgische aardgasmarkt	30
1.3. Elementen van het energiebeleid	38
1.3.1. Uitstap uit kernenergie	38
1.3.2. Bevordering van hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling	40
1.3.3. Verbetering van de energie-efficiëntie	45
1.4. Elementen van het milieubeleid die invloed hebben op de prospectieve studie aardgas	48
1.4.1. Beoordeling van de gevolgen voor het milieu van plannen en programma's	48
1.4.2. Bestrijding van klimaatveranderingen	50
1.4.3. Uitstootvermindering die verantwoordelijk is voor de verzuring en ozonvorming	54



1.5. Prospectieve studie aardgas	56
1.5.1. Wettelijke context van de prospectieve studie	56
1.5.2. Doel van de prospectieve studie	57
1.5.3. Gebruikstoepassing van de prospectieve studie	57
1.5.4. Inhoud van de prospectieve studie	57
2. PROBLEMATIEK VAN DE ZEKERHEID VAN DE AARDGASBEVOORRADING	59
2.1. Wereldvoorraden van aardgas	59
2.2. Europese aardgasvoorraden en productie	61
2.3. Potentiële leveringen in België	63
2.4. Levering van aardgas op de geliberaliseerde markten	65
2.5. Beschrijving van de Belgische gasinfrastructuur	66
2.5.1. Aardgasvervoersnet	66
2.5.2. LNG-installatie	70
2.5.3. Opslaginstallatie	70
2.6. Beschrijving van de Belgische gasmarkt	72
2.6.1. Structuur van de markt en de gasbevoorradingsketen	72
2.6.2. Upstream	73
2.6.3. Toegang tot het net en transport	74
2.6.4. Trading	75
2.6.5. Distributie	75
2.7. Europees beleid over de zekerheid van de aardgasvoorziening	76
2.7.1. Context van het Europese beleid over de zekerheid van de aardgasvoorziening	76
2.7.2. Subsidiariteitsbeginsel	77
2.7.3. Proportionaliteitsbeginsel	77
2.7.4. Principe N-1	77
2.7.5. Voldoende capaciteit binnen elke lidstaat	77
2.7.6. Gebruik van marktmechanismen en crisismaatregelen	78
2.7.7. Definiëren van de rol en verantwoordelijkheden van ondernemingen en instanties	78
2.8. Belgisch beleid over de voorzieningszekerheid van aardgas	81
2.8.1. Context van het Belgische beleid over de voorzieningszekerheid van aardgas	81
2.8.2. Rol van de verschillende actoren die tussenkomen in de aardgasbevoorradingszekerheid	82

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2.8.3.	Algemeen noodplan	85
2.8.4.	Risico's op verstoring van de voorziening	85
2.9.	Voorzieningszekerheid van aardgas met lage calorische waarde in België	87
2.9.1.	Voorzieningssituatie van L-gas en gekoppelde voorzieningscriteria	87
2.9.2.	Behoeften van afnemers die direct zijn aangesloten op het vervoersnet	90
2.9.3.	Behoeften van afnemers die zijn aangesloten op het openbare distributienet	90
2.9.4.	Analyse van de verschillende aanpakmogelijkheden om de L-gasvoorziening aan het land op middellange termijn te garanderen	92
2.9.5.	Analyse van de verschillende opties	93
3.	STUDIE VAN HET BELGISCHE AARDGASVERBRUIK	95
3.1.	Totaal aardgasverbruik in België	97
3.1.1.	Jaarlijks aardgasverbruik	97
3.1.2.	Maandelijks aardgasverbruik	102
3.1.3.	Totale behoefte aan seizoensbalancering	106
3.2.	Aardgasverbruik op de openbare distributienetten	108
3.2.1.	Evolutie van de graaddagen	108
3.2.2.	Jaarverbruik van de openbare distributie	111
3.2.3.	Maandverbruik van de openbare distributie	113
3.2.4.	Behoefte aan seizoensbalancering van de openbare distributie	116
3.3.	Aardgasverbruik door de industrie	117
3.3.1.	Jaarverbruik van de industrie	117
3.3.2.	Maandverbruik van de industrie	118
3.3.3.	Behoeften aan seizoensbalancering van de industrie	121
3.4.	Aardgasverbruik door elektriciteitscentrales	122
3.4.1.	Jaarverbruik van elektriciteitscentrales	122
3.4.2.	Maandverbruik van de elektriciteitscentrales	124
3.4.3.	Behoeften aan seizoensbalancering van elektriciteitscentrales	128
4.	VOORUITZICHTEN VAN DE VRAAG NAAR AARDGAS TEGEN 2020	131
4.1.	Methodologie en hypothesen	131
4.1.1.	Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017	131
4.1.2.	Studie over de behoefte aan aardgasvoorziening, bevoorradingzekerheid en infrastructuurontwikkeling 2009-2020	141
4.1.3.	Studie over de impact van het Europese Energie-klimaatpakket op het Belgische energetische en economische systeem	143



4.2. Sectorale jaarlijkse aardgasvraag	144
4.2.1. Industrie	145
4.2.2. Huishoudelijke sector	148
4.2.3. Tertiaire sector	151
4.2.4. Elektriciteits- en stoomproductie	154
4.2.5. Totale vraag naar aardgas	164
4.2.6. Sectorale en totale vraag naar L- en H-gas	165
4.3. Seizoensgebonden vraag en balanceringsbehoeften	167
4.3.1. Behoeften aan seizoensbalancing voor H-gas	168
4.3.2. Behoeften aan seizoensbalancing voor L-gas	170
5. BEHOEFTE AAN AARDGASINFRASTRUCTUUR	173
5.1. Evaluatie van de debietevolutie bij piekverbruik	173
5.1.1. Sector van de openbare distributie	174
5.1.2. Industrie	175
5.1.3. Sector van de elektriciteitsproductie	176
5.1.4. Vooruitzicht van de evolutie van het capaciteitsaanbod	177
5.1.5. Analyse van de status van het aanbod en de vraag in winterpiekcondities (t _{eq} - 11 °C)	179
5.2. Indicatief investeringsprogramma van Fluxys 2011-2021	183
5.2.1. Doelstellingen van het investeringsprogramma	183
5.2.2. Projecten	186
6. MILIEUEFFECTENRAPPORT	195
6.1. Methodologie van de SMB	195
6.2. Voornaamste resultaten van het milieueffectenrapport	196
6.2.1. Impact op het landschap	196
6.2.2. Luchtvervuiling	197
6.2.3. Impact op klimaat	197
6.2.4. Bodemvervuiling	198
6.2.5. Wijziging bodemgebruik	198
6.2.6. Impact op de menselijke gezondheid	198
6.2.7. Impact op de biodiversiteit	198
6.2.8. Impact op de ecosystemen	199

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

7. RAADPLEGINGEN	201
7.1. Organisatie van de raadplegingen	201
7.1.1 Raadplegingen bepaald door de wet van 12 april 1965	201
7.1.2 Raadplegingen bepaald in de wet van 13 februari 2006	202
7.2. Resultaten van de raadplegingen	203
7.2.1 Inhoud van de adviezen en reacties	203
7.2.2 Wijze waarop de adviezen en reacties in overweging werden genomen	204
SAMENVATTING EN HOOFDELEMENTEN	205
BIJLAGEN	217
BIBLIOGRAFIE	235
LIJST VAN AFKORTINGEN	237
GLOSSARIUM	241

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

LIJST VAN TABELLEN

Tabel 1:	Voornaamste wetgeving en regulerende instantie van de componenten van de Belgische Staat in het domein van het aardgas	31
Tabel 2:	Etappen van het vrijmakingsproces in de drie gewesten van België	31
Tabel 3:	Data van ingebruikname en deactivering van de Belgische kerncentrales, evenals hun geïnstalleerd vermogen	39
Tabel 4:	Jaarlijkse emissieplafonds voor verzurende stoffen, zoals vastgelegd door het protocol van Göteborg en Richtlijn 2001/81/EG voor België tegen 2010	56
Tabel 5:	Omvang van de reserves, productie en levensduur van de aardgasvoorraden in Europa, 2010	61
Tabel 6:	Gemiddeld dagvolume per uur, 2008 (km ³ (n)/u)	89
Tabel 7:	Evolutie van het daggemiddelde voor de zone die wordt voorzien van L-gas, 2007-2015 (km ³ (n)/u)	89
Tabel 8:	Situatie van de L-gasvoorziening, 2007-2015 (gemiddelde uurvraag in piekmomenten, in km ³ (n)/u)	91
Tabel 9:	Mogelijkheden om de L-gasbevoorrading in België op middellange termijn te garanderen	92
Tabel 10:	Overzicht van de vier acties die door de Task force L-gas zijn onderzocht	93
Tabel 11:	Situatie van de L-gasbevoorrading die voortvloeit uit optie 1, 2007-2018 (gemiddelde uurvraag in piekmomenten, in km ³ (n)/u)	94
Tabel 12:	Totaal gemiddeld maandverbruik per sector, 2004-2008 (GWh/maand)	103
Tabel 13:	Evolutie van het totale aardgasverbruik per type aardgas (H en L), 2001-2008 (GWh/jaar)	105
Tabel 14:	Totaal gemiddelde maandelijks evenwicht, 2004-2008 (GWh)	106
Tabel 15:	Evolutie van enkele klimatologische gegevens, 2000-2009	110
Tabel 16:	Evolutie van het jaarverbruik van L- en H-gas van de openbare distributie, 2000-2008 (GWh/jaar)	112
Tabel 17:	Behoefte aan seizoensbalancering van de openbare distributie na normalisering in de temperatuur, 2004-2008 (GWh)	116
Tabel 18:	Jaarverbruik van L- en H-gas van de industrie, 2001-2008 (GWh/jaar)	117
Tabel 19:	Behoefte aan seizoensbalancering van de industrie na normalisering in de temperatuur, 2004-2008 (GWh)	121
Tabel 20:	Totaal jaarverbruik van aardgas door elektriciteitscentrales, 2001-2008 (GWh/jaar)	124
Tabel 21:	Behoefte aan seizoensbalancering van de elektriciteitsproductie na normalisering in de temperatuur, 2004-2008 (GWh)	130
Tabel 22:	Macro-economische en demografische hypothesen voor België, PSE-referentie-scenario, 2005-2020	134
Tabel 23:	Definitie van de alternatieve “Nuc-scenario’s” in de PSE	140



Tabel 24:	Sectoraal verbruik van aardgas, L-gas vs. H-gas, BABI2009+PSE_Base_Nuc-scenario, 2008-2020	166
Tabel 25:	Evolutie van het aanbod en de vraag in winterpiekomstandigheden op het L-gasnet, 2002-2020 (km ³ (n)/u)	180
Tabel 26:	Evolutie van het aanbod en de vraag in winterpiekomstandigheden op het H-gasnet, 2002-2020 (km ³ (n)/u)	182
Tabel 27:	Jaarlijks aardgasverbruik van België per activiteitssector en per nettype, 2008 (GWh/jaar)	205
Tabel 28:	Evolutie van het jaarverbruik van aardgas in België per activiteitssector en per nettype, 2001-2008 (GWh/jaar)	206
Tabel 29:	Normaal temperatuurprofiel en extreme temperatuurprofiel (GDeq)	218
Tabel 30:	Voorbeelden van de manier waarop de adviezen en de reacties die bij de consultaties geformuleerd zijn in overweging werden genomen	228

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

LIJST VAN FIGUREN

Figuur 1:	Aandeel van de componenten van de aardgasfactuur, gemiddelde huishoudelijke verbruiker (23.260 Kwh/jaar), januari 2010 (inclusief btw)	36
Figuur 3:	Wereldwijde verdeling van de aardgasvoorraden, 2007-2010 (Gm ³)	60
Figuur 4:	Evolutie van de productie van aardgas in Europa, 1970-2010 (Gm ³ /jaar)	62
Figuur 5:	Productie, import en externe gasafhankelijkheid van de lidstaten, 2009 (Mtoe/jaar)	63
Figuur 6:	Totaal verbruik van L- en H-gas en de sectorale verdeling van het verbruik van H-gas, 2008 (GWh)	97
Figuur 7:	Totaal verbruik van L- en H-gas en de sectorale verdeling van het verbruik van L-gas, 2008 (GWh)	98
Figuur 8:	Verdeling van het verbruik van L- en H-aardgas bij een genormaliseerde temperatuur, 2008 (GWh/jaar)	98
Figuur 9:	Verdeling van het verbruik van L- en H-aardgas bij een genormaliseerde temperatuur, 2008 (GWh/jaar)	99
Figuur 10:	Verdeling van het verbruik van L-aardgas bij een genormaliseerde temperatuur, 2008 (GWh/jaar)	100
Figuur 11:	Evolutie van het totale aardgasverbruik met een genormaliseerde temperatuur, 2001-2008 (GWh/jaar)	101
Figuur 12:	Evolutie van het totale maandelijkse verbruik met genormaliseerde temperatuur, 2004-2008 (GWh/maand)	102
Figuur 13:	Evolutie van het totale maandverbruik van H-gas met genormaliseerde temperatuur, 2004-2008 (GWh/maand)	103
Figuur 14:	Evolutie van het totale maandverbruik van L-gas met genormaliseerde temperatuur, 2004-2008 (GWh/maand)	104
Figuur 15:	Gemiddelde van het gemeten maandverbruik van H- en L-gas, 2004-2008 (GWh/maand)	107
Figuur 16:	Evolutie van de graaddagen, glijdend gemiddelde van de laatste 10 jaar (GDeq)	108
Figuur 17:	Evolutie van het aantal graaddagen, 2000-2009 (GDeq)	109
Figuur 18:	Graaddagen van de winters (dec.-feb.) 2000/01-2009/10 (GDeq)	109
Figuur 19:	Jaarverbruik van L- en H-gas van de openbare distributie, 2000-2008 (GWh)	111
Figuur 20:	Gemeten maandverbruik van L- en H-gas van de openbare distributie, 2004-2008 (GWh)	113
Figuur 21:	Genormaliseerd maandverbruik van L- en H-gas van de openbare distributie, 2004-2008 (GWh)	114
Figuur 22:	Gecorrigeerd volgens t° extreem maandverbruik van L- en H-gas van de openbare distributie, 2004-2008 (GWh)	115
Figuur 23:	Gemeten jaarverbruik van L- en H-gas van de industrie, 2001-2008 (GWh)	118
Figuur 24:	Gemeten maandverbruik van L- en H-gas van de industrie, 2004-2009 (GWh)	119
Figuur 25:	Gemeten maandverbruik van L-gas van de industrie, 2004-2009 (GWh)	119
Figuur 26:	Gemeten maandverbruik van H-gas van de industrie, 2004-2009 (GWh)	120



Figuur 27:	Behoeften aan globale seizoensbalancerings (L- en H-gas) van de industrie na normalisering in de temperatuur, 2004-2008 (GWh)	122
Figuur 28:	Gemeten jaarverbruik van L- en H-gas van elektriciteitscentrales, 2001-2008 (GWh)	123
Figuur 29:	Gemeten maandverbruik van L- en H-gas van elektriciteitscentrales, 2004-2009 (GWh)	125
Figuur 30:	Gemeten maandverbruik van L-gas van elektriciteitscentrales, 2004-2009 (GWh)	126
Figuur 31:	Gemeten maandverbruik van H-gas van elektriciteitscentrales, 2004-2009 (GWh)	127
Figuur 32:	Globale behoeften aan seizoensbalancerings (L- en H-gas) van elektriciteitscentrales, maandelijkse en jaarlijkse gemiddelden, 2004-2008 (GWh)	128
Figuur 33:	Globale behoeften aan seizoensbalancerings (L- en H-gas) van elektriciteitscentrales, maandelijkse en jaarlijkse gemiddelden, 2004-2008 (GWh)	129
Figuur 34:	Internationale brandstofprijzvoorzichten, 2005-2030 (dollar/boe, prijzen van 2005)	137
Figuur 35:	Evolutie van de prijs van een vat Brent in dollar en in euro (lopende prijzen)	138
Figuur 36:	Recente evolutie van het aardgasverbruik in de industrie en vooruitzichten tegen 2020 volgens het scenario BABI2009_Planif (GWh-CBW)	145
Figuur 37:	Evolutie van het aardgasverbruik in de industrie per scenario, 2000-2020 (GWh-CBW)	147
Figuur 38:	Recente evolutie van het aardgasverbruik in de huishoudelijke sector en vooruitzichten tegen 2020 volgens het scenario BABI2009_Planif (GWh-CBW)	149
Figuur 39:	Evolutie van het aardgasverbruik in de huishoudelijke sector per scenario, 2000-2020 (GWh-CBW)	150
Figuur 40:	Recente evolutie van het aardgasverbruik in de tertiaire sector en vooruitzichten tegen 2020 volgens het scenario BABI2009_Planif (GWh-CBW)	152
Figuur 41:	Evolutie van het aardgasverbruik in de tertiaire sector per scenario, 2000-2020 (GWh-CBW)	153
Figuur 42:	Totale geïnstalleerde capaciteit aan aardgasgestookte centrales, vergelijking PSE-scenario's, 2020 (MW)	155
Figuur 43:	Elektriciteitsproductie op basis van aardgas, vergelijking PSE-scenario's, evolutie 2005-2020 (TWh)	157
Figuur 44:	Totale geïnstalleerde capaciteit aan aardgasgestookte centrales, verschillende scenario's, 2020 (MW)	158
Figuur 45:	Elektriciteitsproductie op basis van aardgas, verschillende scenario's, 2020 (TWh)	158
Figuur 46:	Gecumuleerde investeringen in aardgasgestookte centrales over de periode 2006-2020, vergelijking PSE-scenario's (MW)	160
Figuur 47:	Aardgasbehoefte van elektriciteitscentrales, evolutie 2005-2020, vergelijking PSE-scenario's (GWh-CBW)	161
Figuur 48:	Aardgasbehoefte van elektriciteitscentrales, 2020, verschillende scenario's (GWh-CBW)	162
Figuur 49:	Statistieken en vooruitzichten van aardgasbehoefte van elektriciteitscentrales, vergelijking Eurostat en verschillende studies, evolutie 2000-2020 (GWh-CBW)	163

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 50:	Evolutie van het totale jaarverbruik van aardgas per scenario, 2000-2020 (GWh-CBW)	165
Figuur 51:	"Normale" en "extreme" temperatuurprofielen (GDeq)	168
Figuur 52:	Behoefte aan seizoensbalancering voor H-gas voor een normaal temperatuurprofiel, 2020 (Mm ³ (n))	169
Figuur 53:	Behoefte aan seizoensbalancering voor L-gas voor een normaal temperatuurprofiel, 2020 (Mm ³ (n))	170
Figuur 54:	Evolutie van VUDP in de sector van de openbare distributie, 2002-2020 (km ³ (n)/u)	175
Figuur 55:	Evolutie van de VUDP in de industrie, 2002-2020 (km ³ (n)/u)	176
Figuur 56:	Evolutie van VUDP in de elektriciteitssector, 2002-2020 (km ³ (n)/u)	177
Figuur 57:	Evolutie van de ingangscapaciteit op L- en H-gasnetten, 2002-2020 (km ³ (n)/u)	178
Figuur 58:	Evolutie van het aanbod en de vraag in winterpiekomstandigheden op het L-gasnet, 2002-2020 (km ³ (n)/u)	180
Figuur 59:	Evolutie van het aanbod en de vraag in winterpiekomstandigheden op het H-gasnet, 2002-2020 (km ³ (n)/u)	181
Figuur 60:	Impact van de kernuitstap op de aardgasbehoefte in de elektriciteits- en stoom-productiesector, vergelijking PSE en BABI2009, 2020 (GWh-CBW)	220

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

LIJST VAN SCHEMA'S

Schema 1: Vereenvoudigd overzicht van de aardgasmarkt vóór en na de vrijmaking	32
Schema 2: Belangrijkste actoren van de vrijgemaakte aardgasmarkt en hun relaties: fysische energiestromen	34
Schema 3: Belangrijkste actoren van de vrijgemaakte aardgasmarkt en hun relaties: contractuele relaties	34
Schema 4: Aardgasvervoersnetwerk in België, 2011	67
Schema 5: Grens-tot-grensvervoer in België, 2011	68
Schema 6: Opslaginstallatie van Loenhout, 2011	71
Schema 7: Belgische gasmarkt, 2011	73
Schema 8: Contractuele relaties op de Belgische aardgasmarkt, 2011	74
Schema 9: Leiding VTN tussen Eynatten en Opwijk-VTNbis	187
Schema 10: Compressiestation gelegen op de VTN-leiding	189
Schema 11: Alveringem-Maldegem	190
Schema 12: Verdubbeling van de VTN-leiding tussen Opwijk en Zomergem	191

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

LIJST VAN FOTO'S

Foto 1:	LNG-terminal van Zeebrugge, 2011	70
Foto 2:	Topologie van het transportnet	224

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

VOORWOORD

Aardgas is een van de belangrijkste componenten van de Belgische energiemix en dat zal in de komende jaren ook zo blijven. De continuïteit van de aardgasbevoorrading is dus een van de prioriteiten van het Belgische energiebeleid. Om de overheidsinstanties en betrokkenen de mogelijkheid te bieden de evolutie te volgen, heeft de wetgever de opmaak voorzien van een prospectieve studie betreffende de zekerheid van de aardgasbevoorrading (prospectieve studie (aard)gas of PSG).

Conform de wet hebben de auteurs van deze studie, de Algemene Directie Energie van FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie (AD Energie) en het Federaal Planbureau (FPB), vertegenwoordigers van de beheerder van het aardgasvervoersnet, de beheerder van de opslaginstallatie voor aardgas en de beheerder van de LNG-installatie (Fluxys), de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) en de Nationale Bank van België (NBB) bij de werkzaamheden betrokken.

Dankzij de uitwisseling van kennis, expertise en hulpmiddelen die regelmatig worden gebruikt door de verschillende instanties die zijn vertegenwoordigd binnen de werkgroep, kon een studie worden uitgevoerd die de specifieke kenmerken van de Belgische aardgasmarkt en van de bestaande (en geplande) netten op de voet volgt.

De PSG ligt in de lijn van de continuïteit van het indicatieve plan voor de aardgasbevoorrading, opgesteld door de CREG en steunend op de analyses die zijn uitgevoerd door het FPB in het kader van de "Planning Papers" over de langetermijnenergievooruitzichten. Bij de opmaak werd aandacht geschonken aan het behoud van de samenhang met de studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading (prospectieve studie elektriciteit of PSE) 2008-2017 die werd uitgevoerd door dezelfde auteurs als deze van de PSG.

De PSG is gebaseerd op een dubbele analyse:

- een sectorale analyse van de vraag naar aardgas per jaar en per seizoen die werd uitgevoerd op basis van bestaande studies, nl. de prospectieve studie elektriciteit 2008-2017, de WP21-08 van het FPB en een studie van de CREG van 13 juli 2009;
- een analyse van de pieken in de vraag per uur en per dag, gebaseerd op de verbruiksgegevens van Fluxys op de piekdagen in de winter en dienst doend als uitgangspunt voor de evaluatie van de behoefte aan aardgasinfrastructuren.

Deze studie bestaat uit zeven hoofdstukken. In het eerste hoofdstuk schetsen wij de context waarin de PSG kan worden gesitueerd. In het tweede hoofdstuk komt de problematiek over de zekerheid van de aardgasbevoorrading aan bod. In het derde hoofdstuk wordt het Belgische aardgasverbruik in het verleden bestudeerd. In het vierde hoofdstuk evalueren we de vooruitzichten van de vraag naar aardgas in België tegen 2020, per jaar en per seizoen. In het vijfde hoofdstuk schatten we de behoeften op het vlak van infrastructuur in België tegen 2020 om te kunnen voldoen aan de vraag. Het zesde hoofdstuk besteedt aandacht aan het milieueffectenrapport dat is uitgewerkt krachtens de milieuwetgeving. Het zevende hoofdstuk geeft een overzicht van de raadplegingen die hebben plaatsgevonden met toepassing van de energie- en milieuwetgeving.



Er wordt specifieke aandacht geschonken aan de eisen die gekoppeld zijn aan het bestaan van twee aardgasnetwerken in ons land: het aardgasnet L (arm) en het aardgasnet H (rijk). Daarnaast is ook de positionering van België als draaischijf binnen de Europese aardgasmarkt belangrijk door het bestaan van een belangrijk grens-tot-grensvervoersnetwerk dat haar grondgebied doorkruist, naast de aanwezigheid van de LNG-terminal en de Hub Zeebrugge.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

INLEIDING

Aardgas wordt hoofdzakelijk in drie domeinen gebruikt¹:

1. het wordt gebruikt als brandstof in elektriciteitscentrales en in de warmtekrachtkoppelingseenheden;
2. het wordt ook verbruikt als brandstof in de industrie en voor de verwarming en het koken in de tertiaire sector en huishoudens;
3. het wordt tot slot gebruikt als grondstof in de industrie (meer bepaald in de chemische industrie).

De belangrijkste factoren die de vraag naar aardgas beïnvloeden, zijn de economische groei (heeft invloed op de vraag naar aardgas, zowel via de elektriciteitsvraag als door de activiteit van bedrijven met een hoog aardgasverbruik), de aardgasprijzen op de internationale markten (en bijgevolg de relatieve prijzen ten opzichte van andere vormen van energie), de klimatologische omstandigheden (de vraag naar aardgas wordt beïnvloed door de temperaturen) en de energie- en milieubeleidslijnen en -maatregelen die door de overheden worden opgelegd. Wanneer rekening wordt gehouden met het verschil in koolstofgehalte zou de implementatie van een Europees systeem voor handel in broeikasgasemissiequota (“EU-Emission Trading Scheme”) de positie van aardgas ten opzichte van deze van steenkool en t.o.v. olie voor de productie van elektriciteit, moeten verstevigen op korte en middellange termijn. Een verhoging van de prijs van koolstof en de beleidslijnen en maatregelen die zijn genomen over het rationeel gebruik van energie, de energie-efficiëntie, de bevordering van duurzame energie en de beheersing van de vraag, zijn echter factoren die zullen leiden tot een inkrimping van de vraag naar aardgas.

In België is de vraag naar aardgas ook afhankelijk van de rol van kernenergie in de mix van elektriciteitsproductie. De verklaring die de Belgische federale regering in oktober 2009 heeft afgelegd om de levensduur van de drie eerste kernreactoren te verlengen met 10 jaar extra, verandert de vooruitzichten. Deze studie houdt rekening met die verandering.

België bevindt zich trouwens op het kruispunt van talrijke belangrijke routes voor grens-tot-grensvervoer van aardgas via aardgasleidingen in Europa, afkomstig uit het Oosten (Rusland, ...), het Noorden (Nederland, Noorwegen,...), het Westen (Verenigd Koninkrijk) of in vloeibare vorm (LNG) via de gasterminal van Zeebrugge, meer bepaald uit Qatar.

Het grens-tot-grensvervoer van aardgas is een commerciële activiteit die in de loop van de jaren steeds belangrijker is geworden. De hoeveelheden in grens-tot-grensvervoer vormen momenteel maar liefst een drievoud van het nationale verbruik. De rol als draaischijf van grens-tot-grensvervoer van aardgas zal in de toekomst nog worden versterkt door een tweede geplande uitbreiding van de capaciteit voor het lossen van vloeibaar aardgas in Zeebrugge.

¹ Aardgas wordt ook als brandstof gebruikt in motorvoertuigen (CNG), maar dit verbruik blijft voornog beperkt in België.



We weten dat investeringen in grote projecten in de sector voor het vervoer van aardgas ongeveer vijf jaar in beslag nemen. Het is dan ook noodzakelijk rekening te houden met deze realisatietermijn in de investeringskalender.

Gezien de bevolkingsdichtheid in ons land wordt de aanleg van nieuwe leidingen of andere gasinfrastructuur bovendien steeds ingewikkelder en moet hierbij rekening worden gehouden met talrijke vergunningen en raadplegingen op verschillende bestuursniveaus; dit is een uitdaging wat de aanleg van nieuwe leidingen in de Belgische grond betreft.

Op het vlak van de zekerheid van de aardgasbevoorrading, zowel om pieken in de vraag op te vangen (bijvoorbeeld veroorzaakt door een combinatie van perioden van extreme koude en een hoge elektriciteitsvraag) als om eventuele incidenten aan te pakken (zoals het verlies van een bevoorradingsbron of -route) beschikt België nu over een duidelijk kader, na de goedkeuring in 2010 van een Europese verordening. De nieuwe verplichtingen op het vlak van internationale solidariteit, noodplannen en samenwerkingsplannen tussen de competente instanties en de marktdeelnemers die in deze verordening voorzien zijn zouden de continuïteit van de aardgasbevoorrading nog aanzienlijk moeten verbeteren.

Tot slot zijn er nog andere vragen die zich opwerpen op het vlak van de zekerheid van de aardgasbevoorrading die betrekking hebben op de eigenheid van onze nationale aardgasmarkt waar twee transportnetwerken naast elkaar bestaan, nl. één voor L-gas (aardgas met lage calorische waarde) en één voor H-gas (aardgas met hoge calorische waarde).

De auteurs van deze prospectieve studie hopen dat iedereen die zich interesseert voor het energiebeleid van België in dit document een antwoord zal vinden op zijn vragen op het vlak van aardgasbevoorrading.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

1. Context van de prospectieve studie betreffende de zekerheid van de aardgasbevoorrading

De prospectieve studie betreffende de zekerheid van de aardgasbevoorrading ligt in de lijn van een dynamische context met verschillende standpunten:

- het standpunt van de instellingen van België;
- het standpunt van de aardgasmarkt;
- het standpunt van het energiebeleid;
- het standpunt van het milieubeleid.

Laten we de evoluties bekijken die een belangrijke impact hebben gehad op de opmaak van de prospectieve studie, alvorens deze bondig voor te stellen.

1.1. Belgische instellingen

In 1830 was België, naast een parlementaire monarchie met een geschreven grondwet, ook een unitaire staat. De grondwetsherzieningen van 1970, 1980, 1988-1989, 1993 en 2001 hebben ons land echter omgevormd tot een federale staat.

1.1.1. Structuur van de staat

Het land wordt tegenwoordig niet langer uitsluitend beheerd door federale instellingen, maar ook door instanties van twee andere bestuursniveaus die hun competenties op een autonome manier uitoefenen voor de onderwerpen die hun eigen. Deze twee bestuursniveaus zijn de gemeenschap, gebaseerd op taal en cultuur, en het gewest, gericht op de economie en het grondgebied.

Omdat België drie officiële talen heeft (Nederlands, Frans en Duits), werd het land opgesplitst in drie gemeenschappen: de Vlaamse Gemeenschap, de Franse Gemeenschap en de Duitstalige Gemeenschap. Er zijn ook drie gewesten in ons land: het Vlaams Gewest, het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en Wallonië. De Vlaamse Gemeenschap en het Vlaams Gewest zijn gefusioneerd.

1.1.2. Bevoegdheden van de deelgebieden van de staat

De belangrijkste bevoegdheden van de gemeenschappen zijn onderwijs, cultuur, gezondheid, welzijnszorg en taalgebruik. De gewesten zijn bevoegd voor ruimtelijke ordening, milieu, woongelegenheden, openbare werken, tewerkstellingsbeleid, gewestelijk economisch beleid, transport, enz.

De federale staat behoudt de bevoegdheden die niet door de wet werden toegewezen aan de gewesten of gemeenschappen, in de domeinen over het algemene belang van alle Belgen: buitenlandse zaken, landsverdediging, justitie, financiën, sociale zekerheid, een deel van de bevoegdheden over energie.



1.1.3. Opsplitsing van bevoegdheden over energie

Op het gebied van energie worden de bevoegdheden verdeeld tussen de federale staat en de gewesten. De gewesten zijn bevoegd voor het volgende:

- de distributie en het plaatselijk vervoer van elektriciteit met netten waarvan de nominale spanning lager is dan of gelijk is aan 70.000 volt;
- de openbare gasdistributie;
- de aanwending van mijngas en van gas afkomstig van hoogovens;
- de netten van warmtevoorziening op afstand;
- de valorisatie van steenbergen;
- de nieuwe energiebronnen² met uitzondering van deze die zich bevinden op het Belgisch Continentaal Plat;
- de terugwinning van energie door de nijverheid en andere gebruikers;
- het rationeel energieverbruik.

De federale staat blijft bevoegd voor het volgende:

- het nationale uitrustingsprogramma in de elektriciteitssector;
- de kernbrandstofcyclus;
- de grote infrastructuur voor opslag, vervoer en productie van energie;
- de tarieven³.

1.2. Vrijmaking van de gasmarkt

De vrijmaking van de gasmarkt heeft een zeer grote impact gehad op de prospectieve studie.

De vrijmaking van de gasmarkt is een proces op Europese schaal, dat de Belgische gasmarkt grondig heeft veranderd.

² Windenergie (onshore), waterkrachtenergie, zonne-energie en biomassa.

³ Bijzondere wet van 8 augustus 1980 tot hervorming der instellingen (BS van 15.8.1980) en haar wijzigingen.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Wat betekent “vrijmaken”?

“Een sector vrijmaken” betekent een eind maken aan een situatie van (quasi-) monopolie door die sector open te stellen voor de mededinging. Dat begrip mag niet worden verward met wat men privatisering noemt. Privatisering bestaat erin een overheidsbedrijf volledig of gedeeltelijk te verkopen aan een privéaankoper.

De vrijmaking is gebaseerd op een opvatting van de economie die ervan uitgaat dat de openstelling voor de mededinging een betere werking van de markt garandeert, en meer bepaald voor de consumenten. De voorstanders van de openstelling voor de mededinging verwachten van dat proces een grotere transparantie van de markt, een diversificatie van de diensten en een daling van de prijzen voor de consumenten, ceteris paribus.

1.2.1. Vrijmaking van de Europese energiemarkt

Hoewel energie aan de basis lag van de opbouw van Europa, met de EGKS (Europese Gemeenschap voor Kolen en Staal)- en de Euratom-verdragen, ging de aandacht uit naar tal van andere problemen tot aan het einde van de vorige eeuw. De Europese eengemaakte markt, die voltooid werd in 1992, had geen betrekking op de energiesector. Toch wordt de openstelling van de energiemarkt voor de mededinging beschouwd als een essentiële factor voor de versterking van de groei en het concurrentievermogen van Europa. Daarom hebben het Europees Parlement en de Raad in de jaren 1990 twee richtlijnen goedgekeurd om de markten van elektriciteit en aardgas geleidelijk open te stellen voor de mededinging⁴. In september 2000 hadden de meeste lidstaten de twee richtlijnen toegepast.

Als gevolg van de conclusies van de Europese Raad van Lissabon in 2000 om Europa competitiever te maken, heeft de Europese Commissie echter een mededeling van 2001 voorgesteld, met de titel “De vervolmaking van de interne markt van de energie”, om de vrijmaking van de elektriciteits- en gasmarkten nog meer te bevorderen. In juni 2003 hebben de Raad en het Parlement twee nieuwe richtlijnen goedgekeurd voor de gas- en elektriciteitsmarkten⁵.

Die twee richtlijnen voorzien de openstelling van de beide markten in twee stappen: op 1 juli 2004 voor de professionals en uiterlijk op 1 juli 2007 voor de particulieren. Het betreft evenwel een “omkaderde” openstelling.

⁴ Richtlijn 96/92/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 19 december 1996 houdende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt van de elektriciteit (PB L 27 van 30.1.1997, p. 20.) en richtlijn 98/30/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 22 juni 1998 houdende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt van het aardgas (PB L 204 van 21.7.1998, p. 1).

⁵ Richtlijn 2003/54/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 26 juni 2003 houdende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt van de elektriciteit en tot intrekking van richtlijn 96/92/EG (PB L 176 van 15.7.2003, p. 37) en richtlijn 2003/55/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 26 juni 2003 houdende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt van het aardgas en tot intrekking van richtlijn 98/30/EG (PB L 176 van 15.7.2003, p. 57).



Om het hoofd te bieden aan de angst die veroorzaakt wordt door de openstelling voor de mededinging van sectoren die, in een groot aantal lidstaten, behoorden tot het publieke domein, legden de richtlijnen aan de lidstaten de verplichting op om op hun grondgebied een aantal openbare dienstverplichtingen na te komen en de regelmaat van de bevoorrading, met inbegrip van de meest afgelegen gebieden, de kwaliteit van de dienstverlening en van de producten, redelijke prijzen en milieubescherming te garanderen.

Hoewel de activiteiten over de productie en de levering voortaan onderworpen zijn aan de mededinging, blijven de activiteiten over het vervoer en de distributie evenwel monopolistisch. Om technische, economische en milieuredenen spreekt het namelijk voor zich dat de lijnen en leidingen beperkt moeten blijven.

Bovendien leggen de richtlijnen een “ontbundeling” (of “unbundling”) op. Dit betekent in feite een scheiding van de activiteiten van de bevoorradingsketen. Opdat de concurrerende producenten en leveranciers van elektriciteit en aardgas de mogelijkheid zouden hebben om vrij en zonder discriminatie toe te treden tot de vervoer- en distributienetten op het hele grondgebied van de Europese Unie (EU), is het wenselijk dat diegene die energie produceert en/of verkoopt, niet tegelijkertijd beheerder kan zijn van de vervoer- en/of distributienetten en aldus de toegang daartoe aan zijn concurrenten ontzeggen. De richtlijnen verbieden een onderneming niet om aanwezig te zijn in alle stadia van de bevoorrading, maar in dat geval moeten de vervoer- en distributienetten uitgebaat worden door afzonderlijke juridische entiteiten.

Tot slot voorzien de richtlijnen de aanstelling van één of meerdere regulatoren. Die regulatoren hebben een controle- en een adviesopdracht voor wat betreft de werking en de organisatie van de markt. Ze moeten vooral de evolutie van de prijzen controleren en een niet discriminerende toegang waarborgen tot de nationale productie-, vervoer- en distributienetten voor de dienstverleners van de andere landen van de Unie.

De Europese Commissie heeft nauwlettend toezicht gehouden op de tenuitvoerlegging en de gevolgen op de markt van beide richtlijnen. Ze heeft o.a. het elektriciteitsreguleringsforum van Florence en het gasreguleringsforum van Madrid⁶ georganiseerd en heeft een studie over de mededinging op de gas- en elektriciteitsmarkt⁷ uitgevoerd. Anderzijds heeft de Europese Raad van Hampton Court eind 2005 gepleit voor een echt Europees energiebeleid. Naar aanleiding hiervan heeft de Europese Commissie op 8 maart 2006 een Groenboek betreffende de ontwikkeling van een gemeenschappelijk en coherent Europees energiebeleid gepubliceerd.

Op basis van de resultaten van de werkzaamheden van deze fora, het onderzoek en de openbare raadpleging over het Groenboek heeft de Europese Commissie op 10 januari 2007 de mededeling “Een energiebeleid voor Europa” gepubliceerd. Daarnaast heeft ze ook een effectbeoordeling gemaakt om de strategische opties i.v.m. de voltooiing van de interne gas- en elektriciteitsmarkt te evalueren. De Europese Raad van het voorjaar 2007 heeft de Euro-

⁶ Waarbij de ministers, de nationale reguleringsinstanties, de Commissie, de leveranciers, de vervoer- en transmissienetbeheerders, de handelaars, de consumenten, de vakbonden, de netgebruikers en de elektriciteitsbeurzen regelmatig samenkomen.

⁷ Naar aanleiding van de bezorgdheid die door de consumenten en de nieuwkomers in de energiesector werd geuit over de ontwikkeling van de groothandel in aardgas en elektriciteit en de beperkte keuze voor de consumenten.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

pese Commissie gevraagd bijkomende maatregelen voor te leggen en heeft de nadruk gelegd op de noodzakelijkheid om de bevoorradingszekerheid te versterken in een geest van solidariteit tussen de lidstaten.

In september 2007 heeft de Europese Commissie het “derde energiepakket” aangenomen, dat door het Europees Parlement en de Raad in juli 2009 is ondertekend. Dit pakket bevat verschillende wetteksten: twee richtlijnen⁸ en drie verordeningen⁹, waarvan de bepalingen hoofdzakelijk het volgende beogen:

- het scheiden van productie en levering van het netbeheer;
- het versterken van de consumentenrechten;
- het waarborgen van een universele dienstverlening van elektriciteit;
- het beschermen van kwetsbare consumenten;
- het reglementeren van de toegang voor bedrijven van buiten de EU tot de controle van de transmissienetten of hun eigenaren;
- het oprichten van een Europees Agentschap voor de samenwerking van energieregulators dat niet-bindende richtsnoeren formuleert;
- het goedkeuren door de Europese Commissie van bindende netcodes die gebaseerd zijn op de richtsnoeren van het Agentschap;
- het oprichten van Europese netwerken van transmissie- en vervoersysteembeheerders, die o.m. de netcodes moeten toepassen;
- het opleggen aan de transmissie- en vervoernetbeheerders om om de twee jaar een netontwikkelingsplan voor een periode van 10 jaar aan de nationale autoriteiten voor te leggen;
- het verbeteren van de regionale samenwerking tussen nationale regulerende instanties;
- het versterken van de onafhankelijkheid van de nationale regulerende instanties.

⁸ Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van richtlijn 2003/54/EG en richtlijn 2009/73/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor aardgas en tot intrekking van richtlijn 2003/55/EG (PB L 211 van 14.8.2009).

⁹ Verordening (EG) nr. 713/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 tot oprichting van een Agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators, verordening (EG) nr.714/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grens-overschrijdende handel in elektriciteit en tot intrekking van verordening (EG) nr. 1228/2003, en verordening (EG) nr. 715/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor de toegang tot aardgastransmissienetten en tot intrekking van verordening (EG) nr. 1775/2005 (PB L 211 van 14.8.2009).



De meeste bepalingen van deze richtlijnen moesten tegen 3 maart 2011 omgezet worden.

1.2.2. Vrijmaking van de Belgische aardgasmarkt

Tot 1999 was de Belgische aardgasmarkt gekenmerkt door een verticaal geïntegreerd quasi-monopolie dat het binnenlands vervoer, de distributie en de levering omvatte. Het verenigen van het transport en de leveringsfunctie binnen één en hetzelfde bedrijf wordt algemeen beschouwd als een rem op de vrije concurrentie. Het is dan ook niet verwonderlijk dat de EU dit als één van de speerpunten van de liberalisering beschouwt.

Bij de omzetting van de liberaliseringsrichtlijnen is er in de wetten van 29 april 1999 dan ook een duidelijk onderscheid gemaakt tussen levering en transport en duidelijk gesteld dat één en dezelfde maatschappij beide functies niet kan uitoefenen. Het uitgangspunt hierbij was dat het werd opgelegd aan de Belgische historische bedrijven en dat het oneerlijke concurrentie zou betekenen indien buitenlandse bedrijven wel van dit voordeel zouden kunnen genieten en niet alleen eigen infrastructuur bouwen, maar ook nog eens de energie daarover zelf vervoeren.

Voor 1999 werd er een openbare arbitrage verzekerd door het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas, dat de vertegenwoordigers van de distributieondernemingen, van de consumenten, van de sociale partners en van de regering groepeerde, om de regels van de markt te bepalen op een consensuele basis.

Een mechanisme van controle van de rekeningen van het vervoer en de distributie maakte het mogelijk om voor de operatoren een correcte vergoeding van het geïnvesteerde kapitaal te verzekeren en voor de verbruikers billijke, geperequateerde tarieven te waarborgen. Alle afnemers betaalden dezelfde prijs, waar ze ook wonen. De hoogste kosten voor de distributie en de aansluiting in een regio met verspreide woningen werden namelijk gecompenseerd door de laagste kosten van een dichter bevolkte regio.

Sinds 1999 kent de Belgische aardgasmarkt diepgaande veranderingen, die het gevolg zijn van de toepassing van de vrijmaking, die door de EU werd gelanceerd.

Aangezien de energie in België een deels geregionaliseerde materie is, heeft de omzetting van de Europese richtlijnen in Belgisch recht aanleiding gegeven tot vier wetten en vier regulatoren, vermeld in tabel 1.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Tabel 1: Voornaamste wetgeving en regulerende instantie van de componenten van de Belgische Staat in het domein van het aardgas

Deelgebied van de staat	Primaire wetgeving	Reguleringsinstantie
Federale staat	Wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen ¹⁰ Wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de gasmarkt en het fiscaal statuut van de elektriciteitsproducenten ¹¹	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG)
Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Ordonnantie van 1 april 2004 betreffende de organisatie van de gasmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, betreffende wegensretributies inzake gas en elektriciteit en houdende wijziging van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest ¹²	Brussel Gas Elektriciteit (BRUGEL)
Vlaams Gewest	Decreet van 6 juli 2001 betreffende de organisatie van de gasmarkt. ¹³	Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG)
Wallonië	Decreet van 19 december 2002 betreffende de organisatie van de gewestelijke gasmarkt ¹⁴	De Waalse Energiecommissie (CWaPE = Commission wallonne pour l'énergie)

Het vrijmakingsproces werd uitgevoerd op een geleidelijke wijze die specifiek is voor elk gewest. De verschillende etappen van het proces worden per gewest in detail beschreven in tabel 2.

Tabel 2: Etappen van het vrijmakingsproces in de drie gewesten van België

Gewest	Datum	In aanmerking komende klanten
Brussels Hoofdstedelijk Gewest	01/07/2004	Professionele afnemers
	01/01/2007	Residentiële afnemers en gemengde afnemers
Vlaams Gewest	01/07/2003	Alle afnemers
Wallonië	05/01/2004	Afnemers die meer dan 12 GWh/jaar/locatie verbruiken
	01/07/2004	Afnemers die meer dan 0,12 GWh/jaar/locatie verbruiken en professionele afnemers
	01/01/2007	Residentiële afnemers

¹⁰ BS van 7.5.1965.

¹¹ BS van 11.5.1999.

¹² BS van 26.4.2004.

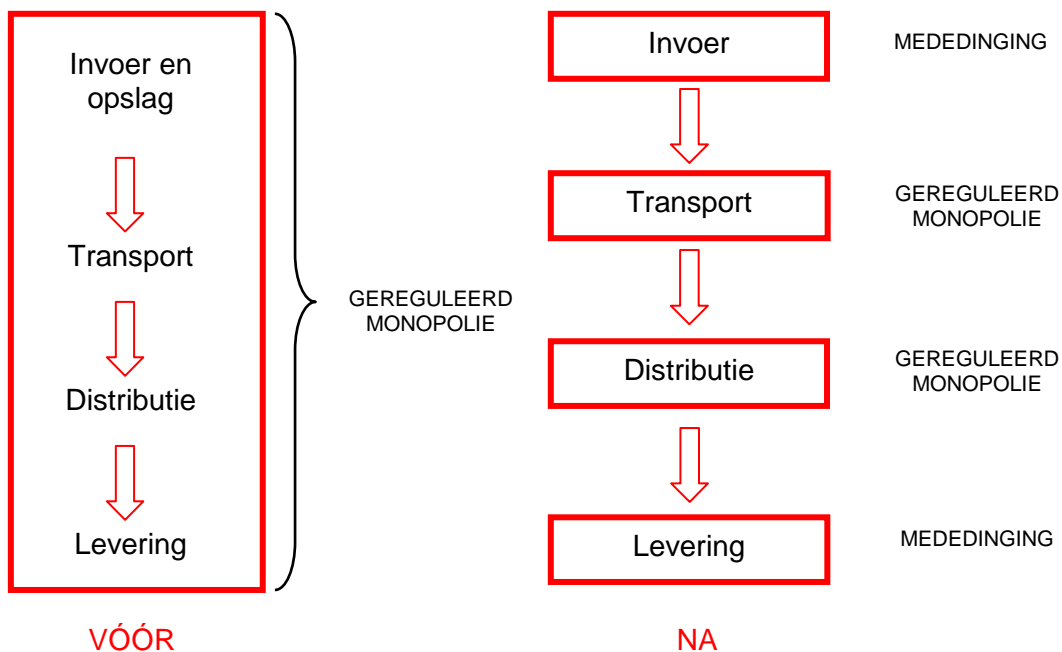
¹³ BS van 3.10.2001.

¹⁴ BS van 1.5.2001.



De gevolgen van de vrijmaking voor de structuur van de gasmarkt worden geïllustreerd in schema 1. Het verticaal geïntegreerde en gereguleerde quasi-monopolie heeft plaats gemaakt voor afzonderlijke functies die uitgevoerd worden door concurrerende ondernemingen (met uitzondering van de vervoersnetbeheerder en distributienetbeheerders die genieten van een gereguleerd monopolie).

Schema 1: Vereenvoudigd overzicht van de aardgasmarkt vóór en na de vrijmaking



De belangrijkste actoren op de vrijgemaakte elektriciteitsmarkt en hun relaties worden voorgesteld in schema 2 en schema 3. Die actoren (met uitzondering van de vervoersnetbeheerder en de distributienetbeheerders) kunnen gevestigd zijn in België of in het buitenland. Het zijn de volgende:

1. de bevrachters die aardgas invoeren om de markt te bevoorraden;
2. de “traders”¹⁵, “brokers”¹⁶ en andere tussenpersonen, die tussenkomen in de commercialisering van aardgas, maar die geen opslag-, vervoer- of distributie-installatie bezitten;

¹⁵ De “trader” is een handelaar die in het groot kan kopen op de markt en die herverkoopt in semi-groothandel en in kleinhandel aan afnemers. In principe is de trader verplicht om alle commerciële en financiële transacties na te komen die hij met zijn afnemers heeft gesloten en is hij bijgevolg onderworpen aan het risico van de prijsschommelingen.

¹⁶ De “broker” is een makelaar die de verkopers en de kopers met elkaar in contact brengt buiten de “officiële” markten. Die functie van zuivere bemiddeling (noch aankoop, noch verkoop) onderwerpt die niet aan het risico van de prijsschommelingen waaraan de trader onderworpen is.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

3. de vervoersnetbeheerder of Transmission System Operator (TNB), die instaat voor de ontwikkeling, het beheer en het onderhoud van de gaspijplijnen, de internationale aardgasuitwisselingen verzekert en de energie vanaf de invoerpunten naar de distributienetten vervoert. In België staat Fluxys in voor het beheer van het vervoersnet;
4. de beheerder van de opslaginstallatie voor aardgas en de beheerder van de LNG-installatie, respectievelijk Fluxys en Fluxys LNG;
5. de distributienetbeheerders (DNB), staan in voor de ontwikkeling, het beheer en het onderhoud van de distributieleidingen waarvan de druk lager ligt dan 14,7 bar. België telt meerdere DNB's: de oude intercommunales (gemengd of zuiver) en de regio's. Elk heeft de exclusieve verantwoordelijkheid voor een bepaald stuk van het Belgische grondgebied;
6. de leveranciers, houders van een leveringsvergunning afgeleverd door de overheid, die de energie kopen bij de producent en die verkopen aan de afnemers, met inachtneming van de marktregels die werden uitgewerkt door de regionale instanties. Het zijn de leveranciers die voortaan het aardgas aan de afnemers factureren;
7. de afnemers, die hun aardgasleverancier vrij kiezen;
8. de federale en regionale regulatoren, die een dubbele taak hebben:
 - advies verstrekken aan de openbare instanties over de organisatie en de werking van de markten van elektriciteit en aardgas;
 - toezicht houden op en controleren van de toepassing van de wetgeving terzake.

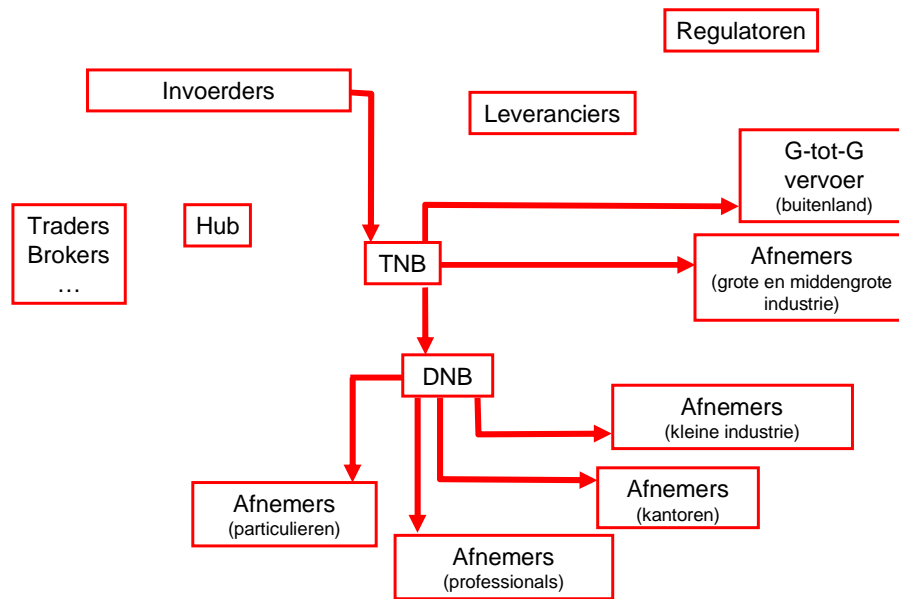
Die actoren sluiten verschillende types van contracten met elkaar af. Meer bepaald:

- de leveranciers sluiten aankoopcontracten met de invoerders, toegangscontracten met de TNB's en met de DNB's, een leveringscontract met hun afnemers;
- de netbeheerders sluiten aansluitingscontracten¹⁷ en toegangscontracten met hun afnemers.

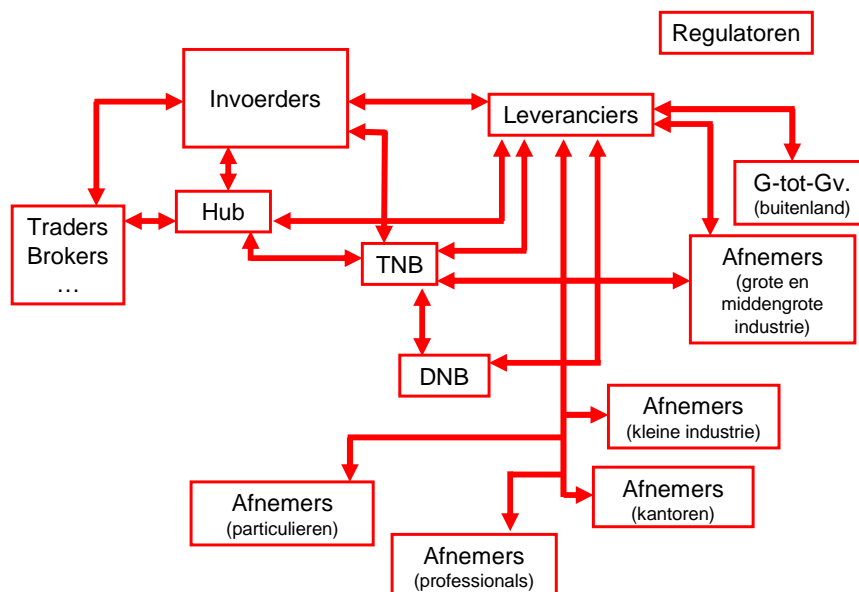
¹⁷ De aansluitingscontracten bepalen de rechten en verplichtingen van de netbeheerder en van de afnemer voor wat betreft de realisatie, het gebruiksrecht, het eigendomsrecht, de technische eisen en het beheer van de installaties die vereist zijn voor een fysische aansluiting op het net.



Schema 2: Belangrijkste actoren van de vrijgemaakte aardgasmarkt en hun relaties: fysische energiestromen



Schema 3: Belangrijkste actoren van de vrijgemaakte aardgasmarkt en hun relaties: contractuele relaties



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Parallel met de structuur en de werking van de markt heeft ook de tarifiering van aardgas veranderingen ondergaan. Vandaag heeft de aardgasfactuur, naast de btw¹⁸, drie componenten:

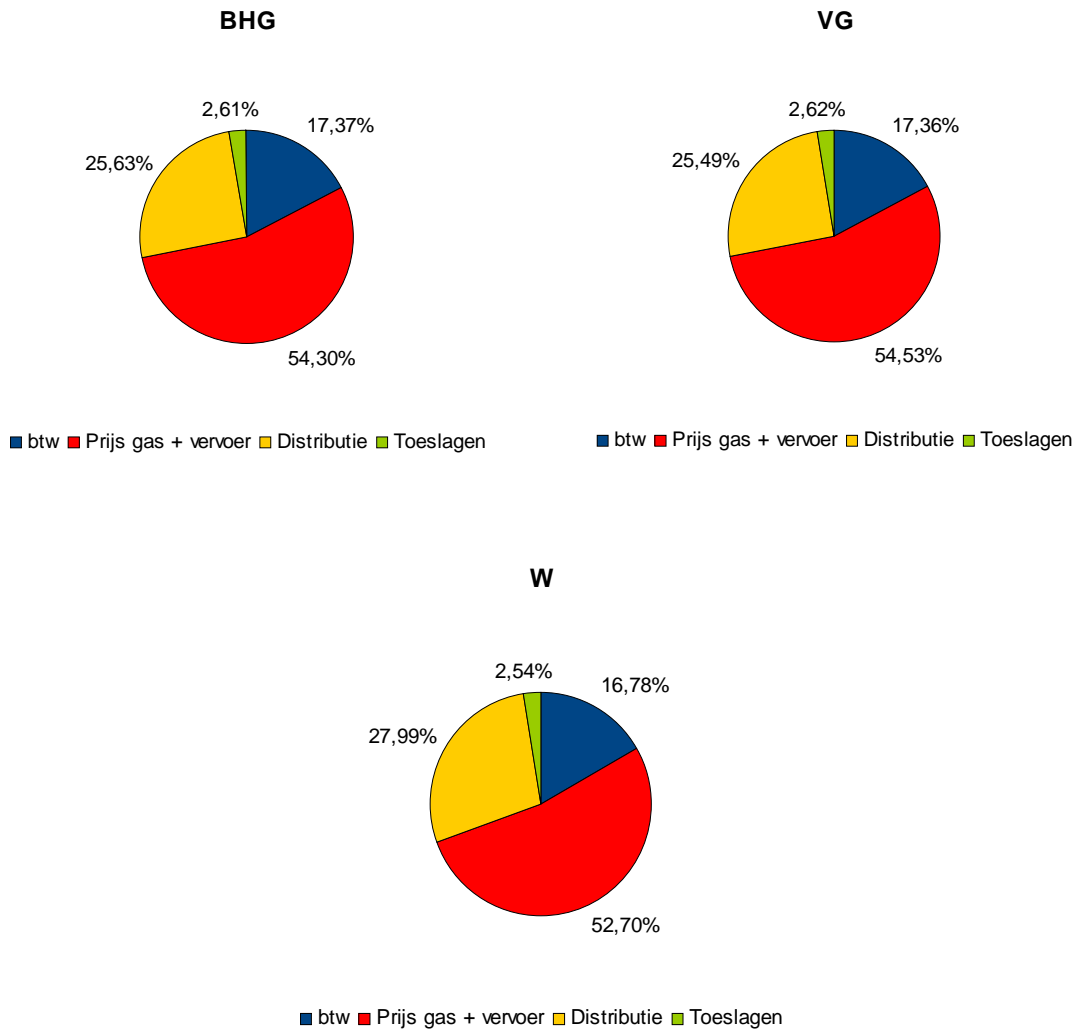
- de prijs van het geleverde aardgas en de kostprijs van het vervoer ervan;
- de kostprijs van de distributie ervan;
- de federale en regionale toeslagen.

Het aandeel van die componenten wordt aangeduid in figuur 1 voor een huishoudelijke gebruiker en in figuur 2 voor een professionele gebruiker.

¹⁸ Het btw-tarief dat van toepassing is op aardgas bedraagt 21%, maar het aandeel van de btw in de totale kostprijs van het aardgas bedraagt 17%.



Figuur 1: Aandeel van de componenten van de aardgasfactuur, gemiddelde huishoudelijke verbruiker (23.260 Kwh/jaar)¹⁹, januari 2010 (inclusief btw)

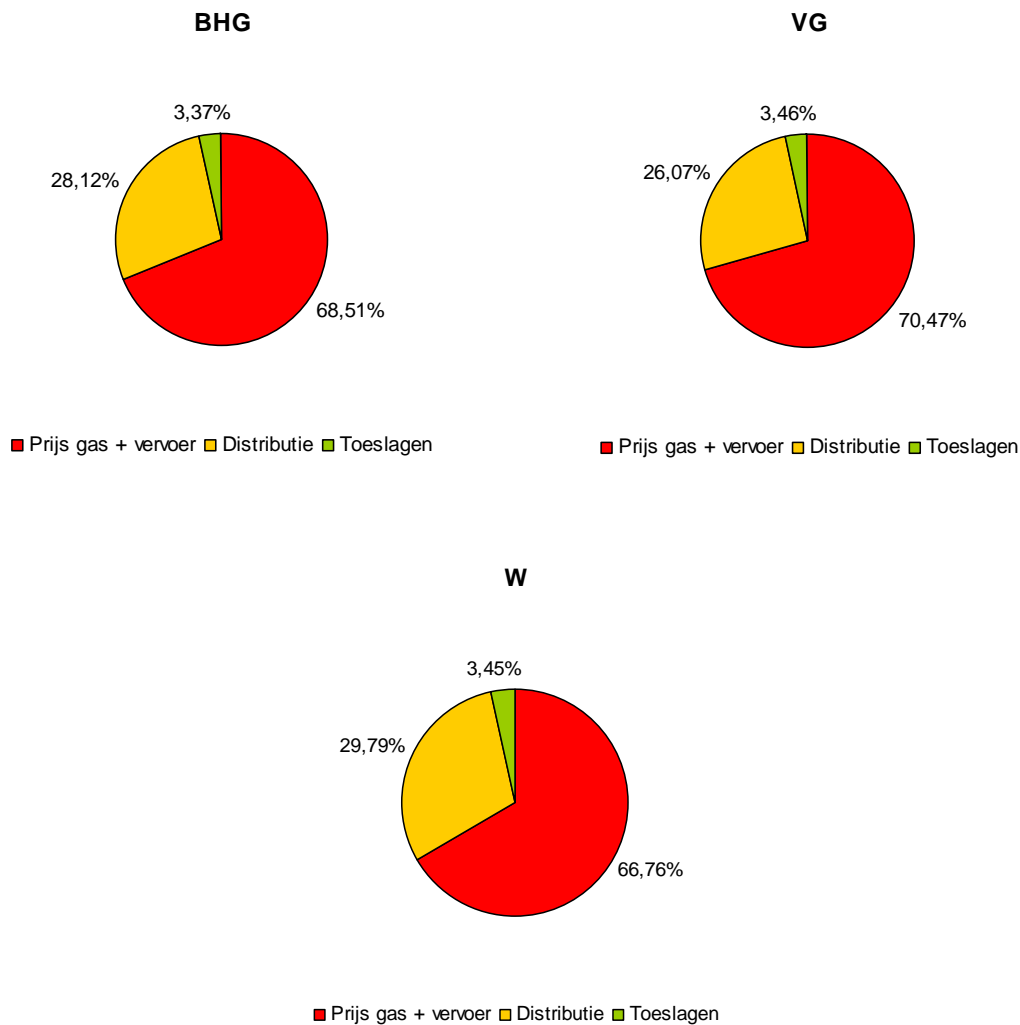


Bron: Sibelga

¹⁹ Verbruik van een gemiddeld gezin dat woont in een huis waarin aardgas wordt gebruikt voor verwarming, koken en warm water.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 2 : Aandeel van de componenten van de aardgasfactuur, professionele verbruiker (100.000 kWh/jaar), januari 2010 (exclusief btw)



Bron: Sibelga

De prijs van het geleverde aardgas wordt vrij bepaald door de leverancier, en kan bijgevolg het voorwerp uitmaken van een commerciële onderhandeling tussen de leverancier en de afnemer. Dit naargelang van het consumptieprofiel en van de door de afnemer verbruikte hoeveelheid, maar ook van de kwaliteitsgaranties en van de door de leverancier geboden dienstverlening.

De vervoers- en distributietarieven die dienen om de vervoersnetbeheerder en de distributienetbeheerder te vergoeden, blijven evenwel gereguleerd en kunnen bijgevolg niet onderhandeld worden. Ze worden goedgekeurd door de CREG. De distributietarieven verschillen van de ene DNB tot de andere. – zoals hierboven aangegeven is het vaak goedkoper om



aardgas te leveren in een stedelijke zone dan in een landelijke zone –, maar ze zijn identiek voor alle leveringspunten van een DNB.

De toeslagen die worden opgelegd door de federale en de regionale instanties dienen om de kosten te financieren van de openbare diensten. Het merendeel van die kosten bestonden reeds vóór de vrijmaking, maar werden niet uitdrukkelijk vermeld op de elektriciteitsfactuur. De openbare toeslagen omvatten voornamelijk:

- de bijdrage op de energie, waarvan de opbrengst bestemd is voor het fonds voor het financiële evenwicht van de sociale zekerheid;
- de federale bijdrage, die dient voor de financiering van de denuclearisatie van de sites in Mol-Dessel, de werking van de CREG, de taak van begeleiding en financiële maatschappelijke steun aan personen die moeite hebben om hun energiefactuur te betalen (die werd toevertrouwd aan het OCMW), het federale beleid over de reductie van de emissies van broeikasgassen (BKG) en de sociale tarieven waarvan de residentiële beschermde afnemers genieten;
- de regionale toeslagen, die kunnen variëren van gewest tot gewest.

1.3. Elementen van het energiebeleid

Drie elementen van het Belgische energiebeleid hebben een belangrijke rol gespeeld in de opmaak van de prospectieve studie:

- de uitstap uit kernenergie;
- de bevordering van hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling;
- de verbetering van de energie-efficiëntie.

1.3.1. Uitstap uit kernenergie

Op 31 januari 2003 werd de wet goedgekeurd betreffende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie²⁰.

Deze wet voorziet het volgende:

- er mag geen enkele nieuwe nucleaire centrale bestemd voor de industriële elektriciteitsproductie door splijting van kernbrandstoffen worden opgericht en/of in exploitatie gesteld;
- de nucleaire centrales moeten worden gedeactiveerd veertig jaar na de datum van hun industriële ingebruikname en mogen vanaf dan geen elektriciteit meer produceren.

²⁰ BS van 28.2.2003.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Artikel 9 van deze wet bepaalt echter het volgende: "In geval van bedreiging van de bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit, kan de Koning, bij een besluit vastgelegd na overleg in de Ministerraad, na advies van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas, de noodzakelijke maatregelen nemen en dit onverminderd de artikelen 3 tot 7 van deze wet, tenzij in geval van overmacht. Dit advies zal in het bijzonder betrekking hebben op de weerslag van de evolutie van de productieprijsen op de bevoorradingszekerheid."

In tabel 3 vindt u de data van ingebruikname en van deactivering van de zeven kerncentrales in chronologische volgorde, evenals hun geïnstalleerd vermogen.

Tabel 3: Data van ingebruikname en deactivering van de Belgische kerncentrales, evenals hun geïnstalleerd vermogen

Centrale	Geïnstalleerd vermogen (MW) ²¹	Datum van ingebruikname	Datum van deactivering
Doel 1	434,5	15 februari 1975	15 februari 2015
Tihange 1	962	1 oktober 1975	1 oktober 2015
Doel 2	433	1 december 1975	1 december 2015
Doel 3	1.006	1 oktober 1982	1 oktober 2022
Tihange 2	1.008	1 februari 1983	1 februari 2023
Doel 4	1.046,8	1 juli 1985	1 juli 2025
Tihange 3	1.053	1 september 1985	1 september 2025

In november 2008 gaf de federale minister voor Klimaat en Energie een groep experts (GEMIX) de opdracht een onderzoek uit te voeren met het doel de ideale energiemix voor België te bepalen. GEMIX heeft haar eindverslag in september 2009 ingediend. Op basis van dit verslag heeft de federale regering in oktober 2009 verklaard dat de levensduur van de drie oudste kerncentrales (Doel 1 & 2 en Tihange 1) met 10 jaar zou worden verlengd. In april 2010 heeft de federale regering ontslag genomen zonder die verklaring nog te kunnen bekrachtigen.

Anderzijds heeft een aardbeving het Noordoosten van Japan getroffen in maart 2011. Als gevolg hiervan vond er een catastrofe plaats in de kerncentrale van Fukushima, een stad die gelegen is op ongeveer 400 km van Tokyo. Deze catastrofe heeft er toe geleid dat verscheidene Lidstaten van de Europese Unie die over kerncentrales beschikken, waaronder België, besloten hebben om die kerncentrales te onderwerpen aan weerstandstests, doorgaans "stresstests" genaamd. De resultaten van deze tests die ontwikkeld zijn in het kader van de Europese Unie zouden einde 2011 moeten bekend zijn. In België heeft de ontslagnemende federale regering besloten om aan de stresstests de uitvoering van de verklaring betreffende de verlenging van de levensduur van de drie oudste centrales te bedingen.

Gevolgen van de vertraging en voorbereiding op de uitstap uit kernenergie

Om de huidige veiligheidsvoorwaarden voor de productie te blijven naleven, vereist de verlenging van de levensduur van de kerncentrales tot meer dan 40 jaar het bestellen van vervangstukken (deksels van reactorvaten, onderdelen voor turbines, instrumentatie-

²¹ In mei 2011.



apparatuur ...) bij leveranciers van uitrustingen en vanzelfsprekend de aankoop van brandstof.

Wanneer de stopzetting van de nucleaire productie actueel zal zijn, zullen de eerste te deactiveren reactoren worden onderworpen aan een laatste lading van brandstof en hun productie zal geleidelijk verminderen tot de energie-inhoud van de brandstof is uitgeput. Daarom moet het niet-nucleaire vervangingsvermogen al voor het jaar ervoor worden voorzien voor ongeveer de helft van de nominale capaciteit van de betrokken reactoren rekening houdend met de minimale vertraging van de ingebruikname van de nieuwe eenheden, wat varieert van 4 jaar voor een gascentrale tot 6 jaar voor een steenkoolcentrale.

1.3.2. Bevordering van hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling

De bevordering van de hernieuwbare energiebronnen (SER) en de warmtekrachtkoppeling in België integreert zich in het Europese beleid op dit gebied, in de vorm van twee richtlijnen: richtlijn 2009/28/EG²². en richtlijn 2004/8/EG²³.

Richtlijn 2009/28/EG legt meerdere doelstellingen op aan België:

- een verplicht deel van 13 % van de energie uit hernieuwbare energiebronnen in zijn bruto eindverbruik van energie in 2020;
- een verplicht deel van 10 % van de energie uit hernieuwbare energiebronnen in de transportsector in 2020.

België werd trouwens verzocht tussentijdse, indicatieve doelstellingen vast te stellen. Deze doelstellingen worden uitgedrukt als het aandeel energie uit hernieuwbare energiebronnen in het bruto eindverbruik van energie over de periode die loopt van 2011 tot 2018.

Richtlijn 2009/28/EC maakt deel uit van een geheel van bepalingen dat het "Energieklimaatpakket" wordt genoemd. Dit pakket heeft tot doel de broeikasgasuitstoot van de EU te verminderen en het verbruik van geproduceerde energie uit hernieuwbare energiebronnen uit te breiden. Het zet de doelstellingen die zijn vastgesteld tijdens de Europese Raad van maart 2007 om in concrete feiten:

- een vermindering van de broeikasgasuitstoot van de EU met 20 % tegen 2020 ten opzichte van 1990;

²² Richtlijn 2009/28/EG van het Europees parlement en de Raad van 23 april 2009 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van richtlijn 2001/77/EG en 2003/30/EG (PB L 140 van 5.6.2009).

²³ Richtlijn 2004/8/EG van het Europees parlement en de Raad van 11 februari 2004 inzake de bevordering van warmtekrachtkoppeling op basis van de vraag naar nuttige warmte binnen de interne energiemarkt en tot wijziging van de richtlijn 92/42/EEG (PB L 52 van 21.2.2004).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- een individuele inspanning door elke lidstaat van de EU voor een vermindering van het energieverbruik met 20 % ten opzichte van de vooruitzichten voor 2020 van het Groenboek van de Europese Commissie over de energie-efficiëntie;
- de realisatie van een verplicht deel van 20 % hernieuwbare energie in het bruto eindverbruik van de energie in de EU tegen 2020.

Er zijn nog andere bepalingen van dit pakket die het vermelden waard zijn, met in het bijzonder:

- richtlijn 2009/29/EG van het Europees parlement en de Raad van 23 april 2009 tot wijziging van richtlijn 2003/87/EG voor het verbeteren en uitbreiden van de regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap²⁴;
- richtlijn 2009/31/EG van het Europees parlement en de Raad van 23 april 2009 betreffende de geologische opslag van kooldioxide en tot wijziging van richtlijn 85/337/EEG van de Raad, de richtlijnen 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG en 2008/1/EG en verordening (EG) nr. 1013/2006 van het Europees parlement en de Raad²⁵;
- beschikking nr. 406/2009/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 inzake de inspanningen van de lidstaten om hun broeikasgasemissies te verminderen om aan de verbintenissen van de Gemeenschap op het gebied van het verminderen van broeikasgassen tot 2020 te voldoen²⁶.

Het Europees parlement en de Raad zullen bereid zijn de coherentie tussen de verschillende elementen van het Energie-klimaatpakket te garanderen, wat ertoe zal leiden dat hun effecten onderling worden versterkt.

De objectieven van het Energie-klimaatpakket werden geïntegreerd in de strategie “Europa 2020”²⁷, in maart 2010 voorgesteld door de Europese Commissie en in juni 2010 goedgekeurd door de Europese Raad, alsook het vlaggenschipinitiatief “Europa, een efficiënt gebruik van hulpbronnen”²⁸. Deze strategie die de voorgaande hervormt en verlengt, de zogenaamde “strategie van Lissabon”²⁹, beoogt om een “slimme, duurzame en inclusieve groei” te creëren.

²⁴ PB L 140 van 5.6.2009.

²⁵ PB L 140 van 5.6.2009.

²⁶ PB L 140 van 5.6.2009.

²⁷ Mededeling van de Commissie - Europa 2020 - Een strategie voor slimme, duurzame en inclusieve groei (3.3.2010).

²⁸ Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Sociaal Comité en het Comité van de Regio's - Efficiënt gebruik van hulpbronnen - Vlaggenschipinitiatief in het kader van de Europa 2020-strategie (26.1.2011).

²⁹ Conclusies van het Voorzitterschap - Europese Raad Lissabon - 23 en 24 maart 2000; Mededeling van de Commissie aan de Raad en het Europees Parlement - Gemeenschappelijke acties voor groei en werkgelegenheid: het communautair Lissabonprogramma (20.7.2005).



ren, die berust op een grotere coördinatie tussen de nationale en Europese beleidsvormen. Hoewel de hernieuwbare energiebronnen in België vooral onder de bevoegdheid van de gewesten vallen, hebben zowel de federale staat als de gewesten maatregelen geïmplementeerd ter bevordering van de hernieuwbare energiebronnen en/of warmtekrachtkoppeling met hoge kwaliteit of hoog rendement³⁰.

Eenzijds heeft de federale staat de last van de financiën en de energietarieven behouden waardoor er niet te verwaarlozen actiemogelijkheden worden geboden. Anderzijds zijn de bevoegdheden van de gewesten beperkt tot hun grondgebied. Dit omvat geen zeegebieden die bijgevolg onder de verantwoordelijkheid van de federale staat blijven. Het is dan ook de staat die de maatregelen heeft genomen over de hernieuwbare energiebronnen die van toepassing zijn op dit deel van het Belgische grondgebied (ontwikkeling van offshore windmolens).

In de energiesector zijn de maatregelen die erop gericht zijn het gebruik van hernieuwbare energiebronnen en de kwalitatieve warmtekrachtkoppeling te bevorderen, het volgende:

- de productie van elektriciteit;
- de investering;
- toegang tot en gebruik van het net;
- informatie en advies.

Vele van deze maatregelen zijn erop gericht de productiekosten van groene elektriciteit concurrerend te maken ten opzichte van niet-hernieuwbare energiebronnen. Hieronder zijn de belangrijkste maatregelen toegelicht, met nadruk op de maatregelen die door de federale staat zijn geïmplementeerd.

³⁰ *Warmtekrachtkoppeling*: gecombineerde productie van warmte en elektriciteit;

Kwalitatieve warmtekrachtkoppeling:

- Brussels Hoofdstedelijk Gewest: gecombineerde productie van warmte en elektriciteit, gedimensioneerd op de warmtebehoefte, en die een CO₂-besparing van minstens 5 % oplevert in vergelijking met de klassieke referentie-installaties die afzonderlijk elektriciteit en warmte produceren (Leefmilieu Brussel);
- Vlaams Gewest: gecombineerde productie van warmte en elektriciteit die een voldoende primaire energiebesparing moet realiseren ten opzichte van de gescheiden opwekking van dezelfde hoeveelheid warmte en elektriciteit in een ketel en een elektriciteitscentrale: meer dan 0 % besparing voor WKK-installaties kleiner dan 1 MW, en meer dan 10 % voor WKK-installaties groter dan of gelijk aan 1 MW (Vlaams Energieagentschap);
- Wallonië: gecombineerde productie van warmte en elektriciteit, ontwikkeld op basis van de warmtebehoefte van de afnemer, die een energiebesparing realiseert ten opzichte van de afzonderlijke productie van dezelfde hoeveelheden warmte en elektriciteit in moderne referentie-installaties waarvan de jaarlijkse bedrijfsrendementen elk jaar worden vastgelegd en gepubliceerd door de CWaPE (Waalse commissie voor energie) (decreet van 12 april 2001 betreffende de organisatie van de gewestelijke elektriciteitsmarkt).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Productie van elektriciteit

Van alle maatregelen voor de ondersteuning bij de productie, is de meest opvallende het systeem van groenestroomcertificaten dat werd ontwikkeld binnen elke deelstaat^{31,32}. Het doel van dit systeem is de invoering van een markt van groenestroomcertificaten. Deze bevat twee assen. De eerste as bestaat uit de toekenning door de regulator van groene certificaten aan de producenten van groene elektriciteit, met het verkrijgen van een oorsprongsgarantie door deze producenten, afgeleverd door een erkende instelling.

De tweede as berust op de verplichting aan leveranciers om een minimum aantal groenestroomcertificaten te verwerven, berekend op basis van hun totale verkoop van elektriciteit. Als een leverancier niet voldoet aan deze verplichting, moet hij een boete betalen.

Het systeem van groene certificaten kan worden vergezeld van mechanismen met het doel de producenten van groene elektriciteit een minimaal rendement te garanderen door het instellen van een regime van gegarandeerde prijzen voor groene certificaten.

De federale overheid heeft een systeem van offshorecertificaten (zonder quota) opgesteld die het voorwerp zijn van een terugkoopverplichting tegen een minimumprijs door de transmissienetbeheerder. De andere productiekanaalen (gewestelijke certificaten) kunnen eveneens gebruik maken van het federale systeem van gegarandeerde minimumprijzen. Deze wordt gedifferentieerd volgens de productiekanaalen.

³¹ *Federale staat*: koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen (BS van 23.8.2002), koninklijk besluit van 5 oktober 2005 tot wijziging van koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen (BS van 14.10.2005) en koninklijk besluit van 31 oktober 2008 tot wijziging van koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen (BS van 14.11.2008);

Brussels Hoofdstedelijk Gewest: besluit van de Brusselse Hoofdstedelijke Regering van 6 mei 2004 betreffende de promotie van groene elektriciteit en van kwalitatieve warmtekrachtkoppeling (BS van 28.6.2004) en besluit van de Brusselse Hoofdstedelijke Regering van 19 juli 2007 houdende vaststelling van de modaliteiten voor de toekenning van labels van garantie van oorsprong, houdende bepaling van de plichten opgelegd aan de leveranciers, en houdende wijziging van het besluit van 6 mei 2004 betreffende de promotie van groene elektriciteit en van kwalitatieve warmtekrachtkoppeling (BS van 6.9.2007);

Vlaams Gewest: besluit van de Vlaamse Regering van 5 maart 2004 inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen (BS van 23.3.2004) en besluit van de Vlaamse Regering van 7 juli 2006 ter bevordering van de elektriciteitsopwekking in kwalitatieve warmtekrachtkoppeling (BS van 1.12.2006);

Wallonië: besluit van de Waalse Regering van 30 maart 2006 betreffende de openbare dienstverplichtingen op de elektriciteitsmarkt (BS van 27.4.2006), besluit van de Waalse Regering van 30 november 2006 betreffende de promotie van groene elektriciteit (BS van 29.12.2006) en besluit van de Waalse Regering van 20 december 2007 houdende verschillende maatregelen ter bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen of warmtekrachtkoppeling (BS van 31.1.2008).

³² We spreken van "groene certificaten" op federaal niveau, in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en in Wallonië. In het Vlaams Gewest is er sprake van "groenestroomcertificaten" (hernieuwbare energiebronnen) en "warmtekrachtcertificaten" (kwalitatieve warmtekrachtkoppeling).



Investerings

De federale staat heeft maatregelen genomen om de windmolenprojecten te ondersteunen.

Het gaat om de financiering door de netbeheerder van een derde van de kosten van de onderzeese kabel voor het project (met een maximum van 25 miljoen euro voor een project van 216 MW of meer)³³.

Er werden ook belastingverminderingen voorzien voor particulieren en ondernemingen voor groene of energiebesparende investeringen (o.a. thermische en fotovoltaïsche zonnepanelen).

Toegang tot en gebruik van het elektriciteitsnet

Producenten van groene elektriciteit profiteren, in elke rechtsvorm, van prioritaire toegang tot het elektriciteitsnet.

Bovendien worden gebruikers van het net, door een koninklijk besluit van 24 maart 2003³⁴, vrijgesteld van een deel van de federale bijdrage. Dit deel stemt overeen met de elektriciteit die is geleverd aan de eindafnemers en is geproduceerd door hernieuwbare energiebronnen of eenheden van kwalitatieve warmtekrachtkoppeling.

Tot slot voorziet de federale staat een steunmaatregel om de meerkost te beperken die ontstaat door de productieafwijking van de nieuwe offshore windmolenparken, wanneer deze niet meer dan 30 % bedragen ten opzichte van de genomineerde vermogens.³⁵

Informatie en advies

Er is een nieuw beroep ontstaan in de drie Belgische gewesten: de "facilitator". De facilitator heeft de volgende taken:

- potentiële investeerders informeren en adviseren (maar geen projecten ontwikkelen);
- de aandacht trekken van de overheidsinstanties op hindernissen voor de ontwikkeling van hun bevoegdheidsdomeinen;
- bijdragen tot het sensibiliseren van doelgroepen zoals de industrie, projectontwikkelaars, lokale overheidsinstanties en onderwijsinstellingen.

³³ Wet van 20 juli 2005 houdende diverse bepalingen (BS van 29.7.2005).

³⁴ Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt (BS van 28.3.2003), gewijzigd door het koninklijk besluit van 26 september 2005 (BS van 29.9.2005).

³⁵ Koninklijk besluit van 30 maart 2009 betreffende productieafwijkingen op installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden (BS van 31.3.2009).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Er zijn facilitators voor de verschillende types publiek (industrie, tertiair, huishouden ...) en voor de verschillende hernieuwbare energiebronnen. Deze "facilitators" zijn verenigingen of studie bureaus die zijn aangeduid door de entiteiten.

Ontwikkeling van het biogas

Als een veelbelovend alternatief voor aardgas voor de productie van elektriciteit en warmte³⁶ wordt het biogas op gewestelijk niveau bevorderd, inzonderheid via het systeem van de groenestroomcertificaten (wanneer het wordt gebruikt om elektriciteit te produceren) en steunmaatregelen bij investeringen.

1.3.3. Verbetering van de energie-efficiëntie

De verbetering van de energie-efficiëntie door de vermindering van het eenheidsverbruik van energie die hiervan het gevolg is, draagt bij tot het oplossen van problemen die zowel betrekking hebben op het milieu als op de continuïteit van de energievoorziening of de energiekosten.

Om de integratie van dit aspect in de energiebeleidslijnen van de lidstaten te bevorderen, heeft de wetgever van de EU maatregelen genomen in verschillende domeinen, gekenmerkt door een hoog potentieel voor energiebesparing en, in het bijzonder, in de domeinen van de energieprestaties van gebouwen³⁷, de vermelding van het energieverbruik van bepaalde apparaten³⁸, ecodesign voor energieverbruikende producten³⁹, de energie-efficiëntie bij het

³⁶ In het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie uitgewerkt door België in 2010 bedraagt de voorziene bijdrage van biogas tot het bereiken van de bindende doelstellingen voor 2020 5 % in termen van geïnstalleerd vermogen (MW) of 6 % in termen van geproduceerde energie (GWh) in de elektriciteitssector en 2 % in termen van geproduceerde energie (Toe) in de sector van verwarming en koeling.

³⁷ Richtlijn 2010/31/EU van het Europees Parlement en de Raad van 19 mei 2010 betreffende de energieprestatie van gebouwen (PB L 153 van 18.6.2010) waarbij richtlijn 2002/91/EG van het Europees parlement en de Raad van 16 december 2002 inzake de energieprestaties van gebouwen (PB L 1 van 4.1.2003) met ingang van 1 februari 2012 wordt ingetrokken (herschikking).

³⁸ Richtlijn 2010/30/EU van het Europees Parlement en de Raad van 19 mei 2010 betreffende de vermelding van het energieverbruik en het verbruik van andere hulpbronnen op de etikettering en in de standaardproductinformatie van energiegerelateerde producten (PB L 153 van 18.6.2010) waarbij richtlijn 92/75/EEG van de Raad betreffende de etikettering van het energieverbruik van huishoudelijke elektrische koelkasten, diepvriezers en combinaties daarvan (PB L 170 van 9.7.2003) met ingang van 21 juli 2011 wordt ingetrokken (herschikking).

³⁹ Richtlijn 2009/125/EG van het Europees Parlement en de Raad van 21 oktober 2009 betreffende de totstandbrenging van een kader voor het vaststellen van eisen inzake ecologisch ontwerp voor energiegerelateerde producten (JO L 285 van 31.10.2009) waarbij richtlijn 2005/32/EG van het Europees Parlement en de Raad van 6 juli 2005 betreffende de totstandbrenging van een kader voor het vaststellen van eisen inzake ecologisch ontwerp voor energieverbruikende producten en tot wijziging van richtlijn 92/42/EEG van de Raad en de richtlijnen 96/57/EG en 2000/55/EG van het Europees Parlement en de Raad (PB L 191 van 22.7.2005) wordt ingetrokken (herschikking).



eindgebruik en energiediensten⁴⁰ en van de warmtekrachtkoppeling (de richtlijn met betrekking tot de warmtekrachtkoppeling werd reeds besproken in 1.3.2, maar vindt ook hier een plaats vanwege het hogere rendement dat gekoppeld is aan deze technologie).

Naast de wettelijke maatregelen, voert de EU ook verschillende regels ter bevordering van de energie-efficiëntie in:

- ze moedigt vrijwillige initiatieven aan: sectorakkoorden met de industrie (zoals akkoorden over televisietoestellen, dvd-lezers, huishoudelijke wasmachines, koelkasten en diepvriezers), gedragscodes (bijv. voor externe stroomvoorziening van elektronische apparaten en voor digitale televisie), programma's (zoals "Motor Challenge"⁴¹, "GreenLight"⁴² en "Greenbuilding"⁴³);
- ze start initiatieven zoals "ManagEnergy"⁴⁴;
- ze ondersteunt de ontwikkeling van duurzame en eigen technologieën via de kaderprogramma's van het onderzoek en de technologische ontwikkeling of particuliere programma's, zoals het programma "Intelligente energie voor Europa".

Deze maatregelen worden geïntegreerd of geconcentreerd in verschillende strategische stappen, zoals de strategie "Energie 2020", de roadmap voor energie 2050 of het plan 2011 voor de energie-efficiëntie.

De strategie "Energie 2020"⁴⁵ die goedgekeurd was in november 2010, beoogt om een "concurrerende, duurzame en continu geleverde" energie te ontwikkelen. Zij ligt in de lijn van de strategie "Europa 2020" die hierboven al was vermeld⁴⁶. Zij verleent een vooraanstaande plaats aan de energie-efficiëntie, aangezien de eerste van de vijf prioriteiten waarop zij is gericht, bestaat in het energiezuinig maken van Europa, de overige prioriteiten bestaan in het aanbrengen van een geïntegreerde energiemarkt die werkelijk pan-Europees is, het verantwoordelijk maken van de verbruikers, het maximaliseren van de veiligheid en de zekerheid,

⁴⁰ Richtlijn 2006/32/EG van het Europees Parlement en de Raad van 5 april 2006 betreffende energie-efficiëntie bij het eindgebruik en energiediensten en houdende intrekking van richtlijn 93/76/EEG van de Raad (PB L 114 van 27.4.2006).

⁴¹ Met betrekking tot systemen met elektrische motoren, in het bijzonder in de industrie.

⁴² Met betrekking tot het energieverbruik dat gekoppeld is aan binnen- en buitenverlichting.

⁴³ Met betrekking tot technologieën die gebruik maken van energie-efficiëntie en hernieuwbare energie in de sector van niet-residentiële gebouwen.

⁴⁴ Dit programma is erop gericht de samenwerking te bevorderen tussen de lokale en regionale actoren van de energie in Europa op de energie-efficiëntie, de hernieuwbare energie en het duurzame transport.

⁴⁵ Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Sociaal Comité en het Comité van de regio's - Energie 2020 - Een strategie voor een concurrerende, duurzame en continu geleverde energie (10.11.2010).

⁴⁶ Zie punt 1.3.2.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

het ontwikkelen van de vooraanstaande rol die Europa speelt bij de technologieën en de innovatie die verbonden zijn met energie en het versterken van de externe dimensie van de energiemarkt van de EU.

De roadmap voor energie 2050, die nu wordt opgesteld, vormt een voortzetting van de strategie “Energie 2020”. Rekening houdend met het engagement van de EU om zijn broeikasgassen met 80 à 95 % te verminderen in vergelijking met 1990 tegen 2050, zoals aangekondigd in oktober 2009 en verwezenlijkt in maart 2011 door de roadmap naar een concurrerende koolstofarme economie in 2050⁴⁷, schrijft de roadmap de maatregelen die voorzien zijn in de strategie “Energie 2020” in een perspectief op langere termijn in en overweegt zij bijkomende maatregelen.

In maart 2011 goedgekeurd door de Europese Commissie en volgend op het actieplan voor de energie-efficiëntie voor 2007-2012⁴⁸, heeft het plan 2011 voor de energie-efficiëntie⁴⁹ tot eerste doel om te komen tot een vermindering van het energieverbruik met 20 % tegen 2020, zoals voorzien in de strategie “Europa 2020”. Maar het baant eveneens de weg voor de concurrerende koolstofarme economie in 2050, ingeschreven in de gelijknamige roadmap. In deze context stelt het plan verscheidene acties voor, zoals het bevorderen van de voorbeeldfunctie van de openbare sector, het verbeteren van het energieprestatievermogen van de openbare- en privégebouwen, het verbeteren van de energie-efficiëntie van het huishoudelijk en industrieel materiaal, het verruimen van de informatieverstrekking aan de KMO's, het aanmoedigen van het ontwikkelen van de intelligente netten en tellers.

In België is de energie-efficiëntie een gewestaangelegenheid. Voor deze aangelegenheid zijn ook maatregelen genomen op federaal niveau. Sommige regels richten zich zowel op regionaal als op federaal niveau op organisaties (privé en openbaar), terwijl andere regels op particulieren zijn gericht.

Op federaal niveau bestaan de maatregelen hoofdzakelijk uit de definitie van de normen voor de energieprestaties van apparaten, het aanbod van fiscale stimulansen (bijvoorbeeld, belastingverminderingen gekoppeld aan energiebesparende investeringen in privéwoningen en de bouw van een passieve woning) en de organisatie van informatiecampagnes (vooral om het publiek te sensibiliseren voor energiebesparende investeringen).

Er worden zowel regionale als federale maatregelen voorgesteld in het actieplan over de energie-efficiëntie (APEE) 2008-2010 dat in België is opgemaakt in juli 2007, als toepassing op de richtlijn 2006/32/EG betreffende energie-efficiëntie bij het eindgebruik en energiediensten⁵⁰. De impact van de energiebesparende maatregelen opgenomen in dit eerste actieplan

⁴⁷ Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Sociaal Comité en het Comité van de Regio's - Routekaart naar een concurrerende koolstofarme economie in 2050 (8.3.2011).

⁴⁸ Mededeling van de Commissie - Actieplan voor energie-efficiëntie – Het potentieel realiseren (19.10.2006).

⁴⁹ Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Sociaal Comité en het Comité van de Regio's - Energie-efficiëntieplan 2011 (8.3.2011).

⁵⁰ Beschikbaar op de internetsite van de Europese Commissie op het volgende adres: http://ec.europa.eu/energy/demand/legislation/end_use_en.htm#efficiency.



is geëvalueerd. De impactevaluatie wordt opgenomen in het 2^{de} Belgisch actieplan over de energie-efficiëntie dat in juni 2011 aan de Europese Commissie is bezorgd.

1.4. Elementen van het milieubeleid die invloed hebben op de prospectieve studie aardgas

Er zijn drie aspecten van het milieubeleid die het vermelden waard zijn gezien hun invloed op de prospectieve studie:

- de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van plannen en programma's;
- de bestrijding van klimaatveranderingen;
- de uitstootvermindering die verantwoordelijk is voor de verzuring en ozonvorming.

1.4.1. Beoordeling van de gevolgen voor het milieu van plannen en programma's

Een beoordeling van de gevolgen voor het milieu van plannen of programma's met de naam "strategische milieubeoordeling" (SMB) of "Strategic Environmental Assessment" (SEA), heeft het doel de factor milieu een belangrijke plaats te geven in het beslissingsproces en dit voordat het plan of programma wordt goedgekeurd. Een SMB moet ook rekening houden met de inspraak van de bevolking.

De prospectieve studie wordt al vanaf het begin beschouwd als een plan dat een belangrijke invloed zal hebben op het milieu en maakt deel uit van de plannen en programma's die zijn opgesomd in de wet van 13 februari 2006 betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's en de inspraak van het publiek bij de uitwerking van de plannen en programma's in verband met het milieu⁵¹ waarvoor een beoordeling van het milieu vereist is⁵².

Grondslagen en verplichtingen

De wet van 13 februari heeft het doel een duurzame ontwikkeling te bevorderen, door bij te dragen tot de integratie van het milieuaspect en/of door het voorzien in de inspraak van de bevolking in de opstelling van de betreffende plannen en programma's.

De wet van 13 februari 2006 resulteert binnen de federale bevoegdheden in de omzetting van twee Europese richtlijnen. De eerste richtlijn (2001/42/EG) ligt aan de basis van de SMB: Deze heeft het doel de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's te beoordelen⁵³. De tweede richtlijn (2003/35/EG) behandelt de inspraak van de bevolking bij de opstelling van bepaalde plannen⁵⁴ en programma's met betrekking tot het milieu.

⁵¹ BS van 10.3.2006.

⁵² Artikel 6, § 1, 1^o van de wet van 13 februari 2006 betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's en de inspraak van het publiek bij de uitwerking van de plannen en programma's in verband met het milieu.

⁵³ PB L 197 van 21.7.2001.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

In deze wet vinden we ook bepaalde aspecten van het verdrag van de Europese Commissie voor Europa van de Verenigde Naties over toegang tot informatie, inspraak van de bevolking bij besluitvorming en toegang tot de rechter inzake milieuaangelegenheden⁵⁵.

Deze wet houdt meerdere verbintenissen in:

- de opmaak van een register met informatie die het milieueffectenrapport moet bevatten;
- het uitvoeren van een beoordeling van de effecten op het milieu;
- de opmaak van het voornoemde rapport;
- de inspraak van de bevolking;
- de raadpleging van de betrokken instanties, waaronder:
 - de federale overheidsdiensten, verenigd in een adviescomité, samengesteld volgens dezelfde wet;
 - de Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling (FRDO);
 - de gewestelijke regeringen;
- het in aanmerking nemen van het rapport en de resultaten van de raadplegingen bij de aanneming van het plan of programma;
- het verstrekken van informatie over de aanneming van het plan of programma, via een verklaring die in het Belgisch Staatsblad en op de Federale Portalsite moet worden gepubliceerd;
- het volgen van effecten op het milieu bij de implementatie van het plan of programma.

Naast de inhoud, beïnvloedt de wet van 13 februari 2006 ook het proces voor de opstelling van plannen en programma's omdat de termijn voor het opstellen wordt opgeschort tussen de datum van opstelling van het ontwerpregister en de datum waarop de opstelling van verklaring met betrekking tot de aanneming van het plan of programma eindigt.

Gevolgen van een federale SMB op de prospectieve studie

Door de opschorting van de termijn voor de opstelling van de prospectieve studie tijdens het verloop van de beoordeling van het milieu, wordt deze termijn verlengd en wordt de vervalddag waarop de studie moet worden beëindigd, uitgesteld.

De milieuaangelegenheden van de prospectieve studie worden grondig bestudeerd in het kader van de milieubeoordeling. Het milieueffectenrapport moet, in het bijzonder, "relevante doelstelling voor de bescherming van het milieu" bieden in het kader van de prospectieve

⁵⁴ PB L 156 van 25.6.2003.

⁵⁵ Ondertekend in Aarhus op 25 juni 1998.



studie⁵⁶. Deze bepaling veronderstelt de opmaak van een inventaris van juridische en politieke maatregelen (internationaal, Europees, federaal en gewestelijk) die van toepassing zijn op de studie. Daarom wordt in dit document niet verder uitgeweid over deze maatregelen.

1.4.2. Bestrijding van klimaatveranderingen

De bestrijding van klimaatveranderingen berust op de vermindering van de broeikasgasuitstoot (BKG), zoals koolstofdioxide (CO₂), methaan (CH₄), distikstofoxide (N₂O) en gefluoreerde gasen (F-gas)⁵⁷. De sector van de energieproductie stoot hoofdzakelijk CO₂ uit door het gebruik van fossiele brandstoffen (aardgas, aardolie, steenkool).

Deze strijd dankt haar oorsprong aan het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering (Raamverdrag), ondertekend in 1992, dat het doel heeft, in overeenstemming met de desbetreffende bepalingen van het Verdrag, een stabilisering van de concentraties van BKG in de atmosfeer te bewerkstelligen op een niveau waarop gevaarlijke antropogene verstoring van het klimaatsysteem wordt voorkomen⁵⁸.

Zij vindt een concreet kader in het Kyoto-protocol, aangenomen door de Conferentie der partijen bij het Verdrag in 1997 en in werking getreden in 2005. Het protocol versterkt aanzienlijk het verdrag door de partijen, vermeld in Bijlage I⁵⁹ die ook Partijen zijn geworden bij het protocol⁶⁰ te binden aan individuele, wettelijk afdwingbare doelstellingen voor de vermindering of beperking van hun broeikasgasuitstoot. Deze individuele doelstellingen zijn vermeld in Bijlage B van het Protocol en vormen in totaal een vermindering van de broeikasgasuitstoot van minstens 5 % ten opzichte van de niveaus van 1990 tijdens de periode 2008-2012. Het Europese doel voor de vermindering is 8 %.

In 2005 zijn de onderhandelingen gestart over een nieuw klimaatakkoord dat het Kyoto-protocol zal opvolgen. Deze onderhandelingen waren de aanleiding tot de goedkeuring van het Bali-actieplan. Dit actieplan had tot doel een ambitieus en globaal akkoord te bereiken over de klimaatverandering ter gelegenheid van de 15de zitting van de Conferentie der Partijen (COP) die in Kopenhagen werd gehouden in december 2009. Er werden discussies georganiseerd rond een "gemeenschappelijke visie" (bijv. een globaal doel op lange termijn voor de vermindering van broeikasgasuitstoot) en de volgende thema's:

⁵⁶ Zie 5° van bijlage II bij de wet van 13 februari 2006.

⁵⁷ Waterdamp (H₂O) en ozon (O₃) zijn eveneens BKG, maar ze vallen niet onder de doelstellingen voor de uitstootvermindering in het kader van de bestrijding van klimaatveranderingen.

⁵⁸ Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering, artikel 2.

⁵⁹ Duitsland, Australië, Oostenrijk, Belarus, België, Bulgarije, Canada, Europese Economische Gemeenschap, Kroatië, Denemarken, Spanje, Estland, Verenigde Staten van Amerika, Russische Federatie, Finland, Frankrijk, Griekenland, Hongarije, Ierland, IJsland, Italië, Japan, Letland, Liechtenstein, Litouwen, Luxemburg, Monaco, Noorwegen, Nieuw-Zeeland, Nederland, Polen, Portugal, Tsjechische Republiek, Roemenië, Verenigd Koninkrijk van Groot-Brittannië en Noord-Ierland, Slowakije, Slovenië, Zweden, Zwitserland, Turkije en Oekraïne.

⁶⁰ Alles, behalve Verenigde Staten van Amerika en Turkije.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- een gemeenschappelijke visie en een globale doelstelling op lange termijn voor de beperking van broeikasgasuitstoot;
- een versterkte actie op nationaal/internationaal niveau voor de aanpassing en bestrijding van klimaatverandering;
- een versterkte actie in het domein van de ontwikkeling en overdracht van de technologie als ondersteuning voor de maatregelen voor het beperken van de broeikasgasuitstoot en de aanpassing;
- een versterkte actie in de aanvoer van financiële middelen en investeringen, om de nadruk te leggen op de maatregelen voor de beperking van broeikasgasuitstoot, de aanpassing en de overdracht van technologie.

Na de COP15 werd het akkoord van Kopenhagen goedgekeurd. Het gaat om een politieke verklaring die slechts door een deel van de lidstaten van het Raamverdrag werd goedgekeurd over een bepaald aantal verbintenissen in verband met de klimaatverandering. In het bijzonder:

- de erkenning van de noodzaak om de wereldwijde temperatuurverhoging te beperken tot 2 °C, met een mogelijke herziening van dit doel in 2015, rekening houdende met de wetenschappelijke aanbevelingen;
- de verbintenis van de ontwikkelde landen om tegen 31 januari 2010 hun doelstellingen op het vlak van uitstootvermindering tot 2020 mee te delen⁶¹;
- de verbintenis van de ontwikkelingslanden om tegen 31 januari 2010 hun bestrijdingsacties mee te delen;
- de invoering van het mechanisme van vermindering van broeikasgassen die resulteren uit de ontbossing en de vernietiging van de bossen in de ontwikkelingslanden (REDD+), ontwikkeld voor het bestrijden van de ontbossing;
- de verbintenis van de ontwikkelde landen om samen nieuwe en aanvullende middelen voor een bedrag van 30 miljard dollar te voorzien voor de ontwikkelingslanden voor de periode 2010-2012 voor de financiering van aanpassings- en bestrijdingsacties, met het doel tegen 2020 een bedrag van 100 miljard dollar per jaar te bereiken;
- de oprichting van het “Green Climate Fund”, bestemd om een "belangrijk deel" van deze nieuwe fondsen te ontvangen voor het financieren van concrete acties over vermindering, aanpassing, bestrijding van de ontbossing, herstelcapaciteit, ontwikkeling en overdracht van technologie;

⁶¹ Wanneer men de objectieven inzake de vermindering van de broeikasgassen die worden aangekondigd door de ontwikkelde landen totaliseert, verkrijgt men een waarde gelegen tussen 12 en 19 % (Institute for 21st Century Energy). Aangezien de broeikasgassen van de ontwikkelingslanden echter sterk zullen stijgen, zou het globale effect ondanks de verzachtende acties die werden aangekondigd door deze landen, negatief kunnen zijn.



- de creatie van een technologisch mechanisme voor het vergemakkelijken van de ontwikkeling en de overdracht van technologie ten voordele van de ontwikkelingslanden.

De COP16, die georganiseerd werd in Cancun in december 2010, heeft het mogelijk gemaakt om het institutionele kader van het Raamverdrag te versterken, inzonderheid betreffende de mechanismen voor de financiering van de verzachtings- en aanpassingsmaatregelen in de ontwikkelingslanden (formalisering van het “Green Climate Fund”), het mechanisme voor de op puntstelling en de technologische transfer (formalisering van het Uitvoerend Comité van de Technologie en het Klimaat Technologie Centrum) en de REDD+. De ontwikkelde landen werden eveneens uitgenodigd om een ontwikkelingsplan in te stellen, dat een lage koolstofintensiteit voorstaat.

Van haar kant heeft de EU doelstellingen vastgesteld per land voor de periode 2008-2012. Dit doel is voor België vastgelegd op -7,5 %. Dit percentage werd opgesplitst tussen de drie gewesten met +3,475 % voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, -5,2 % voor het Vlaams Gewest en -7,5 % voor Wallonië. Omdat het door deze opsplitsing niet mogelijk is te voldoen aan de vereisten van het Kyoto-protocol, werd beslist dat de federale staat het tekort zal compenseren met flexibiliteitsmechanismen die zijn voorzien door het Kyoto-protocol⁶². (in dit geval de verwerving van de emissierechten via projecten van vermindering van de uitstoten in het buitenland) en een geheel van aanvullende beleidsvormen en maatregelen (“policies and measures” - PAM's)⁶³.

Bovendien liep de EU in maart 2007 voor op het proces van internationale onderhandeling van de Verenigde-Naties door zichzelf tegen 2020 ambitieuze acties op te leggen inzake energie en klimaat, die juridisch worden weergegeven in het Energie-klimaat pakket en geïntegreerd zijn in “Europa 2020”: de broeikasgasemissies verminderen met 20 % in vergelijking met 1990, het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen verhogen naar 20% van het finale bruto-energieverbruik en het primaire energieverbruik verminderen met 20 %.⁶⁴ In oktober 2009, heeft zij er zich toe verbonden om tegen 2050 de broeikasgasemissies te verminderen met 80 tot 95 % in vergelijking met 1990. In maart 2011 werd dit engagement gematerialiseerd in een roadmap naar een concurrerende koolstofarme economie tegen 2050⁶⁵, die beantwoordt aan de oproep die gedaan werd bij de COP16.

De hoeksteen van de strategie van de EU inzake de strijd tegen de klimaatwijzigingen is het communautair uitwisselingsstelsel van emissiequota's, doorgaans genoemd “EU Emission Trading Scheme” ((EU) ETS). Dit stelsel dat geïnspireerd is door een van de drie flexibiliteitsmechanismen van het Kyoto-protocol en gecreëerd werd krachtens de richtlijn

⁶² Er zijn drie flexibiliteitsmechanismen: de verhandeling van emissierechten, de gezamenlijke uitvoering en het mechanisme voor schone ontwikkeling.

⁶³ « Burden Sharing Agreement » van 8 maart 2004 waarbij de federale regering zich inzette voor een reeks van aanvullende maatregelen om de uitstoot te verminderen met minstens 4,8 miljoen ton CO₂-equivalent in de periode 2008-2012.

⁶⁴ Zie punt 1.3.2.

⁶⁵ Zie punten 1.3.2 en 1.3.3.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2003/87/CE⁶⁶, is operationeel sinds januari 2005 en het werd geamendeerd in het kader van het Energie-klimaatpakket.

Het ETS vertrekt van het principe dat de meest rendabele oplossing (in termen van kosten/effectiviteit) om op beduidende wijze de mondiale broeikasgasemissies te verminderen erin bestaat om aan de koolstof een waarde toe te kennen. Het beoogt voornamelijk de ondernemingen. De uitvoering ervan omvat drie fases:

- de fase 1, van 1 januari 2005 tot 31 december 2007, was een leerfase. Zij heeft het mogelijk gemaakt om de prijs van de koolstof te bepalen, alsook de vrijhandel van de emissiequota's in de gehele EU en de noodzakelijke infrastructuur om de werkelijke uitstoten van de betrokken bedrijven te monitoren, rapporteren en controleren. Tijdens deze eerste fase betrof het systeem de emissies van CO₂ die geproduceerd worden door bepaalde energieverslindende sectoren: verbrandingsinstallaties, olieraffinaderijen, cokesovens, staalfabrieken, cementfabrieken, kalkfabrieken, baksteen- en keramiekkabrieken, fabrieken van papierdeeg en papier. De emissiequota's waren vastgelegd op een nationale basis en gratis toegekend aan de ondernemingen;
- de fase 2, van 1 januari 2008 tot 31 december 2012, valt samen met de eerste verbintenisperiode van het Kyoto-protocol. De Europese Commissie baseerde zich op de gecontroleerde uitstoten van de fase 1 om de emissiequota's van de fase 2 met 6,5 % te verminderen, in vergelijking met het niveau van 2005. Het bepalen van de emissiequota's blijft een nationale bevoegdheid en de toekenning ervan aan de ondernemingen gratis. Vanaf 2012 zal het systeem een weinig worden uitgebreid: het zal eveneens worden toegepast op de burgerluchtvaart;
- de fase 3, vanaf 1 januari 2013 tot 31 december 2020, zal worden gekenmerkt door een beduidende versterking van het systeem met de opneming van de scheikunde en de opvang, het transport en de geologische opslag van broeikasgassen. Het zal slaan op andere broeikasgassen, inzonderheid distikstofoxide (N₂O). De nationale emissiequota's zullen worden vervangen door een enig plafond voor de gehele EU. Een vermindering met 1,74 % van het emissieplafond zal elk jaar worden toegepast om in vergelijking met 2005 een vermindering te bereiken met 21 % in 2020. De veiling van de emissiequota's zal geleidelijk de gratis toekenning vervangen.

Voor de sectoren die niet gedekt zijn door het ETS, heeft de EU als objectief een vermindering met 10 % in vergelijking tot 2005 bepaald. Dit objectief werd verdeeld over alle lidstaten in functie van hun relatieve rijkdom, in het kader van de beslissing “Effort Sharing”⁶⁷. Het objectief voor België bedraagt 15 %.

⁶⁶ Richtlijn 2003/87/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 oktober 2003 tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap en tot wijziging van Richtlijn 96/61/EG van de Raad (PB L 275 van 25.10.2003).

⁶⁷ Beschikking nr. 406/2009/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 inzake de inspanningen van de lidstaten om hun broeikasgasemissies te verminderen om aan de verbintenissen van de Gemeenschap op het gebied van het verminderen van broeikasgassen tot 2020 te voldoen (PB L 140 van 5.6.2009).



Hoewel het milieu in België vooral een gewestelijke bevoegdheid is, hebben de federale overheid en de gewestelijke regeringen, op basis van de omvang van de uitdaging en de transversale aard (er zijn meerdere beleidslijnen, zoals voor energie en transport, betrokken) van de problematiek, besloten samen de strijd aan te gaan.

De laatste gedateerde strategie is het nationale klimaatplan (2002-2012) dat werd goedgekeurd in 2002. Om deze strategie te implementeren werd een samenwerkingsovereenkomst tussen de federale overheid en de gewesten, ondertekend in november 2002. Dit akkoord bepaalt de oprichting van een nationale klimaatcommissie, belast met de interne coördinatie, evaluatie en aanpassing van het nationale klimaatplan. Ze is ook belast met de implementatie van een reeks voorzieningen die toezien op de naleving van de verbintenissen die België is aangegaan in het kader van het Kyoto-protocol en inzonderheid de flexibiliteitsmechanismen. Hiervoor komt de Nationale klimaatcommissie tussen in de opstelling van de middelen die nodig zijn in overeenstemming met de richtlijn 2003/87/EG, zoals het samenwerkingsakkoord van 2005 tussen de federale staat en de drie gewesten voor de organisatie en het beheer van het nationale register voor BKG⁶⁸.

1.4.3. Uitstootvermindering die verantwoordelijk is voor de verzuring en ozonvorming

De verzuring gaat hoofdzakelijk samen met de uitstoot van drie verontreinigende stoffen: zwaveldioxide (SO₂), stikstofoxiden (NO_x) en ammoniak (NH₃). De energiesector draagt bij tot de productie van de twee eerste.

De vorming van ozon impliceert echter primaire vervuilende stoffen, ook "precursorgassen" genoemd, zoals stikstofoxiden (NO_x) en vluchtige organische verbindingen (VOC) die voornamelijk afkomstig zijn uit de energieproductie.

Het Belgische beleid op het vlak van de uitstootvermindering die verantwoordelijk is voor de verzuring en ozonvorming, past binnen het kader van het verdrag van de Economische Commissie voor Europa van de Verenigde Naties betreffende de luchtverontreiniging over lange afstand⁶⁹.

Dit verdrag bevat meerdere protocollen over de uitstoot van SO₂, de NO_x, VOC, NH₃, zware metalen en moeilijk afbreekbare organische stoffen. Voor het prospectieve onderzoek is het vooral het protocol van Göteborg, ondertekend in november 1999, in werking getreden in mei 2005 en momenteel onder herziening, dat de aandacht trekt. Dit protocol, dat ook wel het "multi-pollutant/multi-effect protocol" wordt genoemd, legt voor elke ondertekenende staat emissieplafonds vast voor SO₂, NO_x, NH₃ en VOC die tegen 2010 moeten worden bereikt. De plafonds voor België zijn opgenomen in tabel 4.

De maatregelen voor de emissievermindering die verantwoordelijk zijn voor de verzuring en ozonvorming, vloeien eveneens voort uit drie Europese richtlijnen:

⁶⁸ Samenwerkingsakkoord van 23 september 2005 tussen de federale staat, het Vlaams Gewest, Wallonië en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest inzake de organisatie en het administratieve beheer van een gestandaardiseerd en genormaliseerd registersysteem in overeenstemming met richtlijn 2003/87/EG van het Europees parlement en de Raad (SB van 14.10.2005).

⁶⁹ Het betreffende Verdrag van Genève en geïdentificeerd door de afkortingen UNECE/LRTAP.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- richtlijn 2001/80/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 oktober 2001 inzake de beperking van de emissies van bepaalde verontreinigende stoffen in de lucht door grote stookinstallaties⁷⁰;
- richtlijn 2001/81/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 oktober 2001 die verbindende nationale emissieplafonds vaststelt, ook "NEC-richtlijn (National Emission Ceilings)" genoemd⁷¹;
- richtlijn 1999/32/EG van de Raad van 26 april 1999 betreffende een vermindering van het zwavelgehalte van bepaalde vloeibare brandstoffen en tot wijziging van richtlijn 93/12/EEG⁷².

Richtlijn 2001/80/EG is van toepassing op stookinstallaties⁷³, ongeacht de gebruikte brandstof, waarvan het nominale thermische vermogen gelijk is aan of hoger is dan 50 MW. De richtlijn is gericht op een stapsgewijze vermindering van de jaarlijkse uitstoot van zwaveldioxide en stikstofoxiden, afkomstig van bestaande installaties en op het vaststellen van emissiegrenswaarden voor zwaveldioxide, stikstofoxiden en stof in het geval van nieuwe installaties. Ze moedigt warmtekrachtkoppeling en het gebruik van biomassa aan door hiervoor specifieke emissiegrenswaarden vast te leggen. Door deze richtlijn kunnen bestaande installaties worden vrijgesteld van de naleving van de emissiegrenswaarden en van de opname in een nationaal plan voor de uitstootvermindering, op voorwaarde dat de operator er zich toe verbindt de installatie niet meer dan 20.000 uur te gebruiken tussen 1 januari 2008 en 31 december 2015.

Op 1 januari 2016, zal richtlijn 2001/80/EG vervangen worden door richtlijn 2010/75/EU van het Europees Parlement en de Raad van 24 november 2010 inzake industriële emissies (geïntegreerde preventie en bestrijding van verontreiniging) (herschikking)⁷⁴.

Wanneer voor richtlijn 2001/81/EG het perspectief en de vervuilende stoffen waarop de richtlijn betrekking heeft identiek zijn aan deze van het protocol van Göteborg, zijn de grenswaarden die hierdoor worden vastgelegd soms nog ambitieuzer. De betreffende plafonds voor België zijn opgenomen in tabel 4.

De werkzaamheden die worden uitgevoerd binnen het kader van een Europees CAFE-programma (Clean Air For Europe) hebben echter aangetoond dat de doelstellingen van de richtlijn 2001/81/EG geen garantie bieden op voldoende bescherming van de menselijke gezondheid en ecosystemen binnen de EU tegen 2020. Het is dus meer dan waarschijnlijk dat er tegen die tijd aanvullende emissiebeperkingen zullen worden opgelegd aan de lidstaten.

⁷⁰ PB L 309 van 27.11.2001.

⁷¹ PB L 309 van 27.11.2001.

⁷² PB L 121 van 11.5.1999.

⁷³ Technisch toestel waarin brandstoffen worden geoxideerd om de aldus opgewekte warmte te gebruiken.

⁷⁴ PB L 334 van 17.12.2010.



Tabel 4: Jaarlijkse emissieplafonds voor verzurende stoffen, zoals vastgelegd door het protocol van Göteborg en Richtlijn 2001/81/EG voor België tegen 2010

Tekst	SO ₂ (kiloton)	NO _x (kiloton NO ₂)	VOC (kiloton)	NH ₃ (kiloton)
Protocol van Göteborg	106	181	144	74
Richtlijn 2001/81/EG	99	176	139	74

Richtlijn 1999/32/EG heeft tot doel de uitstoot van zwaveldioxide van bepaalde types vloeibare brandstoffen die zijn afgeleid van aardolie te verminderen, door het gebruik ervan afhankelijk te maken van het grondgebied van de lidstaten, mits naleving van een maximaal zwavelgehalte.

De luchtvervuiling valt onder de bevoegdheden van de gewesten. De lasten van de uitstoot werden verdeeld over de verschillende gewesten, met uitzondering van uitstoot van mobiele bronnen (transport) waarvoor een globale benadering werd aanbevolen. Van de verschillende maatregelen die door de gewesten werden geïmplementeerd of zijn voorzien, zullen we dieper ingaan op de milieuvergunning die hun voorkeursmiddel vormt om de uitstoot van vervuilende activiteiten te beperken. Hiermee kan inderdaad zowel een globale of sectorale benadering als een persoonlijk aangepaste benadering worden gebruikt, dankzij voorwaarden die specifiek zijn voor de bevoegde instellingen.

1.5. Prospectieve studie aardgas

Deze sectie bekijkt de studie vanuit verschillende invalshoeken: de wettelijke context, het doel, de gebruikstoepassing en de inhoud ervan.

1.5.1. Wettelijke context van de prospectieve studie

Als gevolg van de wijziging van 1 juni 2005 bepaalt de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere met leidingen dat een prospectieve studie betreffende de zekerheid van de aardgasbevoorrading, "prospectieve studie" genaamd, moet worden opgesteld door de AD Energie in samenwerking met het FPB.

De wet van 6 mei 2009 houdende diverse bepalingen heeft nog enkele aspecten van de wet van 12 april 1965⁷⁵ gewijzigd. Nu worden de beheerder van het aardgasvervoersnet, de beheerder van de opslaginstallatie voor aardgas, de beheerder van de LNG-installatie, de CREG en de Nationale Bank van België geraadpleegd en wordt het ontwerp van prospectieve studie voor advies voorgelegd aan de Interdepartementale Commissie Duurzame Ontwikkeling en aan de Centrale Raad voor het Bedrijfsleven. De beoogde periode en de periodiciteit van de prospectieve studie zijn verlengd, respectievelijk van 5 tot minstens 10 jaar en van 1 tot 4 jaar na de publicatie van de vorige studie.

⁷⁵ BS van 19.5.2009.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Het koninklijk besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking en de publicatie van de prospectieve studie betreffende de zekerheid van de aardgasbevoorrading⁷⁶ bepaalt de nadere regels voor de opstelling en de publicatie van de prospectieve studie.

1.5.2. Doel van de prospectieve studie

De prospectieve studie heeft tot doel de meest voordelige manier vast te stellen voor de afstemming van vraag en aanbod voor aardgas op middellange en lange termijn.

Als de wet de idee van lange termijn oproept, moeten we echter opmerken dat een termijn van tien jaar in de energie niet als een lange termijn wordt beschouwd. Denk bijvoorbeeld aan de ontwikkeling en bouw van een nieuwe aardgascentrale van 400 MW of meer, waarvoor een periode van ongeveer vier jaar wordt gerekend.

1.5.3. Gebruikstoepassing van de prospectieve studie

De prospectieve studie past in het kader van de beschermingsmaatregelen voor de verzekering van de aardgasbevoorrading in België. Gezien het vitale belang van de continuïteit van de aardgasbevoorrading, is het inderdaad aanbevolen aandachtig de situatie van de aardgasmarkt te volgen, en in het bijzonder het bestaande evenwicht tussen vraag en aanbod, het niveau van de voorziene vraag en de aanvullende capaciteiten die zijn voorzien of momenteel worden opgebouwd. Als de zekerheid van de voorziening in gevaar komt, kunnen hierdoor tijdig de nodige maatregelen worden getroffen.

1.5.4. Inhoud van de prospectieve studie

De inhoud van de prospectieve studie wordt bepaald in artikel 15/13 van de wet van 12 april 1965:

“§ 2. De prospectieve studie bevat de volgende elementen:

- 1° de raming van de evolutie van de vraag en het aanbod voor aardgas op middellange en lange termijn;
- 2° de richtsnoeren inzake diversificatie van de bevoorradingsbronnen en de identificatie van de nieuwe behoeften inzake bevoorrading in aardgas;
- 3° een indicatief investeringsprogramma met het oog op het behoud en de ontwikkeling van het aardgasvervoersnet, de opslaginstallatie voor aardgas en de LNG-installatie;
- 4° een evaluatie van de bevoorradingszekerheid inzake aardgas en, wanneer deze in het gedrang dreigt te komen, een opsomming van aanbevelingen dienaangaande;
- 5° op het gebied van de opslagcapaciteit voor aardgas, de minimale streefdoelen die moeten worden bereikt in het kader van de bevoorradingszekerheid van het land.”

⁷⁶ BS van 1.2.2008.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2. Problematiek van de zekerheid van de aardgasbevoorrading

Aangezien België over geen enkele aardgasreserve beschikt, is het land dus afhankelijk van de invoer van aardgas. In deze context worden de problematiek over de zekerheid van de voorzieningen en de geopolitieke situaties die deze zaak beïnvloeden, bijzonder belangrijk.

Deze afhankelijkheid dwingt België om haar beleid over de zekerheid van aardgasbevoorrading te versterken. Dit impliceert verschillende strategieën:

1. de opmaak van een inventarislijst van de wereld- en Europese gasvoorraden om de Belgische overheden in te lichten over hun beschikbaarheden;
2. het bevorderen van het duurzaam maken van energiebronnen via overeenkomsten op lange termijn;
3. de verbetering van het gasvervoer (inclusief alternatief gas):
 - door de diversificatie van zowel de levering als van de transportroutes;
 - door de flexibiliteit van de bevoorrading;
 - door een transportcapaciteit die zowel volstaat om knelpunten te voorkomen, maar ook om de kleinste leveranciers toegang tot de markt garanderen.

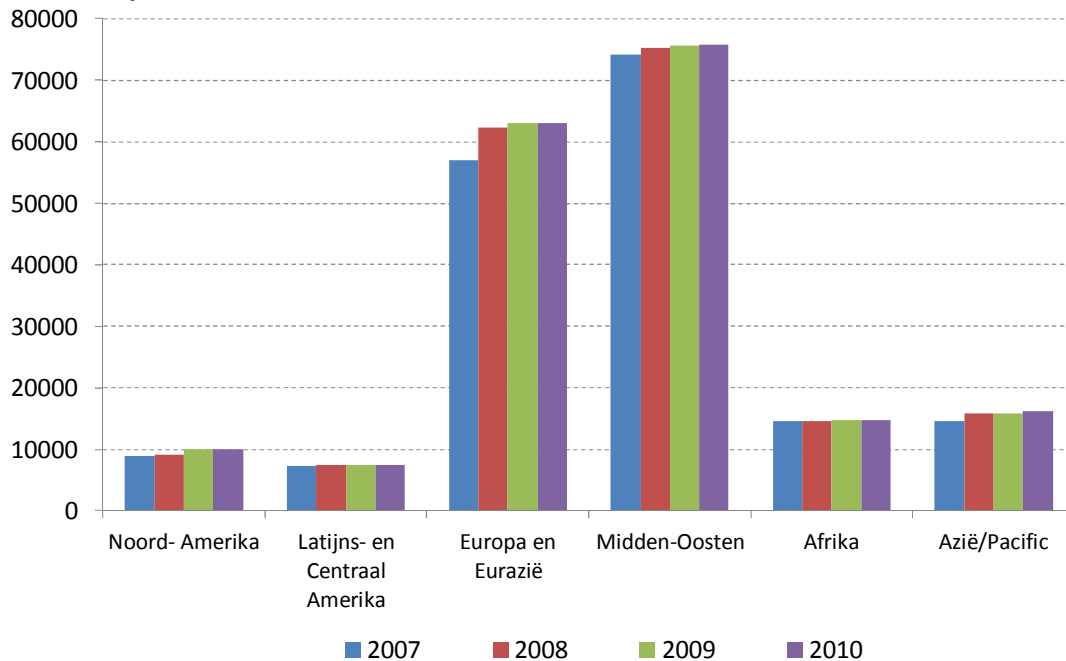
In dit hoofdstuk worden deze strategieën toegelicht. Er wordt in het bijzonder gewezen op de afhankelijkheid van België ten aanzien van de aardgasproducenten en dus op het belang van landen zoals Rusland, Noorwegen, ... in de bevoorradingsszekerheid van België. Er wordt een beschrijving gegeven van de infrastructuur en de gasmarkten van België. Ook het Europees en Belgisch beleid over bevoorradingsszekerheid van aardgas komen aan bod.

2.1. Wereldvoorraden van aardgas

Net zoals aardolie is ook aardgas een primaire energiebron waarvan de beschikbaarheid van de reserves wordt bepaald door de geologie. Figuur 3 toont de wereldwijde verdeling van de aardgasvoorraden in 2007, 2008, 2009 en 2010.



Figuur 3: Wereldwijde verdeling van de aardgasvoorraden, 2007-2010 (Gm³)



Bron: BP Statistical Review of World Energy 2011

Eind 2010 bedroegen de bewezen totale aardgasvoorraden 187.142 miljard m³ (Gm³) waarvan 40,51 % in het Midden-Oosten, 33,71 % in Europa en Eurazië, 8,65 % in het gebied Azië/Pacific, 7,87 % in Afrika, 5,31 % in Noord-Amerika en 3,96 % in Latijns- en Centraal-Amerika. Mits het ritme van de productie zich stabiliseert op het huidige niveau, zal het totaal van geproduceerd aardgas in 2010 in termen van productiejaar (verhouding voorraden/productie) neerkomen op 58,6 jaar.

Rusland beschikt over ongeveer 44.762 Gm³, Iran over 29.610 Gm³ en Qatar over 25.322 miljard m³. Voor de drie landen samen betekent dit 53,3 % van de wereldvoorraden. Deze reserves worden in verschillende graden gebruikt. Zo is Rusland bijvoorbeeld een belangrijk verbruiks- en exportland, terwijl Qatar in volle expansie is voor de terbeschikkingstelling van deze voorraden op de internationale markten, in tegenstelling tot Iran waar de exportprojecten nog geen concrete vorm hebben aangenomen, maar dat een belangrijke verbruiker is.

Het geval van de Verenigde Staten wordt gekenmerkt door niet te verwaarlozen voorraden (waarvan een deel niet-conventioneel gas), een productie die volledig intern wordt verbruikt en wordt aangevuld door invoer, wat hen de grootste importeur ter wereld maakt (voornamelijk afkomstig van Canada die over veel lagere voorraden beschikt). De continue stijging van de productie van niet-conventionele gassen van de laatste tien jaar heeft daarentegen op significatieve wijze de te importeren hoeveelheden verminderd. De Verenigde Staten zijn

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

zelfs opnieuw de eerste wereldproducent van aardgas geworden met een productieaandeel van 19,3 % in 2010, ten nadele van Rusland (18,4%).

De twee landen zijn grote verbruikers en producenten van aardgas (hun verhouding productie/verbruik benadert de eenheid), maar hun toekomstige productieperspectieven wijken sterk uiteen. De Verenigde Staten heeft haar conventionele aardgasvoorraden die veel beperkter zijn dan deze van Rusland, al grotendeels gebruikt. Dit leidt tot een levensduur van ongeveer 12 jaar voor de bewezen voorraden voor de Verenigde Staten en van 76 jaar voor Rusland. Desalniettemin zou het potentieel geboden door niet conventionele gassen toelaten een productieritme te behouden dat parallel loopt met de evolutie van het Amerikaanse inlands verbruik. De voorraden van de voormalige republieken van de Sovjet-Unie in Centraal-Azië (6,8 % van de wereldvoorraden in 2010) die al werden gebruikt tijdens de Sovjetperiode, kennen sinds 5 tot 10 jaar een geleidelijke en groeiende heropleving. Behalve in Algerije, een land dat een voortrekker is in de LNG-exploitatie sinds 1964, is de valorisatie van aardgas recenter bij de andere producenten omdat aardgas gedurende lange tijd werd beschouwd als een fataal product van de aardolie-exploitatie en affakkeling. De Aziatische LNG-producten hebben zich eind de jaren 70 met Algerije verenigd in een groep van LNG-exporteurs. Tijdens de tweede helft van de jaren 90 werd deze groep uitgebreid met producenten uit het Midden-Oosten en Nigeria.

2.2. Europese aardgasvoorraden en productie

In de gasgebieden die in Europa gelegen zijn, kan de exploitatie maximaal iets meer dan een productiedecennium aan het huidige ritme dekken. De Europese producenten die er het best voorstaan zijn Nederland en Noorwegen met een voorraad met een levensduur van ongeveer 20 jaar (zie tabel 5 en figuur 4).

Tabel 5: Omvang van de reserves, productie en levensduur van de aardgasvoorraden in Europa, 2010

	Bewezen voorraden (Gm ³)	Productie (Gm ³ /jaar)	R/P (jaren)
Denemarken	52	8,2	6,4
Duitsland	69	10,6	6,5
Italië	85	7,6	11,1
Nederland	1.174	70,5	16,6
<i>Noorwegen</i>	2.042	106,4	19,2
Polen	120	4,1	29,2
Roemenië	595	10,9	54,4*
Verenigd Koninkrijk	256	57,1	4,5

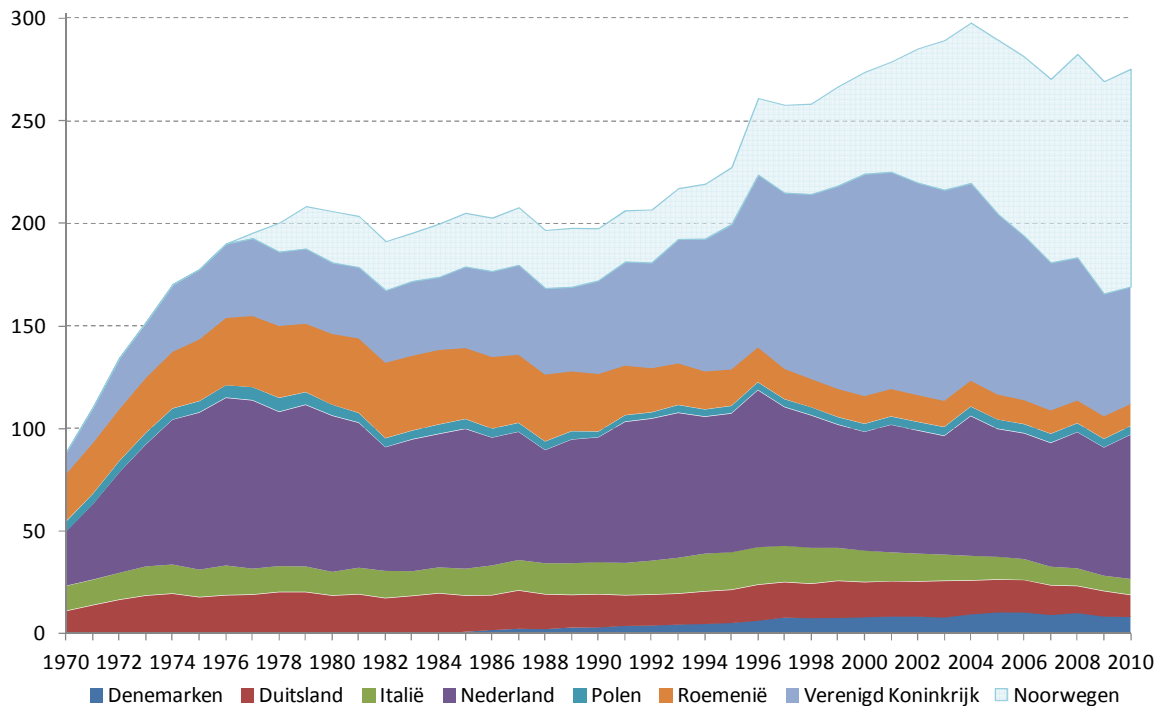
Bron: BP Statistical Review of World Energy 2011

R/P = levensduur van de voorraden aan het huidige productieritme.

* In het geval van Roemenië bedroeg de productie op de vooravond van de revolutie (1988-1989) 33 Gm³/jaar (maximum in 1982 met 37 Gm³/jaar). Aan deze hogere productieritmes, daalt de levensduur van de voorraden tot minder dan 20 jaar.



Figuur 4: Evolutie van de productie van aardgas in Europa, 1970-2010 (Gm³/jaar)



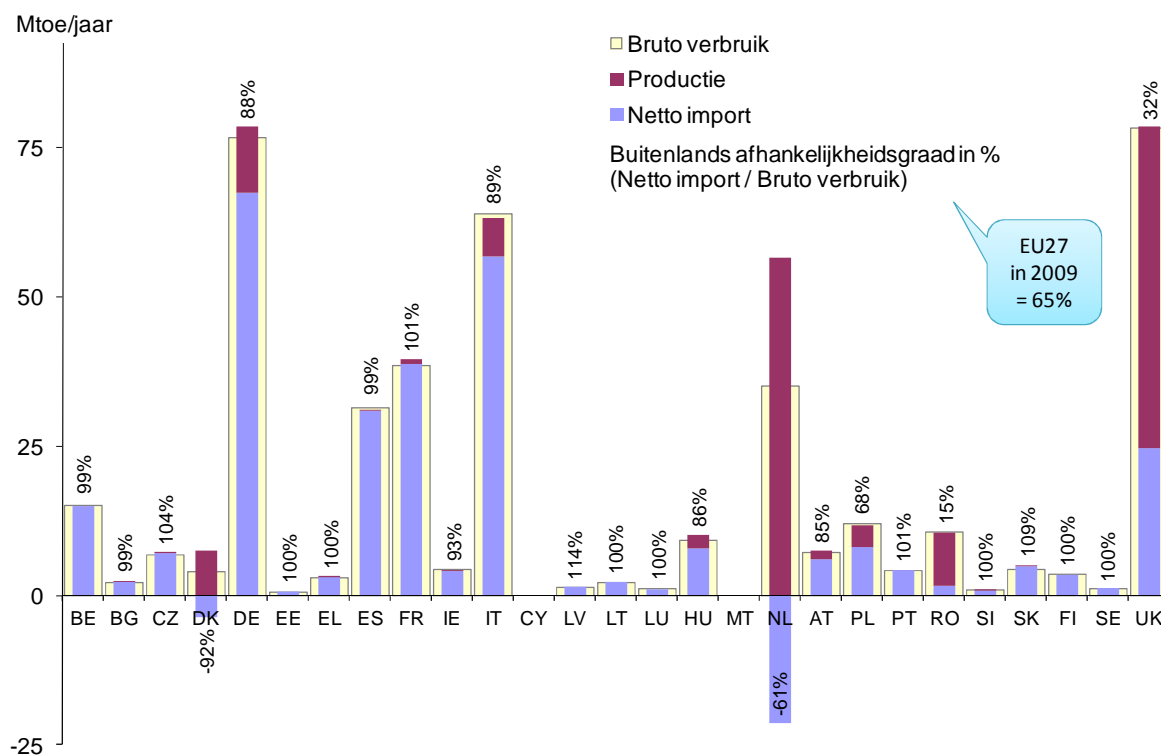
Bron: BP Statistical Review of World Energy 2011

De EU garandeert slechts een deel van haar voorziening op basis van de gasproductie van meerdere lidstaten en toont voortaan een wereldwijde externe afhankelijkheid van aardgas van 65 % aan. Deze afhankelijkheid van aardgas verschilt echter aanzienlijk tussen de lidstaten, afhankelijk van het feit of de staat al dan niet beschikt over gasbronnen en afhankelijk van de grootte van haar nationale markt. Zo zijn Denemarken en Nederland in hoge mate exporteurs van aardgas, terwijl het Verenigd Koninkrijk, de grootste Europese producent, nagenoeg slechts zelfvoorzienend is.

De andere lidstaten van de Unie beschikken ofwel helemaal niet over aardgas of hebben een productie die op zijn minst niet voldoet voor hun nationale markt. Dit is meer specifiek het geval bij de drie grote verbruikers van de Unie: Duitsland, Frankrijk en Italië. Figuur 5 toont de productieniveaus, het belang van de import en het niveau van de externe gasafhankelijkheid van de lidstaten.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 5: Productie, import en externe gasafhankelijkheid van de lidstaten, 2009 (Mtoe/jaar)



Bron: Eurostat

2.3. Potentiële leveringen in België

Voor België is de import van aardgas onmisbaar om de zekerheid van de energievoorziening van het land te garanderen. De overeenkomst voor de gasvoorziening is een geschikt instrument om de zekerheid van de voorziening te versterken. Dit wordt door de Europese autoriteiten op lange termijn beschouwd wanneer de overeenkomst wordt gesloten voor een duur van meer dan tien jaar.

In de context van een vrijgemaakte markt worden de bevoorradingscontracten en dito aankopen gemaakt door marktspelers (leveranciers/invoerders), voor wie de pertinente markt niet meer begrensd is door het Belgische grondgebied maar dikwijls veel breder is. Deze bevoorradingen komen tot stand er op lettend om de coherentie te bewaren tussen de aankoop- en verkoopportefeuilles van deze verschillende spelers. Ze concretiseren zich op basis van transacties op de groothandelsmarkten door de combinatie van contracten op verschillende termijnen, gas van verschillende oorsprong, bilateraal afgesloten of afgesloten via de beurzen. Hierbij wordt steeds gelet op de noodwendige diversificatie van de portefeuilles. De hier vermelde volumes hebben betrekking op overeenkomsten die in het verleden zijn overeengekomen door de gevestigde exploitant Distrigas waarvan het marktaandeel bij de invoer



voor de Belgische markt gekrompen is van 72,4% in 2008 tot 52,1% in 2010. De eindbestemming van de moleculen valt steeds moeilijker te beschouwen op het nationale niveau. Een supplementaire zichtbaarheid wordt gebracht door de contracten van andere operatoren, werkzaam op de Belgische markt en daarbuiten in termen van capaciteitsreservaties op de LNG-terminal van Zeebrugge:

- Nederland: de overeenkomst op lange termijn, afgesloten met Nederland (6,89 Gm³/jaar L-gas of 5,8 Gm³/jaar in eq. H)⁷⁷) is verlengd tot 2030 en geïntegreerd in de portefeuille van het moederbedrijf van Distrigas, ENI ; een gelijkaardige regeling werd gemaakt door de groep GDF Suez tot op de horizon 2029 waarbij de Nederlands leverancier aldus ongeveer 15% dekt van de toekomstige portefeuille van de groep;
- Noorwegen levert ongeveer 6 Gm³/jaar aan de Belgische markt en beschikt over voldoende voorraad om deze leveringen nog twee decennia verder te zetten. We vermelden hierbij ook dat het Verenigd Koninkrijk een netto-importeur van aardgas is en dat het Noorse aardgas hierdoor een nieuwe afzetmarkt heeft gevonden;
- Algerije: De overeenkomsten op lange termijn die zijn afgesloten met Algerije (4,5 Gm³/jaar) zijn geëindigd in 2006 en werden niet verlengd. Sonatrach heeft haar interesse uitgedrukt voor een toegang tot de terminal van Zeebrugge⁷⁸;
- er werd een eerste overeenkomst gesloten tussen Rasgas (Qatar) en Distrigas voor de het importeren van 2,75 Gm³/jaar naar de terminal van Zeebrugge voor een periode van 20 jaar vanaf 2007. Er is echter geen garantie dat het volume ook effectief voor de Belgische markt zal bestemd zijn. Daarnaast heeft de Qatarrese leverancier voor dezelfde duur een capaciteit van 4,5 Gm³/jaar gereserveerd op de terminal van Zeebrugge als toegangspunt voor LNG op het Belgische (en Europese) net. Deze capaciteit werd vervolgens toegewezen aan EDF Trading tot in 2011;
- het saldo van de capaciteit van de terminal van Zeebrugge (1,8 Gm³/jaar) werd onderschreven door Suez LNG trading voor een duurtijd van 15 jaar (en doorgeschoven voor de helft naar ConocoPhillips).

Tegen 2015 zullen deze overeenkomsten (aangevuld door transacties op de spotmarkt) ongeveer voldoen om de verwachte vraag naar aardgas te dekken. Buiten deze periode moet meer dan 50 % van de vraag worden gedekt door nieuwe overeenkomsten.

Aangezien de nieuwe contracten niet alleen door de gevestigde exploitant kunnen gesloten worden maar ook door andere leveranciers die aardgas aan de Belgische markt leveren en zullen leveren, wordt de schatting van de volumes die uiteindelijk in België zullen belanden, nog complexer. De raming wordt nog meer bemoeilijkt omdat de bevoorradingsportefeuilles van de handelaars steeds meer op geïntegreerde basis op Europese schaal worden beheerd waardoor het onmogelijk wordt een verband te leggen tussen de bevoorradingsovereenkomsten en de leveringscontracten.

⁷⁷ CREG, Voorstel van indicatief plan voor aardgasvoorziening 2004, p. 62.

⁷⁸ Pétrostratégies nr. 995, 12/2006.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2.4. Levering van aardgas op de geliberaliseerde markten

België wordt gemiddeld voor 60,3 % van aardgas voorzien via overeenkomsten voor een langere duur dan 5 jaar die met de aardgasproducenten zijn afgesloten.⁷⁹ Overeenkomsten met aardgasproducenten voor een duur van minder dan 5 jaar verschenen pas vanaf 2002 op het toneel. Contracten die voor minder dan 1 jaar werden afgesloten met andere aardgasleveranciers werden vanaf 2004 opgemerkt met de ontwikkeling van transacties op de groot-handelsmarkten.

Maar zelfs als sommigen hoog oplopen met het feit dat de vermindering van het aantal overeenkomsten op lange termijn voordelig is voor de concurrentie, de flexibiliteit en dus ook voor de zekerheid van de voorziening⁸⁰, moet dit standpunt in perspectief worden geplaatst, omdat het niet altijd geschikt is zich te baseren op een groot deel van de contante transacties. De beschikbaarheid van overeenkomsten op lange termijn biedt ook bepaalde voordelen:

- hierdoor wordt de onzekerheid niet alleen verminderd voor de partijen die bij de overeenkomst zijn betrokken, maar ook voor de TNB die zijn netinfrastructuur moet aanpassen/uitbreiden. Het vervoer van aardgas vereist inderdaad een specifieke (en zware) infrastructuur die niet kan worden geïmproviseerd. Het verkrijgen van de vergunning en de administratieve stappen nemen tijd in beslag;
- hierdoor kunnen de volumes die in de overeenkomst zijn voorzien, worden gegarandeerd (eventueel met een bepaalde mate van flexibiliteit over de volumes die tijdens het jaar worden geleverd);
- hierdoor kunnen de upstream-producenten die worden geconfronteerd met consequente investeringen de financiële onzekerheid beperken.

De Raad heeft haar positie in deze kwestie uitgedrukt in richtlijn 2004/67/EG van 26 april 2004 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de aardgasbevoorrading:

"Contracten met een lange looptijd hebben een zeer belangrijke rol gespeeld bij de veiligstelling van de gasvoorziening van de Gemeenschap en zullen deze rol blijven spelen. Het huidige volume aan langlopende contracten is toereikend op communautair niveau, en aangenomen wordt dat dergelijke contracten een aanzienlijke bijdrage zullen blijven leveren aan de totale gasvoorziening, aangezien de gasbedrijven doorgaan met het opnemen van dit soort contracten in hun portefeuille".

De Raad vraagt de lidstaten uitdrukkelijk in het verslag dat zij publiceren overeenkomstig artikel 5 van richtlijn 2003/55/EG betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor aardgas, melding te maken van het aantal langlopende gasleveringscontracten dat door op hun grondgebied gevestigde en geregistreerde bedrijven is gesloten.

⁷⁹ CREG, Jaarverslag 2010.

⁸⁰ CREG, Voorstel van indicatief plan voor aardgasvoorziening 2004.



2.5. Beschrijving van de Belgische gasinfrastructuur

Woord vooraf

De infrastructuur die hierna wordt toegelicht, brengt de situatie van mei 2011 in kaart. Die verschilt enigszins van de infrastructuur die in aanmerking is genomen in het raam van de milieueffectenbeoordeling en die beschreven is in het milieueffectenrapport⁸¹. De beoordeling had immers betrekking op een ontwerp van PSG die afgesloten is in mei 2010 en dus op de destijds bestaande infrastructuur.

Behalve het distributienet voor aardgas dat in de PSG niet aan bod komt, omvat de Belgische gasinfrastructuur drie soorten installaties:

- een aardgasvervoersnet;
- een LNG-installatie;
- een opslaginstallatie.

2.5.1. Aardgasvervoersnet

Het aardgasvervoersnet bestaat uit verschillende elementen:

- leidingen;
- meetstations;
- compressiestations;
- debietregelstations;
- mengstations;
- drukreducerstations.

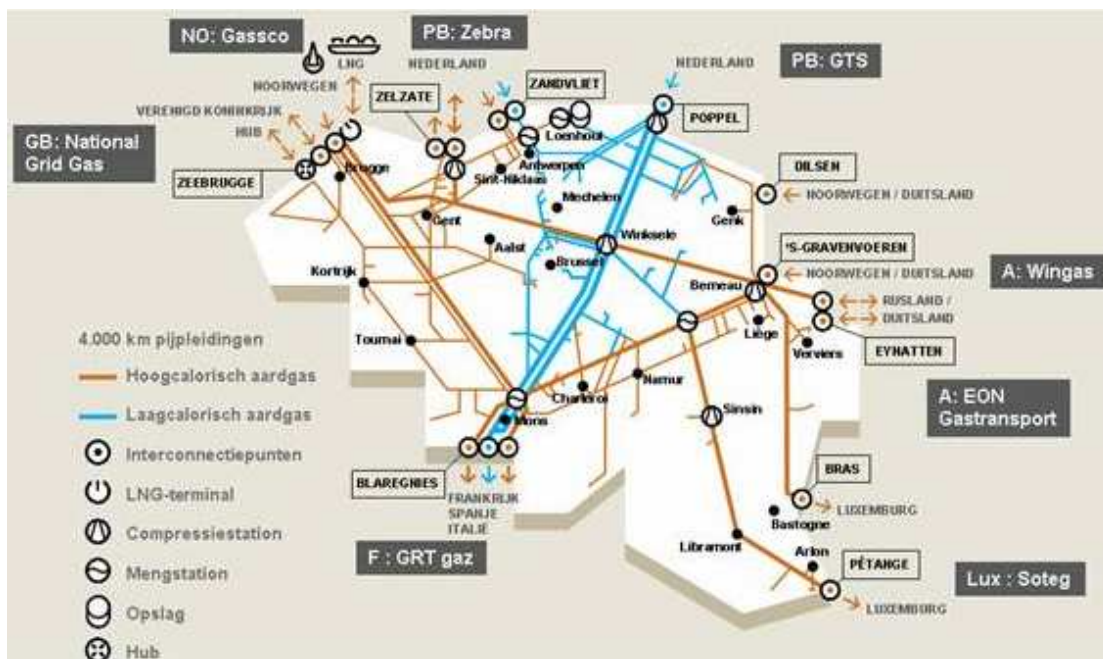
⁸¹ Zie hoofdstuk 6.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Leidingen

Met 18 interconnectiepunten behoort het aardgasvervoersnet van de TNB (Fluxys) tot de meest geïnterconnecteerde systemen in Europa (zie schema 4). Het net omvat 4.000 kilometer leidingen in dienst en wordt gebruikt voor zowel het vervoer van aardgas ten behoeve van de eindverbruikers in België (het “binnenlands vervoer voor de Belgische markt”) als het vervoer van aardgas naar andere eindverbruikersmarkten (de “grens-tot-grensvervoer”).

Schema 4: Aardgasvervoersnetwerk in België, 2011



Bron: Fluxys (2011)

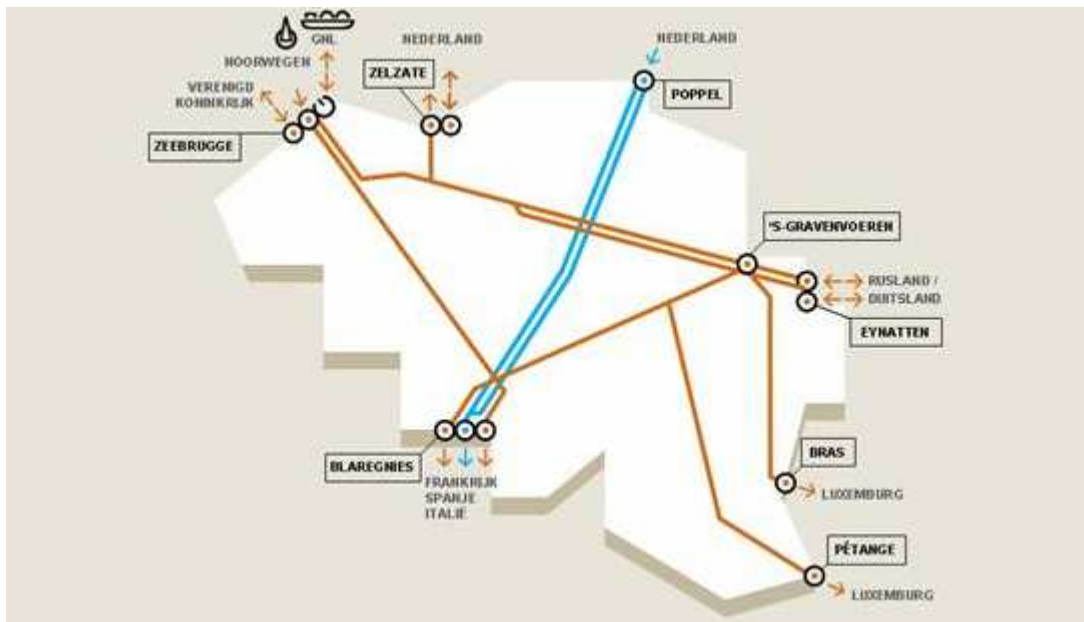
Het vervoer voor de Belgische markt van aardgas is het vervoer ervan met het oog op levering aan afnemers op Belgisch grondgebied en omvat ook het aanbieden van flexibiliteitsdiensten om het verschil op te vangen tussen de hoeveelheden die de bevrachters in het aardgasvervoersnet van TNB brengen en de hoeveelheden die hun klanten verbruiken. In 2010 werd 19 Gm³(n) aardgas getransporteerd.

Het aardgasvervoersnet van TNB telt aansluitingen met 17 distributienetbeheerders, die op hun beurt de distributie van aardgas verzorgen naar de residentiële verbruikers en de kmo's. Daarnaast zijn bijna 260 industriële eindverbruikers, elektriciteitscentrales en warmtekrachtkoppelinginstallaties rechtstreeks aangesloten op het aardgasvervoersnet van TNB.

Het grens-tot-grensvervoer van aardgas is het vervoer van een grenspunt naar een ander grenspunt zonder levering op Belgisch grondgebied en omvat geen flexibiliteitsdiensten: de hoeveelheden die op het ene grenspunt in het aardgasvervoersnet worden aangeleverd, worden op het andere grenspunt ter beschikking gesteld voor afname. De gecontracteerde grens-tot-grensvervoercapaciteit op lange termijn bedraagt normaal ongeveer 90 Gm³(n) per

jaar voor het bestaande net en zou moeten evolueren naar 100 Gm³(n), rekening houdend met de infrastructuur die in aanbouw of in voorbereiding is.

Schema 5: Grens-tot-grensvervoer in België, 2011



Bron: Fluxys (2011)

Op 40 jaar tijd is het aardgasvervoersnet van de TNB ontwikkeld tot een centrale draaischijf voor grens-tot-grensvervoerstromen in West-Europa (zie schema 5). Zo wordt in het net Nederlands en Noors aardgas vervoerd met Frankrijk en Spanje als bestemming, Brits aardgas voor continentaal Europa, onder meer Russisch aardgas voor het Verenigd Koninkrijk en ook aardgas voor het Groothertogdom Luxemburg.

Het aardgasvervoersnet van TNB bestaat uit twee gescheiden netten: een net voor het vervoer van laagcalorisch aardgas afkomstig uit Nederland (uit Slochteren) en een net voor het vervoer van hoogcalorisch aardgas. Momenteel is het hoogcalorische aardgas afkomstig uit Noorwegen, Rusland, het Verenigd Koninkrijk en LNG-bronnen (zie 2.5.2).

Meetstations

Aan de ingangs- en uitgangspunten van het aardgasvervoersnet van de TNB staan meetstations, waar metingen worden gedaan op de aardgasstromen.

Compressiestations

Om aardgas door een pijpleidingennet te sturen, is druk nodig. Die druk neemt echter gaandeweg af door de wrijving van de aardgasmoleculen tegen de wand van de leidingen. Een compressiestation dient om de druk in het net op peil te houden. De TNB heeft vijf compressiestations in gebruik.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Debietregelstations

De debietregelstations zijn knooppunten in het aardgasvervoersnet van de TNB waar bepaalde hoeveelheden aardgas van het ene pijpleidingensysteem naar het andere worden overgezet. De verschillende deelsystemen kunnen verschillende maximale operationele drukken hebben.

Mengstations

De mengstations van Lillo en Loenhout zetten hoogcalorisch aardgas om in laagcalorisch aardgas om eventuele tekorten in het laagcalorische net op te vangen bij piekverbruik in de winter. Hoogcalorisch aardgas kan omgezet worden in laagcalorisch aardgas door het toevoegen van stikstof. In het mengstation van Lillo kan ook laagcalorisch aardgas worden verrijkt door de toevoeging van hoogcalorisch aardgas. In de mengstations van Ville-sur-Haine en Warnant-Dreye kan hoogcalorisch aardgas worden verarmd door de toevoeging van laagcalorisch aardgas.

Drukreducerstations

De TNB exploiteert circa 160 drukreducerstations. Die vormen de schakels tussen de hogedrukleidingen en de leidingen op lagere druk. Dat zijn enerzijds de middelhogedrukleidingen van de TNB zelf en anderzijds de netten op lagere druk van de distributienetbeheerders.

In een drukreducerstation kan aan aardgas, desgevallend, een reuk worden toegevoegd: aardgas is op zich eerder een reukloos gas en door er een geurstof aan toe te voegen is het aardgas waarneembaar als er zich een lek voordoet.

2.5.2. LNG-installatie

Foto 1: LNG-terminal van Zeebrugge, 2011



Bron: Fluxys (2011)

Aardgas komt in België niet alleen binnen via pijpleidingen. In Zeebrugge wordt ook aardgas aangevoerd in vloeibare vorm (LNG of “liquified natural gas”). In de LNG-terminal van Zeebrugge (zie foto 1) worden LNG-schepen gelost en het LNG wordt enkele dagen in buffer gehouden voordat het wordt hervergast en in het aardgasvervoersnet van de TNB uitgezonden.

Een verdubbeling van de capaciteit van de LNG-terminal is gebeurd in 2008. Er werd een vierde opslagtank en bijkomende hervergassingsinstallaties in gebruik genomen. De investering in bijkomende capaciteit vloeide voort uit een internationale marktbevraging die in 2004 werd gehouden. Daarbij boekten drie terminalgebruikers een gezamenlijke overslagcapaciteit van 9 Gm³(n) aardgas per jaar, het dubbele van de capaciteit die op dat moment beschikbaar was.

2.5.3. Opslaginstallatie

Leveranciers wensen aardgas in een relatief constant ritme aan te voeren, terwijl het verbruik op de markt voor verwarming flink hoger ligt in de winter dan in de zomer. Dankzij aardgasopslag beschikken leveranciers voor de Belgische markt over een buffer om in periodes van kouder weer hun verwarmingsklanten te kunnen blijven bedienen.

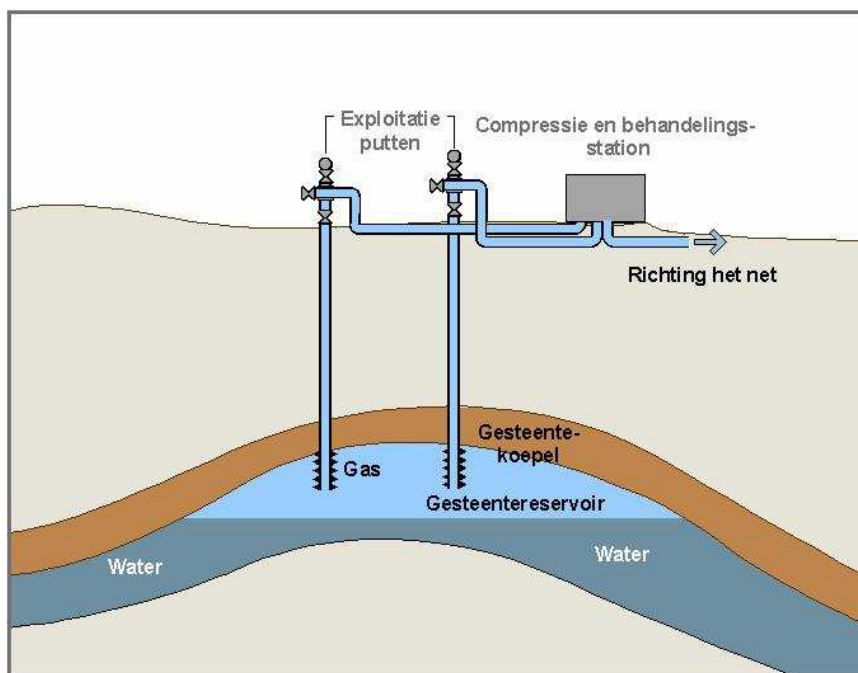
België heeft een ondergrondse aardgasopslaginstallatie in Loenhout (zie schema 6). In deze installatie wordt hoogcalorisch aardgas in buffer gehouden in watervoerende lagen. Dat gebeurt meer dan een kilometer diep in een laag poreus gesteente dat water bevat. Het aard-

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

gas wordt daarbij op een natuurlijke manier gevangen gehouden door een water- en gasdichte rotslaag boven het poreuze gesteente en onderaan door het water dat zich in het poreuze gesteente bevindt. Bij het vullen in de zomer duwt het aardgas de waterlaag naar omlaag. In de winter, als het aardgas weer uit de opslag wordt gehaald, komt het door de druk van het water weer naar boven.

Het nuttige opslagvolume in Loenhout bedraagt 650 Mm³(n) aardgas. In 2007 is Fluxys begonnen met werken om de opslagcapaciteit over een periode van 4 jaar (2008-2011) met 15 % uit te breiden van een nuttig volume van 600 tot 700 Mm³(n) (totaal volume: 1.400 Mm³(n)). Voorts wordt de flexibiliteit in het gebruik van de opslag versterkt tegen 2012: de uitzendcapaciteit stijgt van 500.000 tot 625.000 m³(n) per uur en de injectiecapaciteit neemt toe van 250.000 naar 325.000 m³(n) per uur.

Schema 6: Opslaginstallatie van Loenhout, 2011



Bron: Fluxys (2011)



2.6. Beschrijving van de Belgische gasmarkt

Hierna komen de verschillende aspecten van de Belgische gasmarkt aan bod:

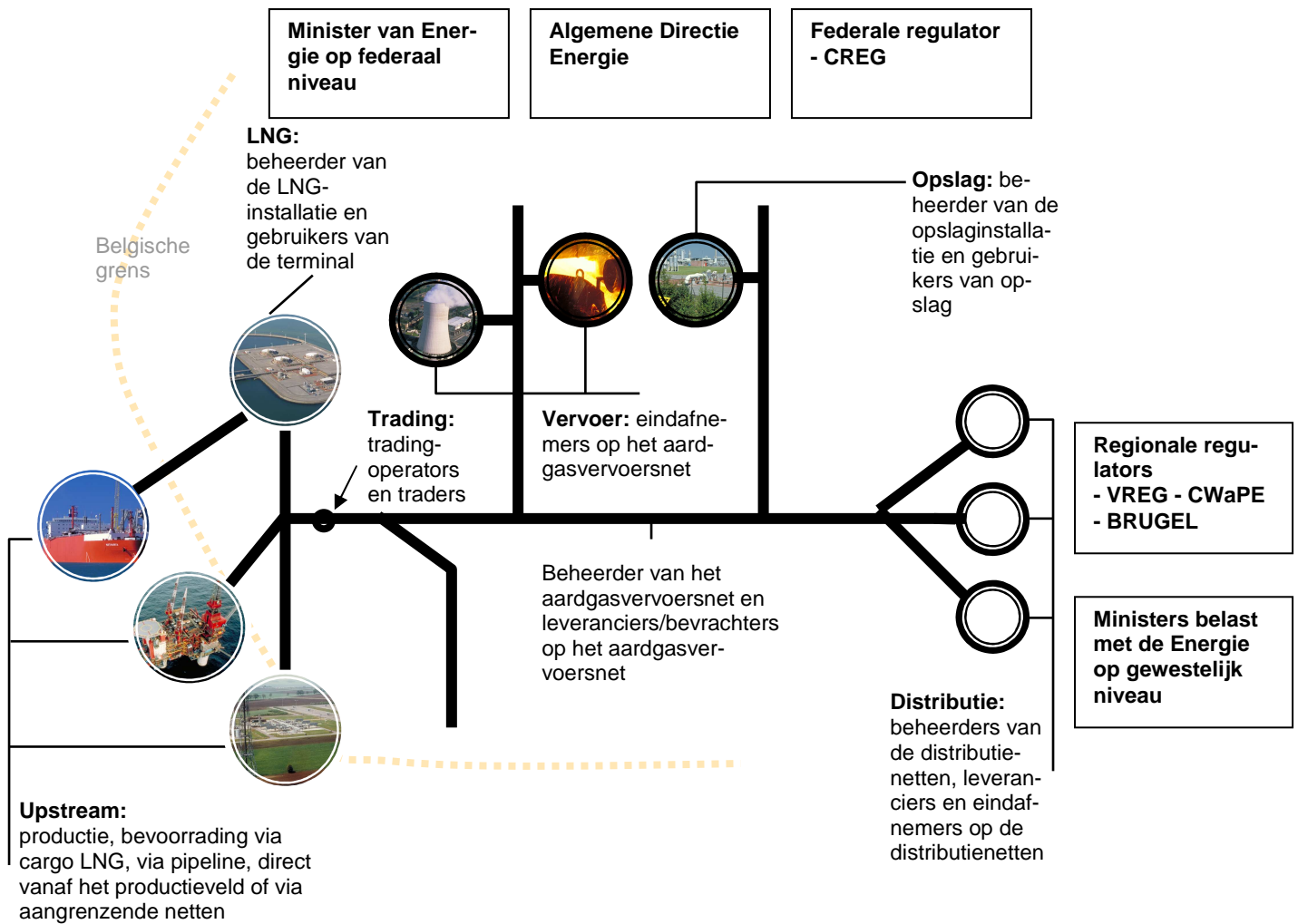
- de structuur van de markt en de gasbevoorradingketen;
- de “upstream”;
- de toegang tot het net en het transport;
- de “trading”;
- de distributie.

2.6.1. Structuur van de markt en de gasbevoorradingketen

Zoals schema 7 aantoont, is de scheiding van de beheerfuncties van de infrastructuur en de levering, evenals de opsplitsing van de markt tussen meerdere leveranciers, het gevolg van de liberalisering van de aardgasmarkt die is gewenst door de Europese richtlijnen 98/30/EG, 2003/55/EG en 2009/73/EG – zowel op het niveau van het transport als op het niveau van de distributie. Hierdoor is een groot aantal spelers actief op de Belgische gasmarkt met verschillende verantwoordelijkheden, behoeften en rollen.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Schema 7: Belgische gasmarkt, 2011



Bron: Fluxys (2011)

2.6.2. Upstream

België importeert aardgas door gebruik te maken van ingangspunten op het net van de onafhankelijke beheerder van de infrastructuur voor het transport (Fluxys). Deze ingangspunten zijn de aardgaspoorten die ons land openstellen voor de bevoorrading, afkomstig uit het Ver-



enigd Koninkrijk, Noorwegen, Nederland, Duitsland, Rusland en alle LNG-producerende landen in de wereld. Vandaag is het vloeibare aardgas (LNG) dat voor de Belgische markt is bedoeld, hoofdzakelijk afkomstig uit Qatar.

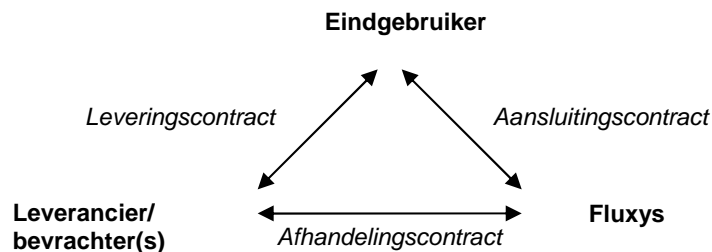
2.6.3. Toegang tot het net en transport

De hierna volgende tekst brengt eerst en vooral twee realiteiten onder de aandacht in verband met aardgasvervoer: het binnenlands vervoer en het grens-tot-grensvervoer. Vervolgens wordt er aandacht besteedt aan het nieuwe vervoersmodel dat momenteel wordt uitgewerkt.

Binnenlands vervoer en grens-tot-grensvervoer

In het raam van het binnenlands vervoer, de TNB vervoert het binnenkomende aardgas vanaf de grens (aansluitingspunt) tot bij de Belgische eindverbruikers (de elektriciteitscentrales, grote industriële verbruikers en beheerders van het distributienet), zodat de leveranciers hun klanten die zich op het transportnet van aardgas bevinden, kunnen bevoorraden, hetzij op het net voor aardgas met een lage calorische waarde (L-gas) hetzij op het net voor aardgas met een hoge calorische waarde (H-gas). Voor het binnenlands vervoer van aardgas leidt de liberalisering tot een driehoeksverhouding in contractuele relaties, zoals in schema 8 aange-toond.

Schema 8: Contractuele relaties op de Belgische aardgasmarkt, 2011



In het raam van het grens-tot-grensvervoer, vervoert de TNB vanaf de grens (aansluitingspunt) tot aan een ander aansluitingspunt dat op een grens gelegen is, het binnenkomende aardgas dat bestemd is voor andere consumentenmarkten in Europa. Het grens-tot-grensvervoer is belangrijk in België. Ons land is immers de draaischijf van de Europese stromen van grens-tot-grensvervoer van aardgas dankzij het net van leidingen voor het vervoer van aardgas, dat een van de beste onderling verbonden netwerken in Europa is. Samen met andere Europese exploitanten en de exploitanten van LNG-terminals, investeert de TNB in nieuwe mogelijkheden voor grens-tot-grensvervoer. Hierdoor krijgt deze transportbeheerder de mogelijkheid nieuwe capaciteit te creëren om te voldoen aan de behoeften van de aardgasverbruikers in België.

Nieuw vervoersmodel

In het verlengde van een aantal marktbevragingen in 2010 hebben de TNB en de CREG begin 2011 samen een project opgestart om tegen eind 2012 een nieuw vervoersmodel voor aardgas te introduceren.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Dat nieuwe model zal rekening houden met de Europese wetgeving die van kracht is en nog in voorbereiding is en met het koninklijk besluit “gedragscode” van 23 december 2010⁸².

Gestoeld op het principe “entry/exit” dat reeds gedeeltelijk wordt toegepast in het raam van het huidige model (“enhanced/entry/exit”) zal het nieuwe systeem geen onderscheid meer maken tussen het binnenlands vervoer en het grens-tot-grensvervoer. Zo zullen de gebruikers van het net kunnen genieten van een nog grotere flexibiliteit bij de reservatie en het gebruik van de capaciteit op de ingangs- en uitgangspunten (“herbeleveringspunten” in België of aansluitingspunten aan de grens).

Om de noden en verwachtingen van de markt inzake netevenwicht in rekening te brengen, zullen de huidige drie balanceringszones voor hoogcalorisch aardgas worden samengevoegd tot één zone met een virtueel uitwisselingspunt. Zo wordt het voor de vervoersnetgebruikers eenvoudiger om de volumes die ze brengen in evenwicht te houden met de volumes die ze afnemen. Blijven er toch onevenwichten bestaan, dan zal de TNB instaan voor de fysieke integriteit van het vervoersnet en de onevenwichten compenseren door financiële en fysieke mechanismen in te zetten die gebaseerd zijn op de kortetermijnmarkt (principe van “market-based balancing”).

Ook zal het nieuwe model de samenwerking en de ontwikkeling van een gezamenlijk dienstenaanbod met naburige netbeheerders vergemakkelijken.

2.6.4. Trading

Op het vlak van aardgastrading biedt Huberator, de operator van de Hub Zeebrugge, diensten om de handel van volumes aardgas mogelijk te maken. Sinds de start van de Hub in 1999 is de liquiditeit van de Hub aanzienlijk verbeterd. Over het gehele jaar 2010 hebben de netto verhandelde volumes 62,3 Gm³(n) bereikt, wat ongeveer 3,4 keer het jaarlijkse verbruik op de Belgische markt is. APX Gas Zeebrugge (vandaag APX) is in 2005 een dienstverlening voor elektronische handel gestart, waardoor de anonieme handel van aardgasvolumes op de Hub Zeebrugge mogelijk werd gemaakt (“day ahead” en “within day”).

Het nieuwe vervoersmodel zal eveneens leiden tot nieuwe “trading”-mogelijkheden in de zone “Entry/Exit” (“Virtual Trading Point of VTP”).

Op het vlak van tradingcapaciteit, heeft Fluxys een tradingplatform ontwikkeld voor het grens-tot-grensvervoer (de secundaire markt is operationeel). Met de invoering van het nieuwe model zou dat platform verder moeten worden uitgebreid tot alle vervoersdiensten.

2.6.5. Distributie

De beheerders van het distributienet nemen de distributie over van de TNB en distribueren het aardgas vanaf verbindingpunten met het TNB-net tot de huishoudens of industrieën, zodat de leveranciers hun klanten op deze netwerken kunnen voorzien van aardgas.

⁸² Koninklijk besluit van 23 december 2010 betreffende de gedragscode inzake de toegang tot het aardgasvervoersnet, de opslaginstallatie voor aardgas en de LNG-installatie en tot wijziging van het koninklijk besluit van 12 juni 2001 betreffende de algemene voorwaarden voor de levering van aardgas en de toekenningvoorwaarden van de leveringsvergunningen voor aardgas (BS van 5.1.2011).



2.7. Europees beleid over de zekerheid van de aardgasvoorziening

Het Europese beleid over bevoorradingszekerheid van aardgas werd eind 2010 herschreven door de verordening 994/2010 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gaslevering⁸³. Deze verordening vervangt de richtlijn 2004/67/EG betreffende maatregelen tot veiligstelling van de aardgasbevoorrading⁸⁴.

2.7.1. Context van het Europese beleid over de zekerheid van de aardgasvoorziening

Na de Rusland-Oekraïne crisis van januari 2009 besliste de Europese Commissie dat een meer gecoördineerde benadering op de schaal van de EU nodig was om iedereen een zekere en stabiele energievoorziening te garanderen. Daarop stelde ze in juli 2009 een nieuwe verordening over de zekerheid van de gasvoorziening voor, die richtlijn 2004/67/EG vervangt. De richtlijn 2004/67/EG voldeed niet langer in een context van toenemende afhankelijkheid ten opzichte van de import en hogere risico's voor de bevoorrading en het grens-tot-grensvervoer in derde landen, evenals in een situatie waarin de aardgasstromen toenemen en de interne markt binnen de EU zich ontwikkelt.

De verordening 994/2010 tracht de rol van de verschillende deelnemers van de aardgasindustrie, de lidstaten en de communautaire instellingen beter te definiëren om een onderbreking in de bevoorrading op korte termijn aan te pakken en de benodigde infrastructuur te voorzien op langere termijn. Ook de essentiële rol van terugstroom is duidelijk geworden, omdat de crisis hierdoor onmiddellijk kon worden aangepakt. Hierdoor stelt de Europese Commissie een gemeenschappelijke norm voor op vlak van de infrastructuur om de bevoorradingszekerheid te garanderen (met name door het omkeren van de stroom) en van normen op het vlak van de bevoorrading van beschermde afnemers⁸⁵, evenals de opmaak van preventieve actieplannen en noodplannen die automatisch in werking zouden moeten treden in geval van een onderbreking in de bevoorrading.

⁸³ Verordening (EU) nr. 994/2010 van het Europees Parlement en de Raad van 20 oktober 2010 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gaslevering en houdende intrekking van Richtlijn 2004/67/EG van de Raad (PB L 295 van 12.11.2010).

⁸⁴ Richtlijn 2004/67/EG van de Raad van 26 april 2004 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de aardgasvoorziening (PB L 127 van 29.4.2004).

⁸⁵ Met "beschermde afnemers" wordt bedoeld "alle huishoudelijke, op een gasdistributienet aangesloten afnemers en daarnaast, als de betrokken lidstaat dat zo beslist, eventueel ook:

a) kleine en middelgrote ondernemingen, op voorwaarde dat zij zijn aangesloten op het gasdistributienet en essentiële sociale diensten, op voorwaarde dat zij zijn aangesloten op een gasdistributie- of transmissienet en dat al deze extra afnemers samen niet meer dan 20 % van het eindgebruik van gas vertegenwoordigen, en/of

b) stadsverwarmingsinstallaties voor zover zij verwarming leveren aan huishoudelijke afnemers en aan de onder a) bedoelde afnemers, op voorwaarde dat deze installaties niet kunnen worden omgeschakeld op andere brandstoffen en aangesloten zijn op een gasdistributie of -transmissienet." (verordening 994/2010, artikel 2, 1.).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2.7.2. Subsidiariteitsbeginsel

De verordening heeft tot doel de bevoorradingszekerheid van de EU te ondersteunen. De totstandbrenging van de interne energiemarkt en de verstoring van de aardgasbevoorrading in januari 2009 hebben aangetoond dat de bevoorradingszekerheid van aardgas een kwestie is waarvoor de communautaire dimensie steeds groter wordt, waardoor de deelname van de instellingen van de EU en de Europese Commissie in het bijzonder gerechtvaardigd is. In een noodsituatie op communautair vlak, is de Europese Commissie het best geplaatst om de acties van de bevoegde instanties van de lidstaten te coördineren en de dialoog met derde landen te bevorderen. Om storingen in de aardgasbevoorrading te voorkomen of om zich erop voor te bereiden, is de beste garantie voor de bevoorradingszekerheid een uitgebreide interne markt met goede verbindingen en een sterk concurrentievermogen dat middelen en bevoorradingsroutes biedt tussen de lidstaten of de toeleveringsbedrijven.

2.7.3. Proportionaliteitsbeginsel

De verordening is conform het proportionaliteitsbeginsel en gaat niet verder dan nodig is om de doelstellingen te verwezenlijken. De lidstaten blijven verantwoordelijk voor de zekerheid van de energievoorziening en kunnen profiteren van een grote flexibiliteit in de keuze van de modaliteiten en instrumenten om de voorzieningszekerheid te garanderen, rekening houdende met hun nationale eigenschappen op het gebied van aardgas.

2.7.4. Principe N-1

Het uitvallen van de grootste afzonderlijke aardgasinfrastructuur, het zogenaamde N-1-scenario, is een realistisch scenario geworden. Het idee van het falen van een dergelijke infrastructuur als benchmark van wat de lidstaten moeten kunnen compenseren, levert een goed startpunt voor het waarborgen van de gasvoorziening. De bevoegde instantie waarborgt dat de noodzakelijke maatregelen genomen worden zodat, in het geval van het uitvallen van de grootste aardgasbevoorradinginfrastructuur, de resterende infrastructuur (N-1) over de capaciteit beschikt om het aardgasvolume te leveren dat vereist is om aan de totale aardgasvraag van het berekende gebied te voldoen gedurende een periode van een dag van uitzonderlijk hoge aardgasvraag gedurende de koudste periode die zich statistisch slechts om de twintig jaar voordoet. Deze verplichting kan in bepaalde gevallen op regionaal niveau worden nageleefd.

2.7.5. Voldoende capaciteit binnen elke lidstaat

Het is essentieel over een toereikende aardgasinfrastructuur te beschikken (zoals interconnecties, apparatuur die bidirectionele gasstromen ⁸⁶ in pijpleidingen mogelijk maakt, opslagfaciliteiten en LNG-hervergassingsinstallaties) binnen elke lidstaat en de EU om verstoringen van de energievoorziening te beheren. Gemeenschappelijke minimumcriteria met het oog op de continuïteit van de aardgasbevoorrading moeten een gelijk speelveld voor die continuïteit waarborgen en moeten een krachtige aansporing leveren om de vereiste infrastructuur aan te leggen en de voorbereiding op crisissituaties te verbeteren. Maatregelen aan de vraagzijde, zoals brandstofomschakeling, kunnen een belangrijke rol spelen bij het veiligstellen van

⁸⁶ De transmissiesysteembeheerders zorgen voor een permanente fysieke capaciteit om op alle interconnecties aardgas in beide richtingen te kunnen vervoeren.



de energievoorziening wanneer zij voldoende snel kunnen worden toegepast en in het geval van een verstoring van de voorziening de vraag afdoende kunnen drukken.

2.7.6. Gebruik van marktmechanismen en crisismaatregelen

De verordening moet het voor aardgasondernemingen en -gebruikers mogelijk maken om in het geval van verstoringen zolang mogelijk op marktmechanismen voort te bouwen. Er wordt voorzien in mechanismen als reactie op noodsituaties, die moeten worden gebruikt wanneer de markt niet langer in staat is adequaat op een onderbreking van de aardgasbevoorrading te reageren (specifiek voor de beschermde afnemers). Zelfs in noodsituaties moet, om de effecten van een verstoring van de voorziening te matigen, voorrang worden gegeven aan marktgeoriënteerde instrumenten.

2.7.7. Definiëren van de rol en verantwoordelijkheden van ondernemingen en instanties

Een nauwkeurige omschrijving van de rol en de verantwoordelijkheden van de aardgasondernemingen en bevoegde instanties is cruciaal om een goede functionering van de interne markt te waarborgen, met name bij verstoringen van de voorziening en in crisissituaties.

De verordening bepaalt dat elke lidstaat een bevoegde instantie aanwijst die verantwoordelijk is voor de tenuitvoerlegging van de in de verordening bedoelde maatregelen voor het veiligstellen van de aardgasbevoorrading.

De bevoegde instantie is belast met het opstellen van:

1. een volledige evaluatie van de risico's voor de gasleveringszekerheid;
2. een preventief actieplan dat de maatregelen omvat die vereist zijn om de aangemerkte risico's te beperken;
3. een noodplan dat de maatregelen omvat die vereist zijn om de effecten van een verstoring van de aardgasbevoorrading te matigen.

Dit gebeurt na raadpleging van de aardgasondernemingen, de relevante organisaties die de belangen van de huishoudelijke klanten en industriële afnemers vertegenwoordigen, en de regelgevende autoriteit, wanneer dat niet de bevoegde instantie is.

Het **preventieve actieplan** bevat:

- de maatregelen om te voldoen aan de infrastructuur- en voorzieningsnormen. Deze maatregelen omvatten minimaal de planning om te voldoen aan de N-1-norm, de volumes en capaciteiten die vereist zijn voor de gasvoorziening van beschermde afnemers in de omschreven periodes van hoge vraag, de maatregelen aan de vraagzijde en de aan de aardgasondernemingen en andere relevante entiteiten opgelegde verplichtingen;
- de informatie over bestaande en toekomstige interconnecties, grensoverschrijdende aardgasstromen en toegang tot opslag over de landsgrenzen heen;
- de evaluatie van risico's;

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- de preventiemaatregelen om zich te beveiligen tegen de genoemde risico's;
- informatie over de relevante verplichtingen van de openbare diensten.

De bevoegde instantie neemt de nodige maatregelen om de aardgasbevoorrading aan de beschermde afnemers van de lidstaten te waarborgen in het geval van:

- extreme temperaturen gedurende een zeven dagen durende piekperiode die statistisch slechts één keer om de 20 jaar voorkomt;
- een ten minste 30 dagen durende periode van uitzonderlijk hoge gasvraag gedurende de koudste periodes die statistisch slechts om de 20 jaar voorkomen;
- een periode van ten minste 30 dagen in geval van het uitvallen van de grootste afzonderlijke infrastructuur onder gemiddelde winterse omstandigheden.

De aardgasondernemingen mogen deze verplichtingen op regionaal en Unieniveau nakomen en de bevoegde instantie eist niet dat aan deze normen wordt voldaan via infrastructuur die uitsluitend op het eigen grondgebied gevestigd is.

De bevoegde instantie ziet erop toe dat de door haar vastgestelde voorwaarden voor de voorziening van beschermde afnemers geen afbreuk doen aan de goede functionering van de interne aardgasmarkt en dat de desbetreffende tarieven de marktwaarde van de dienst weerspiegelen.

Het preventieplan, met name de acties om te voldoen aan de omschreven infrastructuurnorm, wordt gebaseerd op en is samenhangend met het tienjaren-netwerkontwikkelingsplan dat door het ENTSOG wordt uitgewerkt. In het preventieve actieplan wordt rekening gehouden met de economische doeltreffendheid, de effecten op de functionering van de interne energiemarkt en de milieueffecten. Het plan wordt elke twee jaar bijgewerkt.



Het noodplan:

1. is gebaseerd op vastgestelde crisisniveau⁸⁷;
2. definieert de rol en de verantwoordelijkheden van de aardgasondernemingen en de industriële afnemers, evenals hun interactie met de bevoegde instantie en wanneer passend met de regelgevende autoriteit;
3. definieert de rol en de verantwoordelijkheden van de bevoegde instantie;
4. zorgt ervoor dat de aardgasbedrijven en industriële gasafnemers voldoende gelegenheid krijgen om op elk crisisniveau te reageren;
5. geeft indien nodig de acties weer die moeten genomen worden om de mogelijke impact van verstoring van de aardgaslevering voor stadsverwarming en voor de productie van elektriciteit uit gas te matigen;
6. bepaalt gedetailleerde procedures die moeten worden gevolgd voor elk crisisniveau, in het bijzonder desbetreffende schema's over informatiestromen;
7. wijst een crisismanager of -team aan en bepaalt de rol daarvan;
8. definieert de bijdrage van de marktgebaseerde maatregelen om een antwoord te bieden op de situatie bij alarmniveau en om de problemen te matigen op het noodsituatieniveau;
9. definieert de niet op de marktwerking gebaseerde maatregelen die zijn gepland, voor of ten uitvoer worden gelegd op het noodsituatieniveau, wordt beoordeeld in welke mate niet op de marktwerking gebaseerde maatregelen vereist zijn om een antwoord te bieden op de crisis, worden hun effecten ingeschat en wordt de procedure vastgesteld om dergelijke maatregelen ten uitvoer te leggen;

⁸⁷ *Niveau van vroegtijdige waarschuwing (vroegtijdige waarschuwing):* wanneer er concrete, ernstige en betrouwbare informatie is, die aangeeft dat er een gebeurtenis op til kan zijn welke de leveringssituatie waarschijnlijk aanzienlijk zal doen verslechteren en waarschijnlijk tot het ontstaan van een alarm- of een noodsituatieniveau zal leiden; het niveau van vroegtijdige waarschuwing kan worden ingegeven door het mechanisme voor vroegtijdige waarschuwing.

Alarmniveau (alarm): wanneer zich een verstoring van de levering of een uitzonderlijk hoge gasvraag voordoet welke de leveringssituatie aanzienlijk doet verslechteren, maar de markt nog in staat is om die verstoring op te vangen zonder toevlucht te hoeven nemen tot niet op de markt gebaseerde maatregelen.

Noodsituatieniveau (noodsituatie): wanneer zich een uitzonderlijk hoge gasvraag voordoet of een significante verstoring of een andere significante verslechtering van de levering, en wanneer alle relevante op de markt gebaseerde maatregelen zijn toegepast maar de gaslevering niet volstaat om aan de resterende gasvraag te voldoen en er dus naast die op de markt gebaseerde maatregelen ook niet op de markt gebaseerde maatregelen moeten worden genomen, met name om de gaslevering aan beschermde afnemers veilig te stellen..

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

10. beschrijft voor elk crisisniveau, de mechanismen voor de samenwerking met andere lidstaten;
11. geeft een nadere omschrijving op het vlak van rapporteringsverplichtingen voor de aardgasondernemingen in het alarm- en noodsituatieniveau;
12. stelt een lijst voor van vooraf besliste acties om in het geval van een noodsituatie aardgas beschikbaar te stellen, inclusief de compensatiemechanismen en de commerciële overeenkomsten tussen de bij dergelijke acties betrokken partijen. Dergelijke acties zijn onder meer grensoverschrijdende overeenkomsten tussen lidstaten en/of aardgasondernemingen.

Eind december 2010 werd de AD Energie door de minister van Energie aangewezen als voorlopige bevoegde instantie. Dit houdt in dat ze verantwoordelijk is voor de uitvoering van alle maatregelen vastgelegd in de verordening, totdat formeel een bevoegde instantie is aangewezen. De voorlopige bevoegde instantie zal voornamelijk belast zijn met het uitvoeren van de risico-evaluatie.

2.8. Belgisch beleid over de voorzieningszekerheid van aardgas

Naast de context waarin het Belgische beleid over bevoorradingszekerheid van aardgas plaatsvindt, beschrijft deze sectie de rol van de verschillende spelers, het algemeen noodplan en de risico's waarmee de spelers te maken krijgen.

2.8.1. Context van het Belgische beleid over de voorzieningszekerheid van aardgas

In België heeft de aardgasindustrie⁸⁸ steeds veel belang gehecht aan de energievoorzieningszekerheid. De liberalisering van de aardgasmarkt wijzigt de context waarin de voorzieningszekerheid moet worden bekeken omdat de activiteiten verkoop, vervoer en distributie van aardgas voortaan gescheiden worden. De scheiding van de functies voor infrastructuurbeheer en levering, zowel op transportniveau als op het niveau van de distributie, heeft geleid tot een scheiding van de rollen en verantwoordelijkheden van de voorzieningszekerheid.

⁸⁸ De drie criteria voor de continuïteit van de voorziening die door Distrigas worden gebruikt voor de toegang tot het net door derden, waren de volgende:

1. het wintervolume moet het verbruik van winter 1962-1963, de koudste van de eeuw, dekken (statistisch risico van 1 op 95 jaar);
2. er moet een piekvolume voor 5 opeenvolgende dagen tussen -10 °C en -11 °C worden gegarandeerd (statistisch risico van 1 op 95 jaar);
3. er moet een vervoercapaciteit tijdens spitsuren bij -11 °C worden gegarandeerd (statistisch risico van 1 op 20 jaar).

De vermelde temperaturen zijn equivalente gemiddelde dagtemperaturen in Ukkel. In het kader van het tienjaren-investeringsplan van Distrigas, werden de criteria voor de voorzieningscontinuïteit tweemaal vooraf voorgelegd aan het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas (CEEG). De hier beschreven criteria dateren van 1997.



2.8.2. Rol van de verschillende actoren die tussenkomen in de aardgasbevoorradingszekerheid

De activiteiten die gekoppeld zijn aan het aardgasvervoer en het beheer van de Hub Zeebrugge (afkomstig van het Engelse woord "hub", dat staat voor spil, centrum) zijn toevertrouwd aan de onderneming Fluxys. De aardgasdistributie bij de afnemers aangesloten op het distributienet blijft de verantwoordelijkheid van de intercommunales. De levering of verkoop van aardgas op de Belgische markt is aan mededinging onderhevig⁸⁹.

De verschillende handelsondernemingen (Distrigas, E.ON, Electrabel Customer Solutions, Essent, GDF, Lampiris, Nuon, SPE-Luminus, Wingas, ...) "wedijveren" om de clientèle. Om een optimale werking van de markten te garanderen, hebben de openbare instanties regelgevende organen opgericht.

Op federaal niveau is het de CREG die twee essentiële rollen moet vervullen: een adviestaak bij openbare instanties enerzijds en een taak voor het toezicht op en de controle van de toepassing van wetten en reglementen anderzijds. Op regionaal niveau vinden we de CWaPE (regulator Wallonië), BRUGEL (regulator Brussels Hoofdstedelijk Gewest) en de VREG (regulator Vlaams Gewest).

Op het niveau van het vervoer van aardgas, bestaat de gasvoorzieningszekerheid uit 3 hoofdaspecten:

1. de beschikbaarheid van aardgas, m.a.w. de beschikbaarheid van een adequaat aardgasvolume om te kunnen voldoen aan de vraag in gemiddelde en extreme omstandigheden gedurende een vastgestelde periode;
2. de beschikbaarheid van vervoercapaciteit van gas, m.a.w. de beschikbaarheid van adequate vervoercapaciteiten voor het vervoer van aardgas zodat het aanbod kan voldoen aan de vraag in gemiddelde en extreme omstandigheden;
3. de integriteit van het systeem, m.a.w. elke situatie met betrekking tot een vervoersnet waarin de druk en de kwaliteit van het aardgas binnen de vastgestelde minimum- en maximumgrenzen blijven, zodat het vervoer van aardgas uit een technisch oogpunt gegarandeerd is.

Bijdrage van de beheerder van het vervoersnet aan de voorzieningszekerheid

Als voorzichtige en rationele operator, vergewist de TNB er zich van dat het vervoersnet van aardgas zo is gedimensioneerd dat er, wanneer de systeemintegriteit niet in gevaar wordt gebracht, een binnenlandse vervoerscapaciteit tijdens de spitsuren bij -11 °C (equivalente dagtemperatuur in Ukkel) moet worden gegarandeerd en dat haar aanbod voor opslagdiensten de dagpieken kan dekken. Deze referentiewaarde van -11 °C is berekend op basis van een statistische waarschijnlijkheid van de gebeurtenis van 1 keer in 20 jaar.

Zoals gedefinieerd in de Belgische wetgeving, heeft de TNB de verantwoordelijkheid toe te zien op de resterende uitbalancerings van het net. Om de integriteit van het net te behouden,

⁸⁹ Zie punt 1.2.2.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

geeft de Belgische wet de TNB ook de mogelijkheid over te gaan tot de onderbreking of beperking van de gasdoorvoerstromen via een afschakelplan⁹⁰.

In overeenstemming met artikel 15/11, § 2 van de wet van 12 april 1965 laat de TNB eerst de capaciteit toe voor de bestaande opslaginstallatie (opslaginstallatie van Loenhout) aan leveranciers die de aardgasdistributie-installaties bevoorraden.

Tot en met 10 juli 2011, in overeenstemming met artikel 15/11, § 2 van de wet van 12 april 1965 moest de beheerder van de opslaginstallatie (opslaginstallatie van Loenhout) de opslagcapaciteit prioritair toewijzen aan de leveranciers die de aardgasdistributie-installaties bevoorraden. Sinds 11 juli 2011, ten gevolge van een wijziging van de wet van 12 april 1965⁹¹ is de beheerder van de opslaginstallatie toegestaan om opslagcapaciteit op korte, middellange en lange termijn toe te wijzen aan de hand van transparante en niet-discriminerende criteria. De toewijzing van capaciteit en de toegangsregels moeten voldoen aan verordening 715/2009 en de regels van de levering van opgeslagen aardgas in noodsituatie worden beheerst door verordening 994/2010.

Bijdrage van leveranciers tot de voorzieningszekerheid

Om de voorzieningszekerheid tegen een technisch nutsrisico en/of een commercieel nutsrisico⁹² te garanderen, moeten de leveranciers een aardgasvolume en voldoende flexibiliteit voorzien om het verbruik van hun klanten tijdens de periode waarin ze actief zijn, te dekken.

De leveranciers moeten op het vervoersnet garanderen dat ze voldoende capaciteit boeken voor binnenlands vervoer om op elk ogenblik het verbruik van hun klanten te dekken. Deze aanbeveling wordt trouwens ondersteund door de verordening 994/2010 die bepaalt dat de aardgasbedrijven maatregelen moeten nemen om de aardgasbevoorrading van “beschermde afnemers” veilig te stellen in de zin van deze verordening, in een aantal gevallen waarvan de statistische waarschijnlijkheid van de gebeurtenis 1 keer in 20 jaar bedraagt.

Zoals gedefinieerd in de Belgische wet, hebben gebruikers van het net die gebruik maken van de capaciteit voor binnenlands vervoer, de primaire verantwoordelijkheid om toe te zien op de uitbalancerings van het net⁹³.

Om de zekerheid van de voorziening te garanderen in het geval van een technisch probleem op een ingangspunt en/of boven dit ingangspunt, wordt er aanbevolen dat de leveranciers op

⁹⁰ Koninklijk besluit van 23 december 2010 betreffende de gedragscode inzake de toegang tot het aardgasvervoersnet, de opslaginstallatie voor aardgas en de LNG-installatie en tot wijziging van het koninklijk besluit van 12 juni 2001 betreffende de algemene voorwaarden voor de levering van aardgas en de toekenningvoorwaarden van de leveringsvergunningen voor aardgas (BS van 5.1.2011) en ministerieel besluit van 16 december 1999 houdende reglementering van het transport, de verkoop, de verdeling en het verbruik van aardgas (BS van 31.12.1999).

⁹¹ Wet van 11 juni 2011 tot wijziging van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen (BS van 1.7.2011).

⁹² Deze risico's zijn toegelicht in punt 2.8.4.

⁹³ Koninklijk besluit van 23 december 2010.



het vervoersnet, wanneer ze een bepaald percentage van de markt bevoorraden⁹⁴, zorgen voor een gediversifieerde geografische voorziening, voldoende upstreamcapaciteiten onderschrijven en capaciteit voor binnenlands vervoer onderschrijven met een minimum aantal ingangspunten van verschillende vervoersnetten (2 of meer).

In geval van crisis voorziet het koninklijk besluit "gedragscode" van 23 december 2010⁹⁵ een reeks operationele en administratieve maatregelen voor de bevrachters alsook maatregelen inzake incidentenbeheer, met inbegrip van een afschakelplan en een herstelplan.

Bijdrage van de AD Energie en de CREG tot de voorzieningszekerheid

Dankzij de verordening 994/2010 werd een duidelijk kader gecreëerd waarin enkele criteria en verantwoordelijkheden voor de zekerheid van de gasleveringen werden vastgelegd. De AD Energie zal erop toezien dat een geschikt wettelijk kader wordt opgesteld dat is aangepast aan de nieuwe context.

⁹⁴ In Frankrijk heeft de wetgever bepalingen betreffende deze kwestie voorzien (decreet 2004-251 van 19 maart 2004 inzake verplichtingen van de openbare diensten in de gasector, artikel 1): "Onder voorbehoud van de bepalingen van artikel 5, de leveranciers vermeld in artikel 5 van de bovenbedoelde wet van 3 januari 2003, wanneer ze de volgende bevoorraden:

- huishoudens, inclusief gezinnen die verblijven in een appartementsgebouw dat collectief wordt verwarmd;
- afnemers die geen huishouden zijn en taken van algemeen belang uitvoeren die gekoppeld zijn aan het voldoen aan de essentiële behoeften van het land, vooral op het vlak van administratie, onderwijs, veiligheid, verdediging en gezondheid waarvoor de lijst is vastgesteld in elk departement mits prefectoraal besluit, aangenomen na raadpleging van de exploitanten van de vervoersnetten en de organiserende instanties van de gewestelijke bevoegde openbare gasdistributie;

moeten directe of indirecte toegang hebben tot meerdere geografische gediversifieerde bevoorradingsbronnen die over voldoende hoeveelheden beschikken, en moeten bewijs leveren van de capaciteit voor het binnenlands vervoer tot de Franse grens en toegang hebben tot:

- minstens twee ingangspunten op het nationale vervoersnet wanneer ze meer dan 5% van de nationale markt bevoorraden;
- minstens drie ingangspunten op het nationale vervoersnet wanneer ze meer dan 10 % van de nationale markt bevoorraden.

Een ingangspunt is een grensoverschrijdend interconnectiepunt op het vervoersnet of de plaats van aansluiting op een nationale productielocatie. Ook LNG-installaties worden beschouwd als ingangspunten.

De gasvolumes die bedoeld zijn voor elke leverancier, moeten worden verdeeld tussen de verschillende ingangspunten volgens de markten die worden bediend."

⁹⁵ Zie punt 2.6.3.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Om de investeringen die nodig zijn om de voorzieningszekerheid te garanderen (in geval van technisch probleem of ontoereikende dimensionering van het net) op het vlak van capaciteit, te bereiken, bestaan er:

1. drie referentiedocumenten over de investeringen die door de markt moeten worden gedaan: de prospectieve studie betreffende de zekerheid van de aardgasbevoorrading opgesteld door de AD Energie en het FPB, het indicatieve investeringsprogramma over 10 jaar van Fluxys en het vervoersprogramma over 4 jaar van Fluxys;
2. een reguleringskader dat is geïmplementeerd door de CREG waarmee deze investeringen op een adequate manier en op het gewenste tijdstip kunnen worden uitgevoerd, voornamelijk door de goedkeuring van tarieven waardoor de evenwichtige ontwikkeling van het vervoersnet van aardgas mogelijk maken en/of de ontwikkeling van "overcapaciteit" waardoor leveranciers hun portefeuille kunnen optimaliseren door hun verplichtingen zoals ze in het voorgaande punt zijn beschreven, erin te integreren. De CREG moet er ook op toezien dat Fluxys de goede stimulansen krijgt om te investeren.

Een wettelijk kader met het doel de realisatie te vergemakkelijken van investeringsprojecten in het vervoersnet op het gewenste tijdstip, kan ook bijdragen tot een versterking van de energiebevoorradingzekerheid in België.

Op het vlak van nutsvoorziening, moet de bevoegde instantie zoals bedoeld in verordening 994/2010 in samenwerking met de overige betrokken instanties toezien op de naleving van de bepalingen van de verordening 994/2010.

Net zoals maatregelen voor residentiële afnemers zijn voorzien (bescherming van residentiële afnemers), moeten er in bepaalde gevallen maatregelen worden voorzien voor industriële afnemers en elektriciteitsinstallaties om hun bevoorrading te garanderen.

2.8.3. Algemeen noodplan

België voorziet een noodplan, evenals de supervisie en coördinatie van de planning van noodmaatregelen (koninklijk besluit van 31 januari 2003) via het Coördinatie- en crisiscentrum van de Regering. Dit plan is actief wanneer de vitale belangen of essentiële behoeften (inclusief productie en distributie van energie) van de bevolking in gevaar komen. De FOD Economie beschikt over 2 coördinatie-eenheden die ten dienste staan van dit noodplan: het Bureau voor Burgerlijke Verdedigingsplannen en het Crisiscentrum.

2.8.4. Risico's op verstoring van de voorziening

Het concept van de voorzieningszekerheid kan niet worden begrepen zonder het aspect van waarschijnlijkheid. De voorzieningszekerheid is immers gekoppeld aan toekomstige risico's die moeilijk met zekerheid kunnen worden voorzien. Deze toekomstige risico's hebben meestal een relatief lage waarschijnlijkheid; maar wanneer ze zich toch voordoen, hebben ze een grote impact op de aardgasbevoorrading.

De situatie is nog moeilijker te beheren in extreme omstandigheden, bijvoorbeeld bij lage temperaturen waardoor de vraag naar aardgas dus hoog is.

Een eerste analyse leert dat er vier grote risico's gekoppeld zijn aan de bevoorradingzekerheid, gegroepeerd in twee categorieën, zoals hieronder beschreven.



Technische risico's: een technisch probleem kan een grote impact hebben op de aardgasbevoorrading op twee manieren:

1. *risico nutsvoorziening:* de stopzetting of vermindering van een productie- of toevoerbron (opslag), een ernstig technisch probleem (of een probleem met de aardgaskwaliteit) op de upstream-netten verminderen het volume dat beschikbaar is om de behoeften voor de aardgasbevoorrading op korte termijn te dekken;
2. *risico capaciteit:* een mismatch tussen upstream-investeringen en investeringen in het vervoersnet, een ernstig technisch probleem, ontoereikende dimensionering, een vertraging in de uitvoering van investeringen voor het upstream-net en/of op het vervoersnet, verminderen de mogelijkheid om de aardgastoevoer fysiek te garanderen op korte, middellange en lange termijn.

Commerciële risico's: de verschillen in het aardgasverbruik per uur, dag en jaar moeten worden gedekt:

1. *in de nutsvoorziening:* de voorziening op korte, middellange en lange termijn kan worden verminderd als het volume aardgas dat contractueel is gereserveerd, niet volstaat om te voldoen aan de vraag. Arbitragegedragingen of gevallen van faillissement kunnen het probleem verergeren. Ook de voorziening door één productiebron verhoogt het risico op bevoorradingsverstoring. Deze risico's kunnen worden beperkt door een voorzieningsdiversificatie;
2. *in capaciteit:* de voorziening op korte en middellange termijn kan worden beperkt als de capaciteiten die onderschreven zijn op het upstreamnet en/of het vervoersnet niet volstaan om het aardgas te vervoeren dat nodig is om de vraag te dekken.

Het is onmogelijk een totale bescherming te bieden van de aardgasbevoorrading. Het is dus redelijk om een realistisch veiligheidsniveau voor de voorziening te bepalen. Dit is afhankelijk van de waarschijnlijkheid dat de hierboven beschreven risico's zullen optreden. Er moet rekening worden gehouden met de onderstaande elementen om dit niveau vast te stellen:

- de hoeveelheden en het volume aardgas;
- de waarschijnlijkheid;
- de te dekken duur.

Het garanderen van de voorzieningszekerheid is vergelijkbaar met het principe van een garantie tegen het risico: hoe hoger het risico dat de verzekerde wil dekken, hoe hoger de te betalen premie zal zijn. De keuze om de voorzieningszekerheid te verzekeren om het risico op lage temperaturen en het risico op een voorzieningsverstoring te dekken, brengt hogere kosten met zich mee.

Een volledige evaluatie van de risico's voor de gaslevering zal opgenomen worden in de risico-evaluatie zoals bepaald in de verordening 994/2010. Deze risico-evaluatie wordt momenteel uitgewerkt door de voorlopige bevoegde instantie, d.w.z. de AD Energie, en dient voor de eerste keer ingediend te worden bij de Europese Commissie op 3 december 2011.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2.9. Voorzieningszekerheid van aardgas met lage calorische waarde in België

Op vraag van de minister van Energie werd een werkgroep (Task force L-gas) opgericht met als doel de problematiek van de bevoorradingszekerheid van aardgas met lage calorische waarde (L-gas) te onderzoeken.

Deze Task Force (TF) heeft onder andere de volgende taken:

- de opmaak van een evolutieschema van aanbod van en vraag naar L-gas op korte en middellange termijn;
- de analyse van verschillende pistes op basis van vastgestelde gebreken, met als doel de voorziening van L-gas te garanderen voor het land;
- deelname aan de opmaak en implementatie van een aangepast energiebeleid op basis van een impactanalyse.

Deze werkgroep is samengesteld uit deelnemers met variabele geometrie. In het kader van het onderzoek van punten 1 en 2, heeft TF de volgende sleutelspelers:

- voor het aanbod in moleculen, de shippers⁽⁹⁶⁾ van L-gas (Distrigas- ENI en GDF-Suez);
- voor het transportaanbod en distributie: de beheerders van het vervoers- en distributienet (Fluxys, Sibelga) alsook hun operatoren (Infrac, Eandis, Ores) en hun federaties (Inter-regies, Synergrid).

De federale regulator (CREG) heeft eveneens deelgenomen aan alle gesprekken.

De werkzaamheden van TF zijn gestart in mei 2008.

Het accent werd in de eerste plaats gelegd op de voorzieningszekerheid op korte termijn. Vervolgens werden de vergaderingen gewijd aan de zekerheidsanalyse op middellange termijn (situatie van de gasvoorziening met L-gas voor de 5 volgende jaren). Rekening houdend met het bestaan van een situatie van opstopping op middellange termijn, werden de meest adequate maatregelen bestudeerd.

Hierna volgen de reflecties van de TF. Hierbij dient men voor ogen te houden dat de cijfers waarnaar verwezen wordt de cijfers waren die op dat ogenblik beschikbaar waren en zij enigszins kunnen afwijken van elders in de studie gepubliceerde cijfers.

2.9.1. Voorzieningssituatie van L-gas en gekoppelde voorzieningscriteria

Voor we de kwestie van de voorzieningssituatie van L-gas van België en de gekoppelde criteria aanpakken, wijzen we erop dat de Belgische vervoersinfrastructuur zowel dienst doet voor de bevoorrading van de Belgische markt als voor de Franse markt. In principe zullen de specifieke behoeften van deze twee markten worden geëvalueerd en met het bestaande

⁹⁶ Sinds 1 januari 2009 heeft België extra leveranciers van L-gas: Lampiris, Eneco, SPE, ...



aanbod worden vergeleken om hieruit conclusies te trekken met betrekking tot de voorzieningszekerheid van deze twee markten. Op basis van de schattingen van GRTgaz (een van de Franse vervoersondernemingen), zou het volume L-gas dat door de Franse zone wordt verbruikt, niet toenemen gedurende de volgende vijf jaar.

Omdat de behoeften van de Franse markt als constant worden beschouwd, zal alleen de groei van de Belgische markt invloed hebben op de voorzieningszekerheid van België. De vervoerscapaciteit die beschikbaar is voor de Belgische markt, kan voortaan eenvoudig worden verkregen door een constante capaciteit van grens-tot-grensvervoer voor de volgende vijf jaar met bestemming Frankrijk, af te trekken van de totale vervoerscapaciteit. Er wordt geschat dat het volume dat effectief aan grens-tot-grensvervoer naar Frankrijk zal worden toegewezen 1.040 km³(n)/u zal zijn. Op basis van de maximale, totale gemiddelde vervoerscapaciteit per uur van het Fluxys-net was 2.734 km³(n)/u, na aftrek van 1.040 km³(n)/u voor het grens-tot-grensvervoer, wordt geschat dat de maximaal beschikbare vervoerscapaciteit voor de bevoorrading van de Belgische markt 1.694 km³(n)/u is.

Nu deze capaciteit is vastgesteld, met inbegrip van de behoeften die eigen zijn aan de Franse markt, kunnen we ons beperken tot de studie van de Belgische markt. Het zekerheids-overzicht van de voorziening van L-gas in België is gebaseerd op het naleven van de volgende 3 criteria voor de bevoorradingscontinuïteit⁹⁷:

- criterium 1: het wintervolume moet het verbruik van winter 1962-1963, de koudste van de eeuw, kunnen dekken (statistisch risico van 1 op 95 jaar);
- criterium 2: er moet een piekvolume voor 5 opeenvolgende dagen tussen -10 °C en -11 °C worden gegarandeerd;
- criterium 3: er moet een vervoercapaciteit tijdens spitsuren bij -11 °C worden gegarandeerd (statistisch risico van 1 op 20 jaar).

De implementatie van de 2 eerste criteria lijkt voor de volgende 5 jaar geen problemen op te leveren voor de shippers van L-gas.

De toepassing van criterium 3 vormt echter een kritiek criterium op het vlak van de voorzieningszekerheid. Via een technische analyse van de beschikbare vervoerscapaciteit, hebben we kunnen vaststellen dat de Belgische vervoerscapaciteit momenteel lager is dan de exitcapaciteit van het Nederlandse vervoersnet (locatie: Hilvarenbeek). De waarde die voor deze capaciteit is gekozen is de waarde die wordt vermeld in de studie (F)080515-CREG-765 "Monitor invoercapaciteit aardgas 2008" van de CREG onder punt nr. 129 (document van mei 2008). Volgens deze studie van de CREG over de vervoerscapaciteit aan de Nederlandse grens, bedraagt het beschikbare volume aan Nederlandse zijde 2.815 km³(n)/u, terwijl dit aan de Belgische zijde 2.734 km³(n)/u is (Poppel), ofwel een capaciteit van 80 km³(n)/u minder dan de beschikbare exitcapaciteit van het Nederlandse vervoersnet.

⁹⁷ De vermelde temperaturen zijn equivalente gemiddelde dagtemperaturen in Ukkel.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Hier kunnen we uit afleiden dat de maximale beschikbare vervoerscapaciteit voor de bevoorrading van de Belgische markt 2.094 km³(n)/u ⁽⁹⁸⁾ bedraagt. Dit volume vormt het maximale aanbod aan L-gas (zie tabel 6).

Tabel 6: Gemiddeld dagvolume per uur, 2008 (km³(n)/u)

	Volume	Commentaren
Ingangscapaciteit binnenlands vervoer (B zijde)	2.734	Scenario maximale flexibiliteit
Grens-tot-grensvervoer (F)	1.040	Werkelijk grens-tot-grensvervoer (1.300 - 260)
Productie : H ->L omzetting	400	
Totaal beschikbaar L-gas	2.094	

Wat betreft de groeihypothese, werden twee groeipercentages geselecteerd door TF L-gas voor de openbare distributie (TD), namelijk 1,5 % en 2 %. Het percentage 1,5 % staat voor het groeipercentage dat de laatste jaren werd waargenomen. Het groeipercentage van 2 % vloeit voort uit het rekening houden met het Vlaams decreet van 22 december 2006 tot wijziging van het gasdecreet van 6 juli 2001. Dit decreet bepaalt in artikel 18bis dat het dekkingspercentage van het distributienet van aardgas in het Vlaams Gewest en in een niet-landelijk gebied, in 2015 minstens 95 % moet bedragen en tegen 2020 99 % moet hebben bereikt. De verhoging van 0,5 procentpunt zal voortvloeien uit de implementatie van dit beleid.

Voor de zone die wordt voorzien van L-gas, wordt het daggemiddelde als in tabel 7 voorgesteld.

Tabel 7: Evolutie van het daggemiddelde voor de zone die wordt voorzien van L-gas, 2007-2015 (km³(n)/u)

Winter	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15
Min. openb. distr. (1,5 %)	1.759	1.785	1.812	1.839	1.867	1.895	1.923	1.952
Max. openb. distr. (2 %)	1.759	1.794	1.830	1.867	1.904	1.942	1.981	2.021
Industrie (T)	173	173	178	182	182	182	182	182
Elektriciteitsproductiecentrales (T)	30	30	30	30	30	30	30	30
WKK (T)	10	10	16	23	23	23	23	23
Min. totaal	1.972	1.998	2.036	2.074	2.102	2.130	2.158	2.187
Max. totaal	1.972	2.007	2.054	2.102	2.139	2.177	2.216	2.256

De analyse van de behoefte aan L-gas is gebaseerd op de gegevens waarover de Belgische transporteur Fluxys beschikt. De analyse bestaat uit het opsplitsen in vier grote families van

⁹⁸ Deze capaciteit wordt verkregen door van 2.734 km³(n)/u de capaciteit voor grens-tot-grensvervoer van 1.040 km³(n)/u naar Frankrijk af te trekken en Belgische capaciteit bij te tellen voor de L-gasproductie voor 400 km³(n)/u door middel van eenheden die rijk gas omzetten in arm gas door toevoeging van stikstof uit de lucht (N₂).



de klanten die op afstand worden gemeten en direct op het net van Fluxys zijn aangesloten (T):

- de openbare distributie;
- de industrie;
- elektriciteitsproductiecentrales;
- eenheden van warmtekrachtkoppeling.

De volumes die in tabel 7 zijn vermeld, zijn de volumes die door de leveranciers van L-gas op het Fluxys-net werden gereserveerd voor winter 2007/08. Met het volume dat is toegewezen aan de openbare distributie, kunnen alle andere afnemers die niet direct op het vervoersnet zijn aangesloten, worden bevoorrad. Het gaat hier over residentiële afnemers, tertiaire afnemers, industriële afnemers en eenheden van warmtekrachtkoppeling.

Omdat de schatting van de behoeften van de openbare distributie is gebaseerd op reserveringen van de leveranciers van L-gas, moet worden onderzocht in welke mate deze in lijn liggen met de behoeften van de markt.

Op basis van de analyse van de winter 2008/09 kunnen we schatten dat de behoeften van de openbare distributie in omstandigheden met winterpieken van $-11\text{ }^{\circ}\text{C}$ een waarde van $1.800\text{ km}^3(\text{n})/\text{u}$ benaderen. Dit betekent een verschil van $15\text{ km}^3(\text{n})/\text{u}$ (voor een groeipercentage van 1,5 %) of een verschil van $6\text{ km}^3(\text{n})/\text{u}$ (voor een groeipercentage 2 %) ten opzichte van de schatting voor de reservering van L-gas door de shippers voor de winter 2008/09.

We kunnen dus besluiten dat de reservering van de shippers in het kader van de winter 2007/08 een waardevol referentiepunt vormt in het kader van de schatting van de evolutie van de behoeften van deze markt.

2.9.2. Behoeften van afnemers die direct zijn aangesloten op het vervoersnet

Afnemers die direct zijn aangesloten op het vervoersnet (waaronder grote industriële afnemers, elektriciteitsproductiecentrales, raffinaderijen of grote tertiaire locaties) kennen en controleren hun vraag naar aardgas op piekmomenten (aanpassing van hun activiteit).

2.9.3. Behoeften van afnemers die zijn aangesloten op het openbare distributienet

Consumenten die aangesloten zijn op het openbare distributienet (TD) hebben echter doorgaans geen controle over hun verbruik dat voor een groot deel afhankelijk is van de klimatologische omstandigheden. Het is wel mogelijk dit verbruik te extrapoleren naar de koudepiek van $-11\text{ }^{\circ}\text{C}$ op basis van de volumes die door het openbare distributienet zijn verbruikt tijdens een koude periode. We moeten terugkeren naar de winter van 2002/03 om een koude periode te vinden waarin de equivalente temperatuur gedurende 3 dagen lager was dan $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (van 8 tot 10 januari 2003). Gelukkig kon het verbruik van de TD in de winter 2008/09 in koude winteromstandigheden worden geregistreerd. Tijdens deze periode bedroeg de equivalente temperatuur bijna een week lang ononderbroken ongeveer $-6\text{ }^{\circ}\text{C}$. Op basis van de klimatologische gegevens die gekoppeld zijn aan het verbruik van de openbare distributie tijdens de

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

winterperiode (periode van december tot februari), zouden we een goede schatting moeten verkrijgen van de markt van de TD in piekmomenten in de winter van -11 °C.

Op voorwaarde dat de behoeften van de TD correct werden vastgesteld, vindt u in tabel 8 een overzicht van de situatie van de L-gasvoorziening tot winter 2014/15.

Tabel 8: Situatie van de L-gasvoorziening, 2007-2015 (gemiddelde uurvraag in piekmomenten, in km³(n)/u)

Winter	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15
Geschat min. verbruik (1,5 %)	1.972	1.998	2.036	2.074	2.102	2.130	2.158	2.187
Geschat max. verbruik (2 %)	1.972	2.007	2.054	2.102	2.139	2.177	2.216	2.256
Beschikbare capaciteit	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094
Min. scenario	122	96	58	20	-8	-36	-64	-93
Max. scenario	122	87	40	-8	-45	-83	-122	-162
Verband met -11 °C	-12,91	-12,47	-11,88	-11,29	-10,88	-10,48	-10,08	-9,69
Verband met -11 °C	-12,91	-12,33	-11,60	-10,89	-10,35	-9,82	-9,31	-8,80

De twee laatste rijen van deze tabel geven de temperaturen die overeenkomen met het evenwichtspunt tussen het aanbod van en de vraag naar L-gas.

Naar gelang van het groeipercentage dat voor de TD wordt gehanteerd (2 % of 1,5 %) moeten er vanaf de winter 2010/11 of 2011/12 stappen worden gezet om het risico op congestie op het net voor L-gas te verminderen.



2.9.4. Analyse van de verschillende aanpakmogelijkheden om de L-gasvoorziening aan het land op middellange termijn te garanderen

Tabel 9 geeft een samenvatting van de verschillende mogelijke benaderingen door te onderzoeken of ze realistisch zijn.

Tabel 9: Mogelijkheden om de L-gasbevoorrading in België op middellange termijn te garanderen

Actie	Aanpak	Technische oplossingen	Interessant	
Vergroting van het aanbod	Productie van arm synthese gas type L	Door verarming van rijk aardgas (H) met stikstof (N ₂)	Atmos stikstof (N ₂). Stikstof (N ₂) Van de chemische industrie	Ja Mogelijk
		Door verrijking van L-gas ingevoerd binnen de toegestane limieten grenzen		Neen
		Moleculen		Mogelijk
	Invoer van L-gas	Transport/linepack	Optimalisatie	Ja
			Versterking	Ja
		Niet geologische	LNG	Neen
	Opslag van L-gas	Geologische	Zoutkoepels	Neen
			Lege vindplaatsen	Neen
			Watervoerende lagen	Neen
	Beperking van de vraag	Beperking van het aantal L-afnemers	Conversie van de L- en H-zones	Ja
Vermindering van de verliezen/vergroting van het verbrandingsrendement		Dubbele beglazing, hoge rendementsketels, ...	Fiscale vermindering, premies, ...	Ja

Vier van de vijf acties werden bestudeerd door de TF L-gas. Drie ervan hebben betrekking op de verhoging van het aanbod en één op de vermindering van de vraag naar L-gas.

De vier bestudeerde acties zijn:

- verhoging van het aanbod:
 - optimalisatie van het bestaande vervoersnet;
 - versterking van het vervoersnet;
 - productie van L-gas door verarming van H- in L-gas;
- vermindering van de vraag: omschakeling van L naar H van de gebieden die worden bevoorrad met L-gas (gedeeltelijke omschakeling).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De twee eerste acties zijn bedoeld om erop toe te zien dat de ingangs- en uitgangscapaciteiten equivalent zijn met twee ingangs/uitgangspunten van het L-vervoersnet, d.w.z. op het niveau van de Belgisch-Nederlandse en Frans-Belgische grens.

Tabel 10 geeft een overzicht van de vier mogelijke acties die verder in de tekst “opties” worden genoemd.

Tabel 10: Overzicht van de vier acties die door de Task force L-gas zijn onderzocht

	Optie 1	Optie 2	Optie 3	Optie 4
Maatregelen	Vermindering van het grens-tot-grensvervoer	Versterking vervoersnet	Extra conversie-eenheid	Omschakeling zone Kempen Limburg
Impact op B-markt (km ³ (n)/u)	60	80	80	90
Problematiek				
- opgeschort gedurende	~ 2 jaar	~ 3 jaar	~ 3 jaar	~ 3 jaar
- uitgesteld tot	2014/15	2015/16	2015/16	2015/16
Kosten (miljoen euro)		35	54	12 (TD) + kosten Fluxys + kosten controle apparaten
Invloed op lange termijn	Tijdelijk uitstel van de omschakeling	Onzekerheid van de capaciteit op lange termijn op GTS-net		Vermindering van de groei van de markt

2.9.5. Analyse van de verschillende opties

Optie 1 maakte het onderwerp uit van een unilaterale entiteitsverbintenis die beschikt over de grens-tot-grensvervoerscapaciteit waardoor een capaciteit van 60 km³(n)/u kan worden vrijgemaakt voor een periode van 2 jaar. Met deze optie kan de kritieke winter met twee jaar en gedurende twee jaar tijdelijk worden verschoven (zie tabel 11). In die tijd komt het erop aan voorbereidingen te treffen voor de technische, economische en reglementaire acties die moeten genomen worden.

Optie 2 werd niet weerhouden omdat de Nederlandse gasvervoerder GTS tot op heden de hypothese niet heeft bevestigd voor de terbeschikkingstelling van een capaciteit van 2.815 km³(n)/u waarop het belang van dit type investering berust.

Optie 3 werd niet behouden omdat deze, ondanks het feit dat deze investeringsoplossing waardevol zou zijn op lange termijn, vaste kosten inhoudt die gekoppeld zijn aan de omzetting van H-gas naar L-gas waardoor deze optie op lange termijn een dure aangelegenheid zal worden.

Optie 4 werd behouden omdat deze het verbruik van L-gas schrapt in een gebied waar de aardgasmarkt sterk wordt uitgebreid. Deze optie betekent een reëel belang voor zover hierdoor een progressieve verlaging van het groeipercentage van het L-gasgebied mogelijk is. Op termijn en indien deze optie wordt uitgebreid tot andere zones in expansie zullen alleen de gebieden met een lager verwacht groeipercentage de markt van L-gas vormen. Zolang de invoer op een bepaald niveau kan worden gegarandeerd zal het niet meer nodig zijn gebieden om te schakelen om de groei van de markt te compenseren. In het tegenovergestelde geval moet de omschakeling op een anticiperende manier gebeuren om rekening te houden met een geprogrammeerde vermindering van de import (scenario van een eventuele "pha-



sing out" van de L-gasmarkt, bijvoorbeeld na een uitputting van de L-gasvoorraden van Groningen).

Overwegende dat er voor de omschakeling naar H-gas in de gebieden die worden voorzien van L-gas moet worden tussengekomen op het niveau van het gasvervoer, op het niveau van gasdistributienetten die betrokken zijn door de omschakeling en op het niveau van de gasapparatuur van de eindverbruikers, moet een optimale coördinatie worden geïmplementeerd en gegarandeerd met het oog op de veiligheid, de gezondheid, de beperking van de vervuiling en het rationele energiegebruik.

De bevoegdheid voor het omschakelen van de voorziening van L-zones naar H-zones wordt verdeeld tussen de federale staat en de gewesten. Hiervoor is een gezamenlijke en gecoördineerde implementatie van hun respectieve bevoegdheden nodig waarbij elke instantie tussenkomen binnen de limieten van haar bevoegdheden. Het is daarom absoluut noodzakelijk een samenwerkingsovereenkomst af te sluiten tussen de federale staat, het Vlaams Gewest, Wallonië en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest over de omschakeling naar H-gas van bepaalde netten en afnemers die worden voorzien van L-gas.

Tabel 11: Situatie van de L-gasbevoorrading die voortvloeit uit optie 1, 2007-2018 (gemiddelde uurvraag in piekmomenten, in km³(n)/u)

Winter	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13
Geschat min. verbruik (1,5 %)	1.972	1.998	2.036	2.074	2.102	2.130
Geschat max. verbruik (2 %)	1.972	2.007	2.054	2.102	2.139	2.177
Beschikbare capaciteit	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.154
Min. scenario	122	96	58	20	-8	24
Max. scenario	122	87	40	-8	-45	-23
Verband met -11 °C	-12,91	-12,47	-11,88	-11,29	-10,88	-11,35
Verband met -11 °C	-12,91	-12,33	-11,60	-10,89	-10,35	-10,67
	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	
	2.158	2.187	2.217	2.246	2.276	
	2.216	2.256	2.296	2.337	2.379	
	2.154	2.094	2.094	2.094	2.094	
	-4	-93	-123	-152	-182	
	-62	-162	-202	-243	-285	
	-10,94	-9,69	-9,30	-8,92	-8,54	
	-10,14	-8,80	-8,31	-7,82	-7,34	

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

3. Studie van het Belgische aardgasverbruik

De studie van het Belgische aardgasverbruik is gebaseerd op simulaties en berekeningen die rekening houden met de drie criteria voor de voorzieningscontinuïteit die door de sector worden gebruikt en eerder werden bekrachtigd door het Controlecomité:

- het aardgasvolume in de winter moet het verbruik dekken dat overeenkomt met dat van de winter 1962/63, de koudste van de eeuw (statistisch risico van 1 op 95 jaar);
- er moet een piekvolume voor 5 opeenvolgende dagen tussen -10 °C en -11 °C worden gegarandeerd (statistisch risico van 1 op 95 jaar);
- er zou een vervoercapaciteit tijdens spitsuren bij -11 °C moeten worden gegarandeerd (statistisch risico van 1 op 20 jaar). Dit criterium respecteert richtlijn 2004/67/CE van het Europees parlement en de Raad van 26 april 2004 betreffende maatregelen voor het garanderen van de aardgasbevoorradingzekerheid, die bepaalt dat vervoercapaciteit moet worden gegarandeerd voor een uitzonderlijk hoge piekvraag naar aardgas in het geval van extreem koude klimatologische omstandigheden die statistisch slechts één keer op twintig jaar optreden.

De drie criteria die zijn vermeld door het Controlecomité streven ernaar dat het vervoer en de voorziening kunnen worden gegarandeerd in extreme klimatologische omstandigheden van het type "extreme koudepiek" of "extreem strenge winter" die in België zijn waargenomen⁹⁹.

Het derde criterium werd en zal worden gebruikt als designcriterium van het vervoersnet. Het net moet worden gedimensioneerd om de extreme importcapaciteit te garanderen die voortvloeit uit deze extreme klimatologische omstandigheden. Ze vormen de referentievoorwaarden in de berekening van de gemiddelde vraag per uur van de openbare distributie tijdens de dag met het piekverbruik.

Voor het verkrijgen van de totale gemiddelde vraag per uur die moet worden voorzien door het vervoersnet op een piekdag, moet de gemiddelde vraag per uur van de openbare distributie worden aangevuld met:

- het piekverbruik van de industrie;
- het piekverbruik van elektriciteitscentrales met aardgas wanneer ze op volle kracht draaien.

De toepasselijkheid van de Europese richtlijn 2004/67/EG op de aardgasmarkt met lage calorische waarde (of L-gas) blijft beperkt vanwege het specifieke karakter van de L-gasmarkt (1 bron, 1 route). Dit betekent dat een specifieke aandacht van België ten opzichte van de betrokken landen noodzakelijk is (Nederlands als aardgasproducent en Frankrijk als land voor grens-tot-grensvervoer).

⁹⁹ Alle temperaturen die in dit hoofdstuk zijn vermeld, verwijzen naar de gemiddelde equivalente dagtemperaturen in Ukkel.



In dit hoofdstuk worden de twee verschillende aardgasmarkten geanalyseerd: de markt van aardgas met een hoge calorische waarde (H-gas) en de markt van aardgas met een lage calorische waarde (L-gas). De hoogste calorische waarde van H-gas kan wettelijk schommelen tussen 9,606 en 12,793 kWh/m³(n). Net als bij vroegere studies van de CREG wordt in dit hoofdstuk gebruik gemaakt van de gemiddelde waarde van 11,630 kWh/m³(n) voor H-gas. De hoogste calorische waarde van L-gas kan wettelijk schommelen tussen 9,528 en 10,746 kWh/m³(n). Net als bij vroegere studies van de CREG wordt in dit hoofdstuk gebruik gemaakt van de gemiddelde waarde van 9,769 kWh/m³(n) voor L-gas.

Verder in de tekst worden er verschillende afkortingen gebruikt. TD, TI en TE duiden respectievelijk de hoeveelheden aan die zijn toegewezen:

- aan de sector van de openbare distributie;
- aan de sector van de industrie die direct op het vervoersnet is aangesloten;
- aan de sector van de elektriciteitsproductie die direct op het vervoersnet is aangesloten.

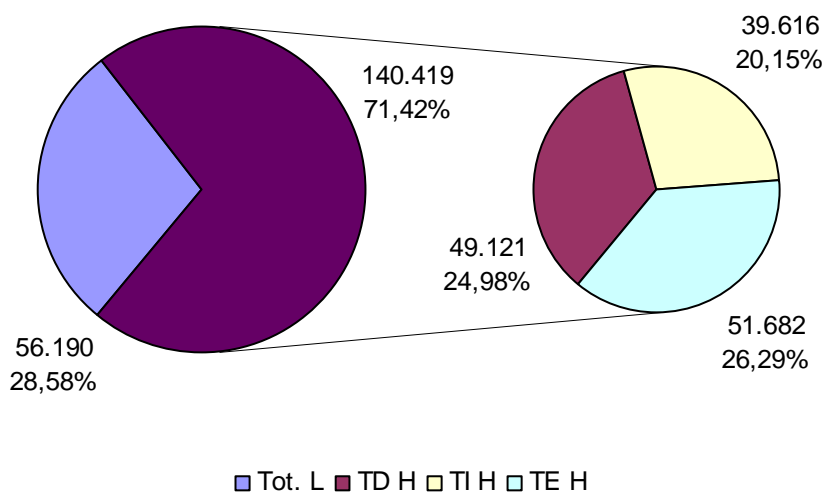
Bovendien, worden de energiehoeveelheden in GWh uitgedrukt, zonder uit het oog te verliezen dat het om GWh-CBW (calorische bovenwaarde) gaat, te weten de meest gebruikte eenheid op het vlak van aardgasverbruik.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

3.1. Totaal aardgasverbruik in België

3.1.1. Jaarlijks aardgasverbruik

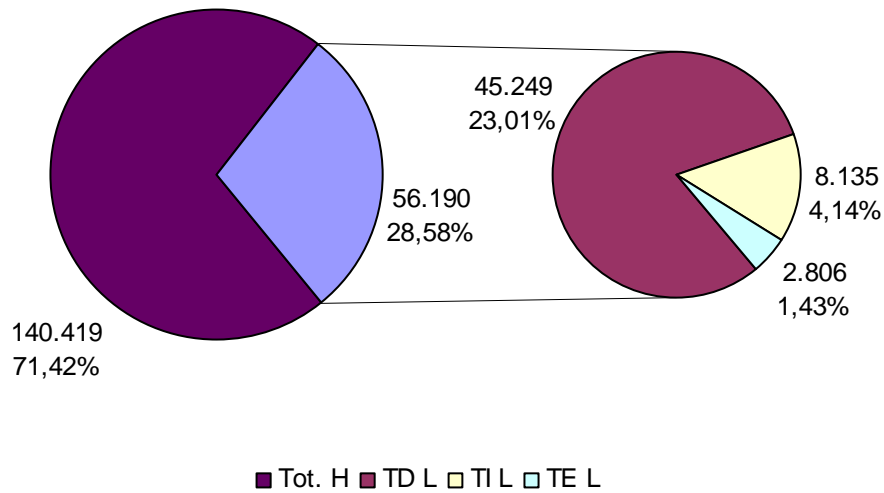
Figuur 6: Totaal verbruik van L- en H-gas en de sectorale verdeling van het verbruik van H-gas, 2008 (GWh)



H-gas dekt 72 % van het totale aardgasverbruik. Van dit totale aardgasverbruik wordt 27 % verbruikt door elektrische centrales (TE), 24 % door de openbare distributie (TD) en 21 % door de industriector (TI).

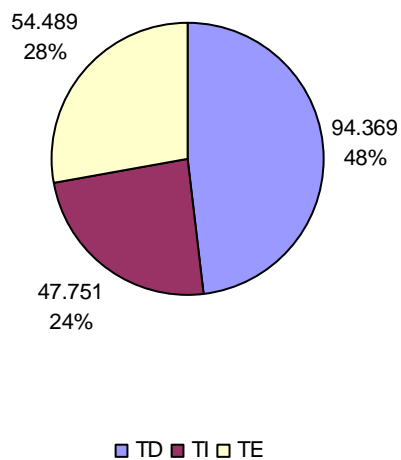


Figuur 7: Totaal verbruik van L- en H-gas en de sectorale verdeling van het verbruik van L-gas, 2008 (GWh)



L-gas vertegenwoordigt 28 % van het totale aardgasverbruik. Van dit totale L-gasverbruik wordt 22 % verbruikt door de openbare distributie (TD), 4 % door de industriesector (TI) en 1 % door elektrische centrales (TE).

Figuur 8: Verdeling van het verbruik van L- en H-aardgas bij een genormaliseerde temperatuur, 2008 (GWh/jaar)



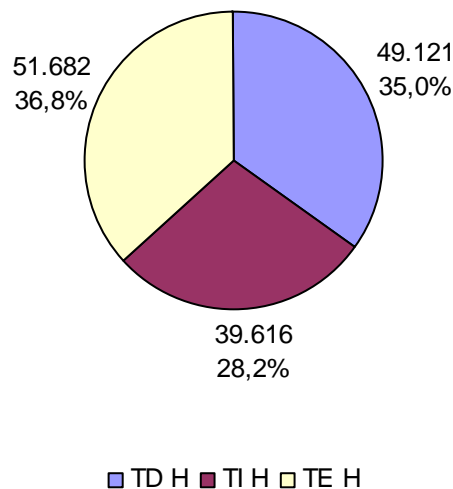
“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 8 toont de verdeling van het aardgasverbruik over het L- en H-net in 2008 na normalisering in de temperatuur van het verbruik van de openbare distributie.

De normalisering bestaat uit het corrigeren van het verbruik van de openbare distributie volgens een normaal temperatuurprofiel. Dit normale profiel is gebaseerd op de berekening van de dagtemperatuur voor de periode 1976-2005. Tijdens deze periode werden 2.415 equivalente graaddagen (GD) berekend. Gezien het feit dat dit aantal 2.213 GD was in 2008, leidt de normalisatie van het verbruik tot een verhoging van de hoeveelheden die zijn verbruikt door de openbare distributie van 9,13 % voor dat jaar.

Gezien de grote gevoeligheid van het afnamepatroon van de temperatuur, variëren de verschillende sectoren sterk in de loop van de maanden. Als gemiddelde voor het jaar 2008, vormt de afname van aardgas van distributienetten de grootste verbruikssector. Deze sector alleen vertegenwoordigt al 48 % van het totale verbruik. De rest is onderverdeeld in 27,7 % en 24,3 % voor de twee respectievelijke sectoren van elektriciteitscentrales en de industrie (aangesloten op een vervoersnet).

Figuur 9: Verdeling van het verbruik van L- en H-aardgas bij een genormaliseerde temperatuur, 2008 (GWh/jaar)

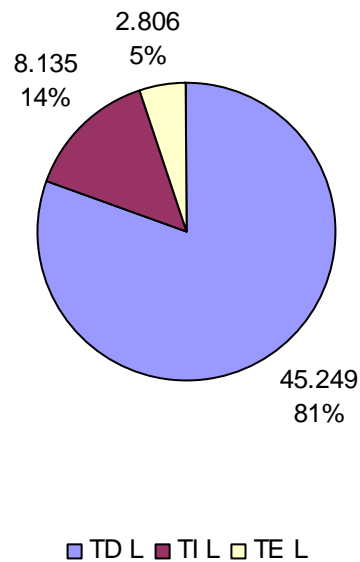


Figuur 9 voor 2008 toont de verdeling van het H-aardgasverbruik tussen de sectoren van de distributie (TD), de industrie (TI) en de elektriciteitscentrales (TE). Elk van deze drie sectoren vertegenwoordigt ongeveer een derde van het verbruik van H-gas.

De sector van elektriciteitscentrales vertegenwoordigt de sector met het grootste verbruik met 37 % van het totale verbruik, gevolgd door de sector van de openbare distributie met 35 % en tot slot de industriële sector met 28 %.



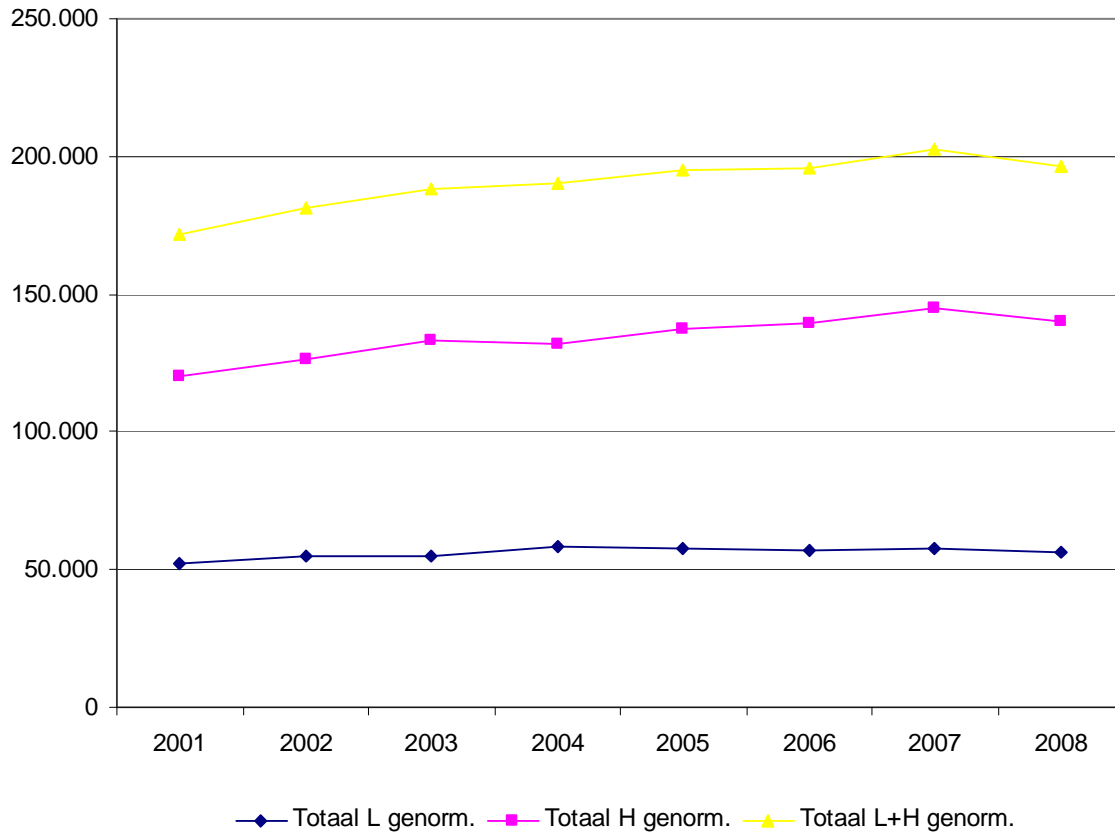
Figuur 10: Verdeling van het verbruik van L-aardgas bij een genormaliseerde temperatuur, 2008 (GWh/jaar)



Zoals we kunnen zien in figuur 10, verschilt de verdeling van het verbruik op het L-gasnet in 2008 aanzienlijk van de verdeling over de H- en L+H-netten. Op dit net lijkt de openbare distributie de grootste aardgasverbruiker te zijn met een verbruik dat equivalent is met 81 % van het totale verbruik van L-gas. Daarna volgt de sector van de industrie met 14 % en tot slot de sector van elektriciteitscentrales met 5 %.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 11: Evolutie van het totale aardgasverbruik met een genormaliseerde temperatuur, 2001-2008 (GWh/jaar)

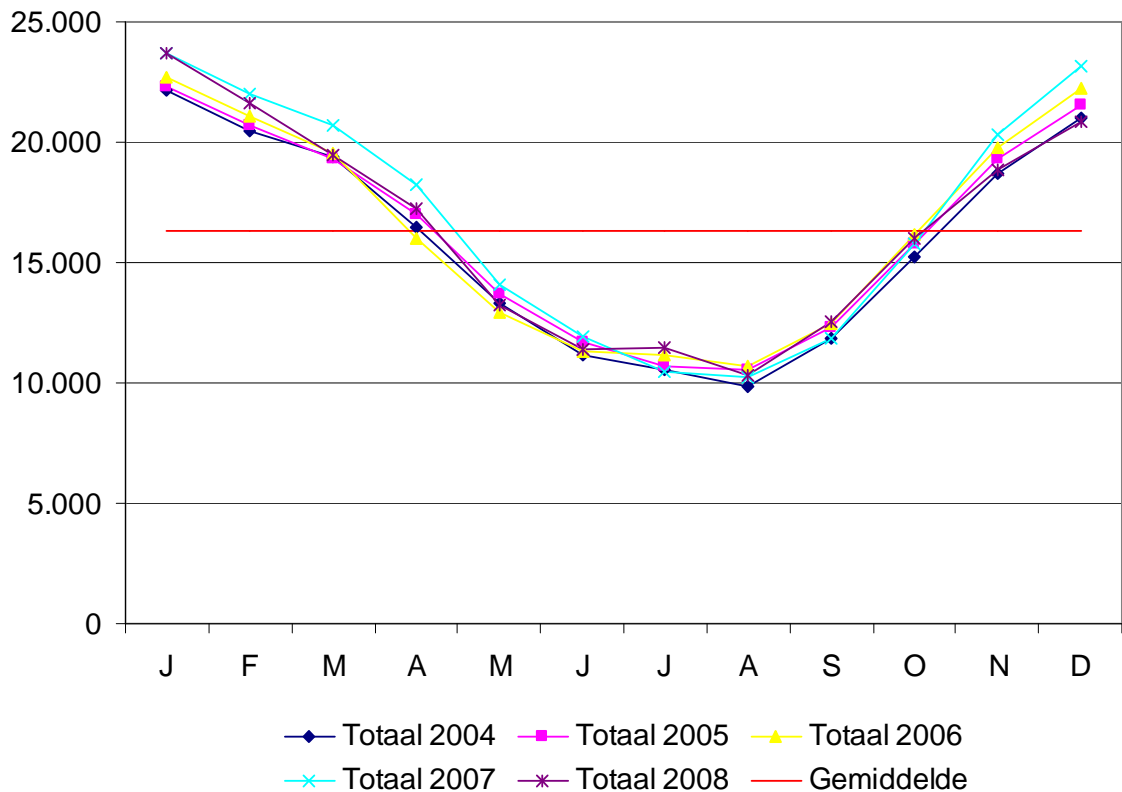


Het groeipercentage tussen 2001 en 2008 bedraagt 1,11 % voor L en 2,28 % voor H. Tussen 2004 en 2008 groeit het jaarverbruik voor H-gas (1,62 % jaarlijkse groei) maar daalt het voor L-gas (-0,92 %). Voor de L- en H-netten samen bedraagt het gemiddelde groeipercentage per jaar 1,93 % voor de periode van 2001 tot 2008 en 0,86 % voor de periode 2004 tot 2008 (zie figuur 11).



3.1.2. Maandelijks aardgasverbruik

Figuur 12: Evolutie van het totale maandelijkse verbruik met genormaliseerde temperatuur, 2004-2008 (GWh/maand)



Figuur 12 toont de afnamepatronen van aardgas na de correctie om rekening te houden met een patroon van normale temperaturen.

Het is interessant vast te stellen dat het patroon van het maandverbruik voor de verschillende jaren identiek is. Dit is te wijten aan het feit dat het globale verbruik sterk wordt beïnvloed door de buitentemperatuur. Hier wordt een seizoenspatroon gevolgd, zoals we verder zullen zien.

Voor de periode 2004-2008 bedraagt het gemiddelde verbruik 16.330 GWh/maand. Het gemiddelde verbruik tijdens de maanden juli en augustus bedraagt 10.583 GWh/maand en staat voor het gedeelte van het totale verbruik dat niet wordt beïnvloed door de temperatuur (basisverbruik per maand).

Ten opzichte van het totale gemiddelde maandverbruik, vertegenwoordigt het basisverbruik per maand 64,81 %. Zoals we kunnen vaststellen op tabel 12 ondervindt het verbruik door de industrie (TI) en de elektriciteitsproductie (TE) zeer weinig invloed van de buitentemperatuur. Het verbruik dat is toegewezen aan TI en TE en niet afhankelijk is van de temperatuur verte-

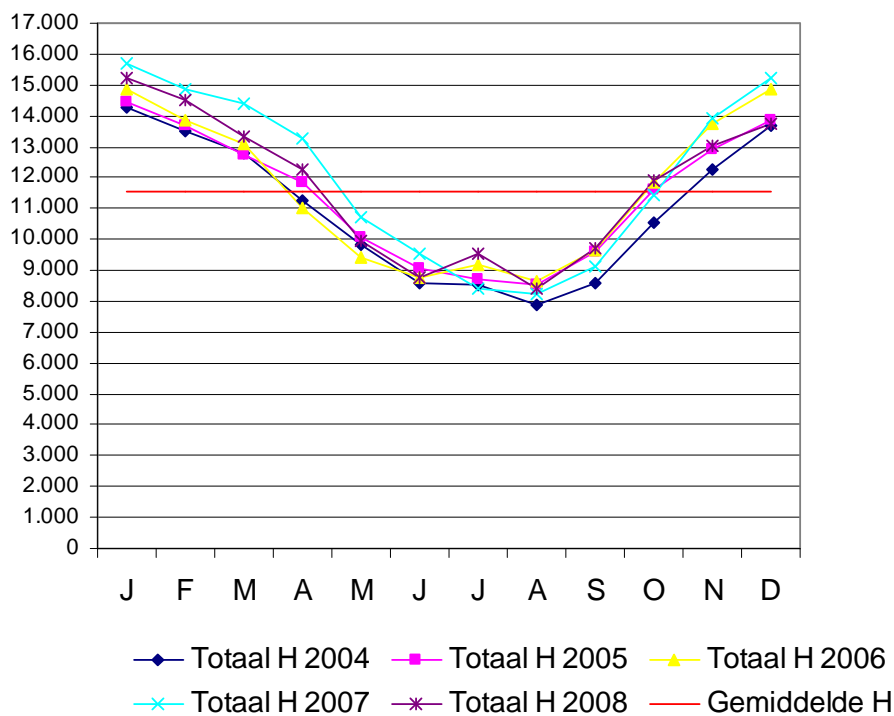
“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

genwoordigt namelijk respectievelijk 89,5 % en 95,1 % van het totale gemiddelde maandverbruik op jaarbasis.

Tabel 12: Totaal gemiddeld maandverbruik per sector, 2004-2008 (GWh/maand)

	L+H Basis	L+H Gemiddelde		L Basis	L Gemiddelde		H Basis	H Gemiddelde	
TD	2.680	7.776	34,46 %	1.184	3.715	31,88 %	1.495	4.060	36,82 %
TI	3.700	4.133	89,52 %	630	768	82,07 %	3.070	3.365	91,22 %
TE	4.203	4.421	95,07 %	157	295	52,98 %	4.047	4.126	98,09 %
Totaal	10.583	16.330	64,81 %	1.971	4.779	41,25 %	8.612	11.551	74,55 %

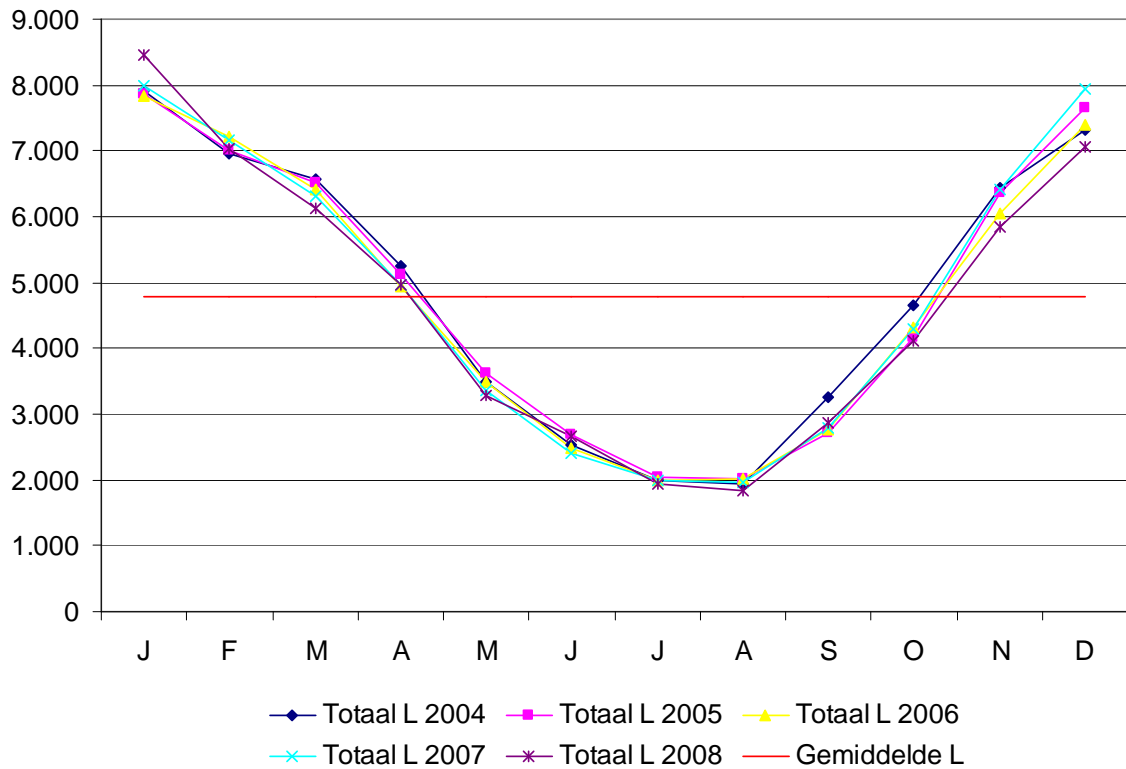
Figuur 13: Evolutie van het totale maandverbruik van H-gas met genormaliseerde temperatuur, 2004-2008 (GWh/maand)



Voor de periode 2004-2008 bedraagt het gemiddelde maandverbruik op het H-gasnet 11.551 GWh. Het basisverbruik per maand dat niet afhankelijk is van de temperatuur vertegenwoordigt 8.612 GWh, ofwel ongeveer 75 % van het gemiddelde maandverbruik (zie tabel 12 en figuur 13).



Figuur 14: Evolutie van het totale maandverbruik van L-gas met genormaliseerde temperatuur, 2004-2008 (GWh/maand)



Voor de periode 2004-2008 bedraagt het gemiddelde maandverbruik op het L-gasnet 4.779 GWh (zie tabel 12 en figuur 14). De relatieve stabiliteit van het afnameniveau weerspiegelt het relatief stabiele verbruik van L-gas in de loop van de laatste vijf jaar. Het basisverbruik per maand dat niet afhankelijk is van de temperatuur vertegenwoordigt 1.971 GWh, ofwel ongeveer 41 % van het gemiddelde maandelijkse L-gasverbruik.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Tabel 13: Evolutie van het totale aardgasverbruik per type aardgas (H en L), 2001-2008 (GWh/jaar)

	Aantal dagen	GDeq	L+H	L	H
2001	365	2.352	171.937	52.008	119.929
2002	365	2.171	181.201	54.946	126.255
2003	365	2.247	188.213	55.133	133.080
2004	366	2.322	190.018	58.316	131.701
2005	365	2.232	194.864	57.801	137.063
2006	365	2.211	195.982	56.882	139.100
2007	365	1.963	202.349	57.544	144.805
2008	366	2.213	196.610	56.190	140.419
		2001-2008	1,93 %	1,11 %	2,28 %
Groei		2004-2008	0,86 %	-0,92 %	1,62 %

Groei: jaarlijks gemiddeld groeipercentage.

Hoewel de evolutie van het aardgasverbruik tijdens de periode 2004-2008 blijft groeien (+0,86 %) ten opzichte van de evolutie van het aardgasverbruik van 2001 tot 2004 (1,93 %), stellen we op een onderliggend niveau vast dat er een daling is in de structurele evolutie van de aanvraag (zie tabel 13). Na de normalisering van het verbruik stellen we met uitzondering van de jaren 2003 en 2008 een verhoging van de vraag op het H-gasnet vast. Voor 2008 is de vastgestelde daling grotendeels te wijten aan de terugval van de industriële activiteiten tijdens het laatste kwartaal van 2008 door de economische en financiële crisis.



3.1.3. Totale behoefte aan seizoensbalancerings

In tabel 14 vindt u de gegevens waarmee rekening werd gehouden in het kader van de analyse van de totale behoeften voor seizoensbalancerings.

Tabel 14: Totaal gemiddelde maandelijks evenwicht, 2004-2008 (GWh)

	L+H Net	L Net	H Net	L+H Verschil	L Verschil	H Verschil
J	22.915	8.009	14.902	6.585	3.230	3.351
F	21.160	7.075	14.083	4.830	2.296	2.531
M	19.666	6.391	13.274	3.337	1.612	1.723
A	16.984	5.046	11.938	654	267	387
M	13.456	3.446	10.012	-2.874	-1.333	-1.539
J	11.495	2.555	8.944	-4.835	-2.224	-2.608
J	10.856	1.991	8.869	-5.473	-2.787	-2.682
A	10.302	1.951	8.355	-6.028	-2.828	-3.197
S	12.201	2.879	9.325	-4.128	-1.900	-2.226
O	15.786	4.303	11.485	-543	-476	-66
N	19.384	6.221	13.162	3.055	1.442	1.611
D	21.751	7.480	14.268	5.421	2.702	2.716
Totaal	195.955	57.347	138.618	0	0	0
Gemiddelde	16.330	4.779	11.551			
			Max. verschil	23.882	11.548	12.319
J / A	2,22	4,10	1,78	12,19 %	20,14 %	8,89 %

De drie kolommen "L+H Net", "L Net" en "H Net" staan voor het maandelijks verbruiksgemiddelde voor de periode 2004-2008. Met deze waarden kan het gemiddelde jaarverbruik ("Totaal") van de verschillende netten worden berekend voor deze periode. Op basis van dit jaarverbruik wordt het gemiddelde maandverbruik over een periode van een jaar berekend. "J / A" ("januari / augustus") toont de verhouding in procent tussen de twee verbruiken, het maximale verbruik en het minimale verbruik. De drie kolommen "L+H Verschil", "L Verschil" en "H Verschil" leveren respectievelijk de maandelijks verschillen ten opzichte van het gemiddelde maandverbruik ("Gemiddelde").

De lijn "Max. verschil" staat voor de som van de positieve maandelijks verschillen, of voor de absolute waarde van de som van de negatieve maandelijks verschillen. Het percentage onder elke waarde van een bepaald net, geeft het percentage aan dat deze laatste waarde vertegenwoordigt ten opzichte van het jaarverbruik ("Totaal") van dit net.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De gemiddelde maandelijkse aardgasafname gedurende de periode 2004-2008 staat voor 16.330 GWh/jaar. De behoefte aan balancering rond dit gemiddelde bedraagt 23.882 GWh. Deze behoefte aan balancering staat voor 12,19 % van het totale jaarlijkse aardgasverbruik.

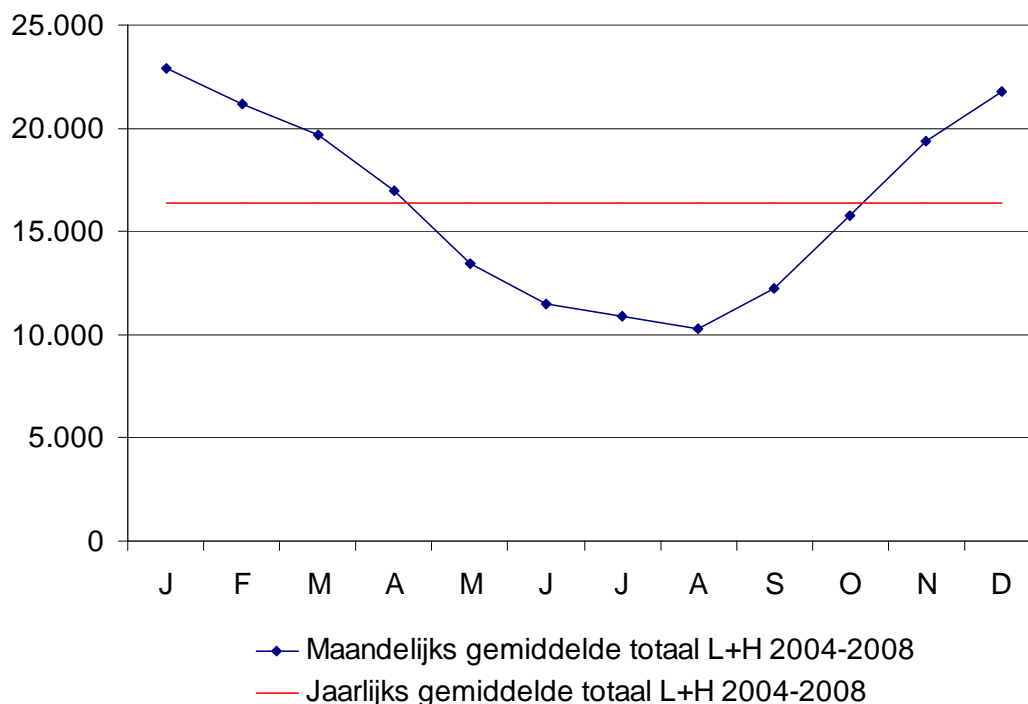
Het vormt een indicator voor de behoeften aan seizoensbalancerings. Ten opzichte van het totale jaarverbruik, stellen we ook vast dat de behoeften voor de balancering groter zijn op het L-gasnet dan op het H-gasnet.

Deze situatie doet zich voor door het feit dat de sector van de openbare distributie de grootste aardgasverbruiker (81 % van het verbruik) op het L-gasnet is.

Zowel het tekort tijdens de winter als het teveel tijdens de zomer, vereisen een specifiek beheer van de portefeuille van de leveranciers en bevrachters van aardgas. Zij kunnen gebruik maken van een bepaald aantal hulpmiddelen voor het beheer van de seizoensvragen, zoals:

- de opslag van aardgas in België (Loenhout voor H-gas) of andere locaties;
- de flexibiliteit van voorzieningsovereenkomsten;
- de aankoop en verkoop van aardgas op korte termijn;
- de transacties van swaps tussen de Belgische markt en de grens-tot-grensvervoersmarkt.

Figuur 15: Gemiddelde van het gemeten maandverbruik van H- en L-gas, 2004-2008 (GWh/maand)





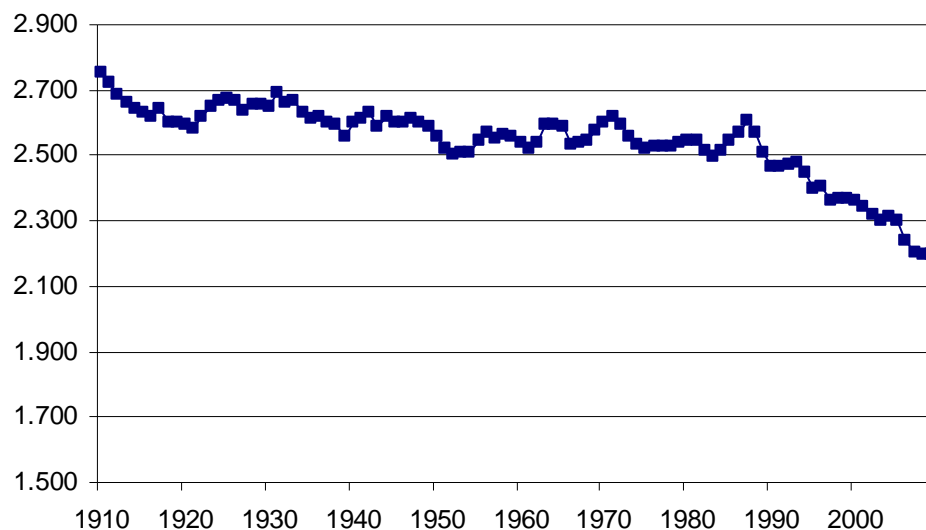
Op basis van de genormaliseerde gegevens van de periode 2004-2008, stellen we vast op figuur 15, dat de afnamen gedurende de zes opeenvolgende maanden mei tot oktober lager liggen dan de gemiddelde maandelijkse afname. Omgekeerd zijn de afnamen gedurende de zes opeenvolgende maanden november tot april hoger dan de gemiddelde maandelijkse afname.

Gemiddeld is de maand januari de maand die de hoogste afname aangeeft (22.915 GWh), terwijl de maand augustus de maand is met de laagste afname (10.302 GWh). De verhouding tussen de gemiddelde afname tijdens de "piekmaand" en de afname tijdens de "dalmaand" is 2,22. Wij stellen ook vast dat de verhouding tussen de "piekmaand" en de "dalmaand" op het L-gasnet het hoogste is omdat deze verhouding in dat geval 4,1 is.

3.2. Aardgasverbruik op de openbare distributienetten

3.2.1. Evolutie van de graaddagen

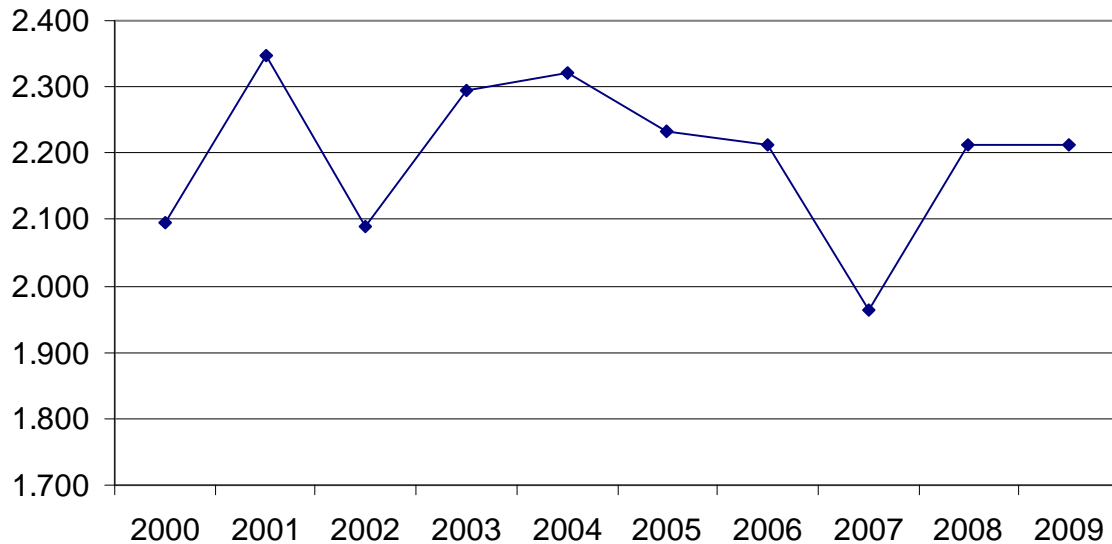
Figuur 16: Evolutie van de graaddagen, glijdend gemiddelde van de laatste 10 jaar (GDeq)



Figuur 16 bevestigt de verhoging van de temperatuur die in België is waargenomen sinds het begin van de 20^{ste} eeuw. Deze waarneming komt tot uiting door een vermindering van het aantal jaarlijkse graaddagen.

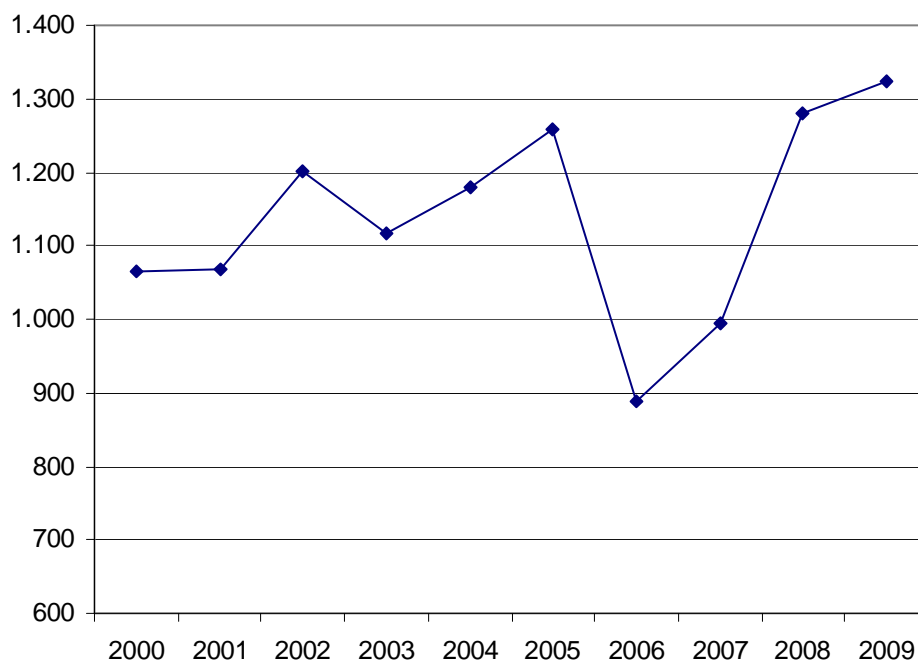
“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 17: Evolutie van het aantal graaddagen, 2000-2009 (GDeq)



2001 was het koudste jaar met 2.352 GDeq en 2007 het warmste met 1.963 GDeq.

Figuur 18: Graaddagen van de winters (dec.-feb.) 2000/01-2009/10 (GDeq)



Figuur 18 geeft de som van de graaddagen die zijn berekend gedurende de 3 wintermaanden, d.w.z. de som van de graaddagen van december van het jaar n en de maanden januari en februari van het jaar n+1. We stellen vast dat de winter 2009/10 de koudste winter van de laatste 10 jaar is geweest met 1.322 GDeq van december 2009 tot februari 2010.



Zoals blijkt uit tabel 15, kende 2006 de zachtste winter van de laatste 10 jaar met 889 GDeq. De verhouding tussen de graaddagen van deze twee winters is 1,5.

Tabel 15: Evolutie van enkele klimatologische gegevens, 2000-2009

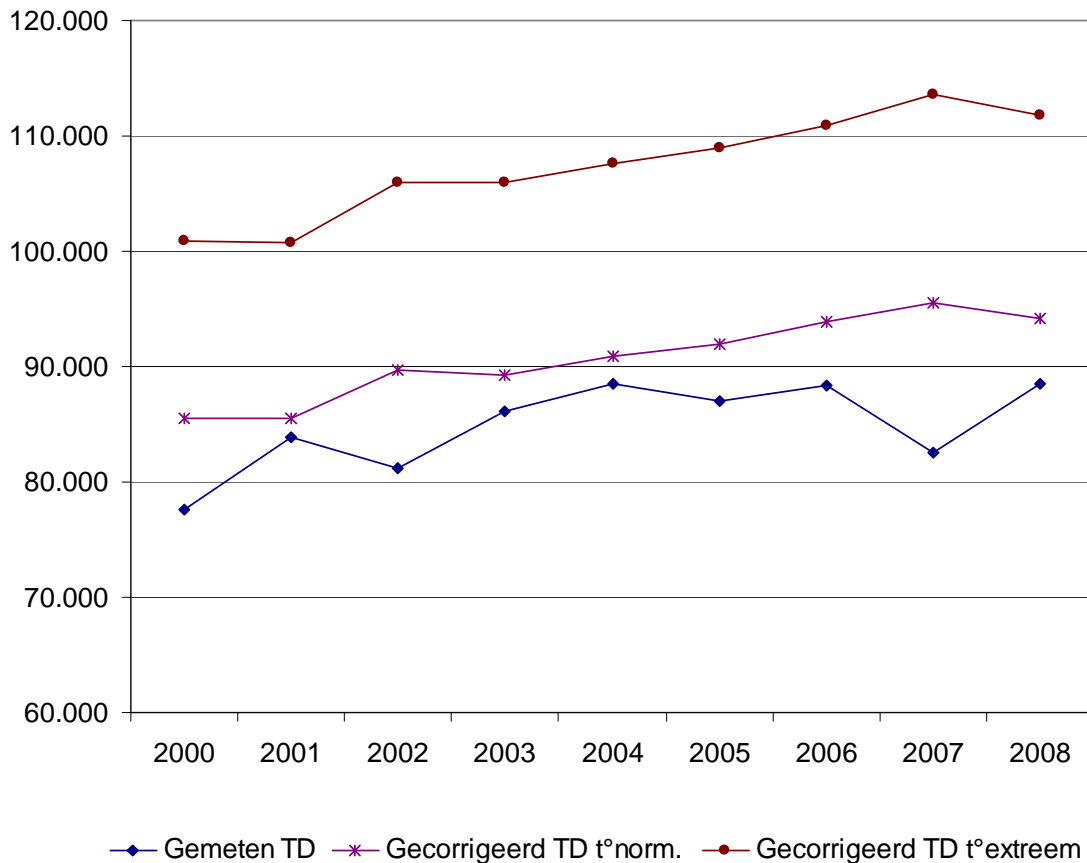
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Jaarlijkse GDeq	2.097	2.348	2.089	2.295	2.322	2.232	2.211	1.963	2.214	2.212
GDeq december-februari	1.064	1.069	1.200	1.116	1.180	1.258	889	996	1.279	1.323
Min. t°	-2,5	-2,8	-6,1	-3,6	-3,2	-3,1	-1,6	-2,5	-6,2	-5,7
Aantal dagen >= -5 °Ceq	0	0	2	0	0	0	0	0	5	1
Gemiddelde t°	4,8	4,6	3,2	4,1	3,5	2,5	6,6	5,4	2,4	1,8
Max. t°	12,2	11,8	10,8	13,4	9,7	7,4	12,1	11,4	9,2	8,8

Alleen winter 2008/09 heeft koudepieken gekend met 5 opeenvolgende dagen, gekenmerkt door (equivalente) temperaturen van minder dan -5 °C. Tijdens de winter 2002/03 hebben we een korte periode (2 dagen) gekend met equivalente temperaturen van minder dan -5 °C.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

3.2.2. Jaarverbruik van de openbare distributie

Figuur 19: Jaarverbruik van L- en H-gas van de openbare distributie, 2000-2008 (GWh)



In figuur 19 toont de blauwe curve het jaarverbruik zoals het is gemeten over de periode van 2000 tot 2008. De lila curve toont het jaarverbruik na correctie volgens een "normaal temperatuurpatroon"¹⁰⁰. De donkerrode curve staat voor het jaarverbruik in het geval van een extreme winter, gebaseerd op de temperaturen die zijn waargenomen tijdens de winter van 1962/63. Deze curve is stijgend, behalve in 2008. Het jaarlijkse gemiddelde groeipercentage tussen 2004 en 2007 bedroeg 1,67 % na normalisering (zie ook tabel 16).

¹⁰⁰ Zie bijlage 1.



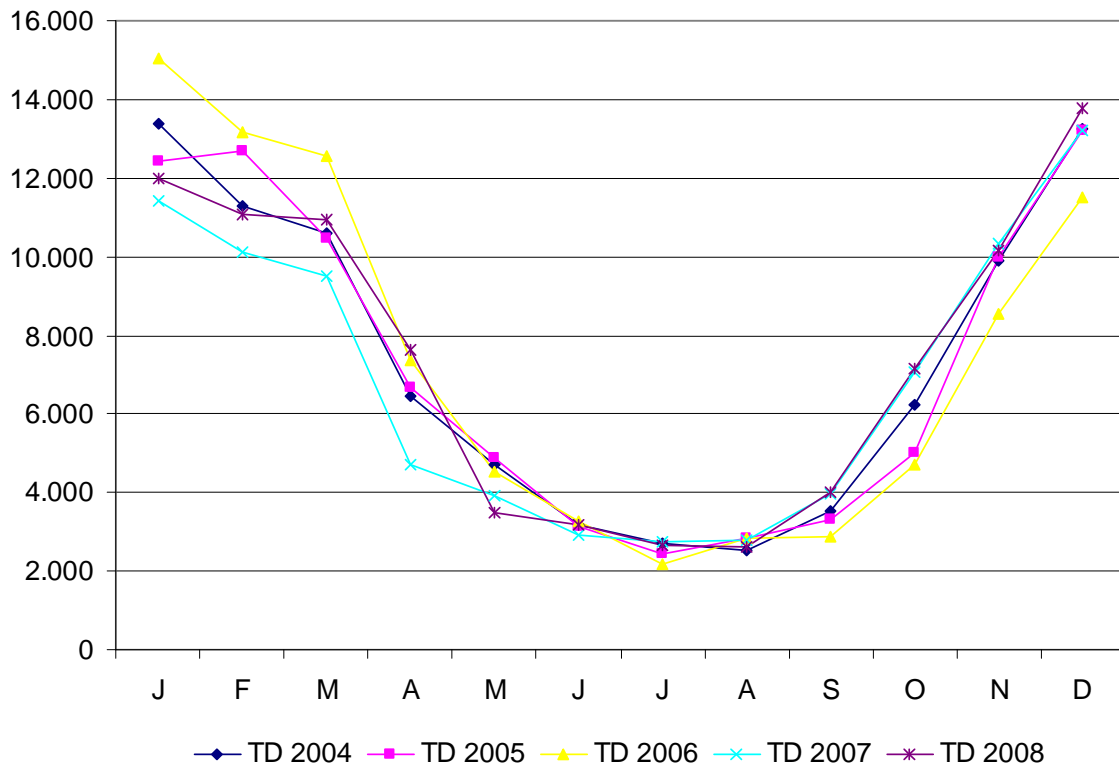
Tabel 16: Evolutie van het jaarverbruik van L- en H-gas van de openbare distributie, 2000-2008 (GWh/jaar)

	Verbruik			Jaarlijks groeipercentage		
	Gemeten	Geschat t° norm.	Geschat t° extreem	Gemeten	Geschat t° norm.	Geschat t° extreem
2000	77.621	85.452	100.824			
2001	83.820	85.460	100.752	7,99 %	0,01 %	-0,07 %
2002	81.123	89.668	106.022	-3,22 %	4,92 %	5,23 %
2003	86.127	89.323	105.925	6,17 %	-0,39 %	-0,09 %
2004	88.449	90.923	107.589	2,70 %	1,79 %	1,57 %
2005	87.065	92.013	108.939	-1,56 %	1,20 %	1,25 %
2006	88.293	93.863	110.935	1,41 %	2,01 %	1,83 %
2007	82.516	95.547	113.550	-6,54 %	1,79 %	2,36 %
2008	88.465	94.151	111.744	7,21 %	-1,46 %	-1,59 %
Gemiddeld jaarlijks groeipercentage						
2000-08	1,65 %	1,22 %	1,29 %			
2000-04	3,32 %	1,56 %	1,64 %			
2004-07	-2,29 %	1,67 %	1,81 %			
2004-08	0,00 %	0,88 %	0,95 %			

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

3.2.3. Maandverbruik van de openbare distributie

Figuur 20: Gemeten maandverbruik van L- en H-gas van de openbare distributie, 2004-2008 (GWh)

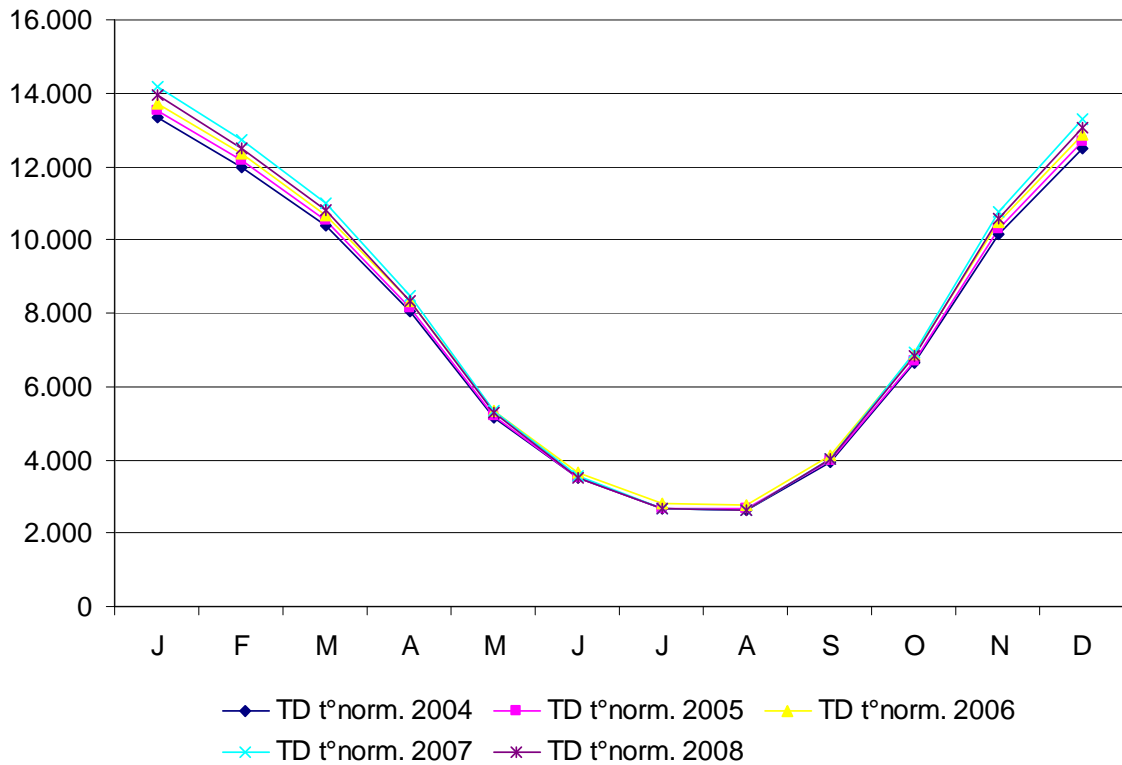


Zoals we kunnen vaststellen op figuur 20, hangt het afnameprofiel van distributienetwerken in hoge mate af van de temperatuur, gezien aardgas hoofdzakelijk wordt gebruikt voor de verwarming.

Dit betekent dat het maandprofiel, gecorrigeerd voor de temperatuurvariaties, jaarlijks terugkeert en dat de verschillen in het gemeten verbruik hoofdzakelijk te wijten zijn aan variaties van de equivalente graaddagen of, met andere woorden, aan variaties in de verwarmingsbehoeften.



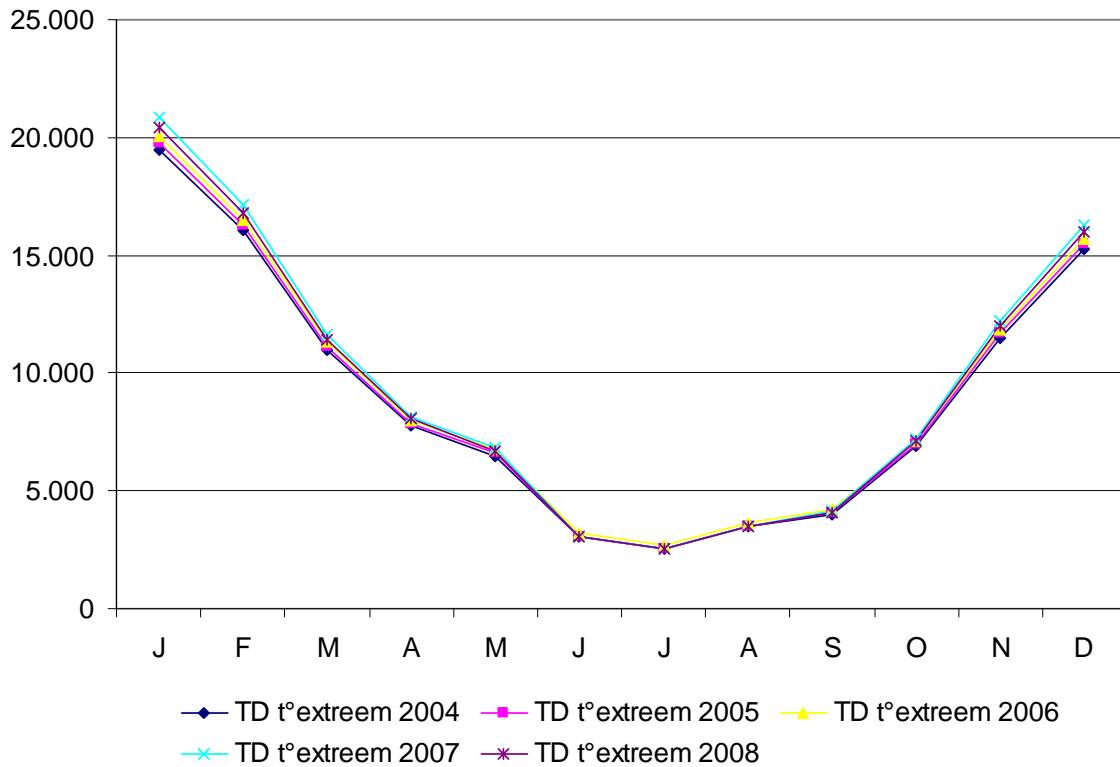
Figuur 21: Genormaliseerd maandverbruik van L- en H-gas van de openbare distributie, 2004-2008 (GWh)



De relatieve stabiliteit van het afnameniveau weerspiegelt, na correctie in t°norm., het relatief stabiele verbruik van aardgas op de distributienetten in de loop van de periode 2004-2008 (zie figuur 21).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 22: Gecorrigeerd volgens t° extreem maandverbruik van L- en H-gas van de openbare distributie, 2004-2008 (GWh)



Figuur 22 stelt het maandprofiel van de periode 2004-2008 voor met het verbruik van de openbare distributie na correctie, waardoor het maandverbruik wordt aangepast aan het temperatuurprofiel van een extreme winter die als referentie wordt gebruikt, namelijk de winter van 1962/63.



3.2.4. Behoefte aan seizoensbalancering van de openbare distributie

Tabel 17: Behoefte aan seizoensbalancering van de openbare distributie na normalisering in de temperatuur, 2004-2008 (GWh)

	L+H Net	L Net	H Net	L+H Verschil	L Verschil	H Verschil
J	13.730	6.671	7.056	5.955	2.956	2.996
F	12.350	5.986	6.362	4.575	2.271	2.301
M	10.666	5.150	5.515	2.891	1.435	1.454
A	8.265	3.959	4.307	490	243	246
M	5.256	2.465	2.793	-2.519	-1.250	-1.267
J	3.545	1.616	1.932	-4.230	-2.099	-2.128
J	2.689	1.191	1.502	-5.086	-2.524	-2.558
A	2.662	1.178	1.488	-5.113	-2.538	-2.572
S	4.014	1.849	2.169	-3.761	-1.867	-1.892
O	6.802	3.232	3.571	-973	-483	-489
N	10.446	5.041	5.404	2.671	1.325	1.343
D	12.875	6.246	6.626	5.100	2.531	2.565
Totaal	93.300	44.584	48.725	0	0	0
Gemiddelde	7.775	3.715	4.060			
			Max. verschil	21.682	10.761	10.907
J / A	5,16	5,66	4,74	23,24 %	24,14 %	22,38 %

De interpretatie van tabel 17 wordt uitgelegd in 3.1.3.

De maandelijkse afname over de periode 2004-2008 bedraagt 7.775 GWh. De behoefte aan balancering rond dit gemiddelde, bedraagt 21.682 GWh terwijl de totale balanceringsbehoefte voor het Belgische net 23.882 GWh bedraagt. Dit betekent dat 90,79 % van de totale behoeften aan balancering voor België afkomstig is van de distributienetten. Deze balanceringsbehoefte staat voor 23,24 % van het totale jaarlijkse aardgasverbruik op de distributienetten.

Na de normalisatie voor de temperatuur, zijn de afnamen gedurende zes opeenvolgende maanden van mei tot oktober lager dan de gemiddelde maandelijkse afname. De afnamen gedurende de zes opeenvolgende maanden november tot april zijn hoger dan de gemiddelde maandelijkse afname.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

3.3. Aardgasverbruik door de industrie

3.3.1. Jaarverbruik van de industrie

Tabel 18 en figuur 23 vermelden het totale jaarverbruik van aardgas tussen 2001 en 2008 dat wordt gebruikt in de industrie en via het vervoersnet wordt geleverd, evenals de verdeling ervan tussen de twee aardgasnetten (L en H). Het verbruik van de industrie is verdeeld over deze twee netten op de volgende manier: 81 % op het H-net en 19 % op het L-net.

Tabel 18: Jaarverbruik van L- en H-gas van de industrie, 2001-2008 (GWh/jaar)

	L+H		H		L	
	Gemeten	Groei	Gemeten	Groei	Gemeten	Groei
2001	46.646		38.000		8.645	
2002	48.332	3,61 %	39.013	2,67 %	9.319	7,79 %
2003	49.814	3,07 %	40.155	2,93 %	9.658	3,64 %
2004	50.042	0,46 %	40.083	-0,18 %	9.959	3,11 %
2005	50.424	0,76 %	40.770	1,71 %	9.654	-3,07 %
2006	49.912	-1,01 %	40.584	-0,46 %	9.328	-3,38 %
2007	49.873	-0,08 %	40.860	0,68 %	9.013	-3,37 %
2008	47.751	-4,25 %	39.616	-3,04 %	8.135	-9,74 %
Gemiddelde	49.099		39.885		9.214	
2001-2008	100 %		81,23 %		18,77 %	
Gemiddelde	49.601		40.383		9.218	
2004-2008	100 %		81,42 %		18,58 %	
2001-2008		0,34 %		0,60 %		-0,87 %
2001-2004		2,37 %		1,79 %		4,83 %
2004-2007		-0,11 %		0,64 %		-3,27 %
2004-2008		-1,16 %		-0,29 %		-4,93 %

Van 2001 tot 2008 noteren we een daling van 0,87 % voor L-gas en een stijging van 0,6 % voor H-gas. Van 2004 tot 2008 stellen we een daling vast van 4,93 % voor L-gas en van 0,29 % voor H-gas.

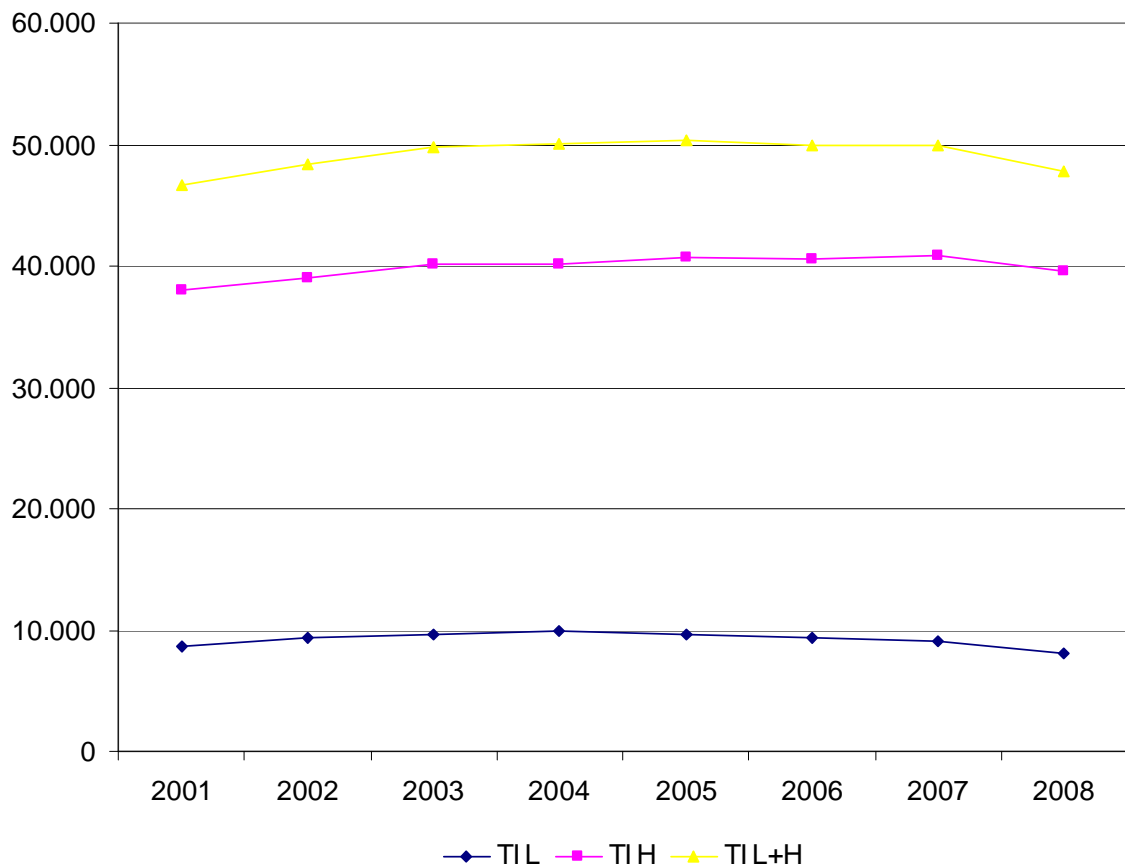
Voor de periode 2004-2008, is het jaarverbruik van aardgas in de industrie gestagneerd, en zelfs gedaald. Deze vaststelling is zowel van toepassing op het H-gasnet als op het L-gasnet.

Het verbruik lijkt zich te stabiliseren rond 40.000 GWh (40.383) voor H-gas en 10.000 GWh (9.218) voor L-gas. Dit geeft een globale waarde van 50.000 GWh (49.601) voor het Belgische net.



In 2008 hebben we een achteruitgang van 3,73 % van het industriële verbruik vastgesteld in vergelijking met de gemiddelde waarde over de periode 2004-2008.

Figuur 23: Gemeten jaarverbruik van L- en H-gas van de industrie, 2001-2008 (GWh)



3.3.2. Maandverbruik van de industrie

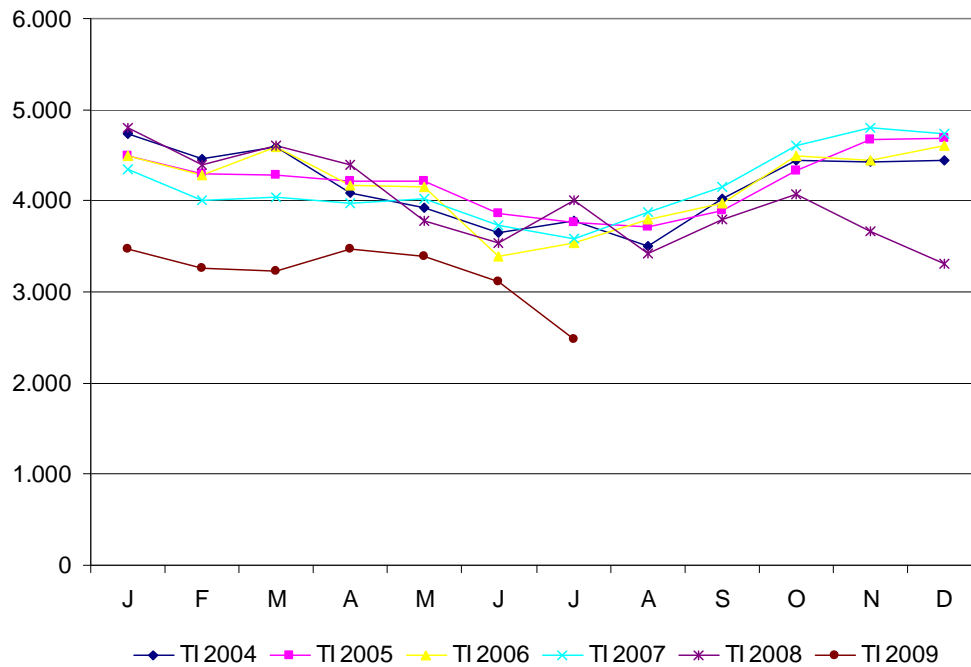
Zoals we kunnen vaststellen op het maandelijkse afnameprofiel van de industrie, krijgt het maandelijkse gasverbruik een cyclisch karakter.

Van 2004 tot 2007 heeft het verbruik van de industrie dit profiel gerespecteerd. Vanaf oktober 2008 stellen we een daling van de industriële activiteit vast die in 2009 werd verlengd. Ter vergelijking: tussen januari 2008 en januari 2009 nam het verbruik af met 24 %. Dit percentage verhoogde naar 30 % tussen juli 2008 en juli 2009.

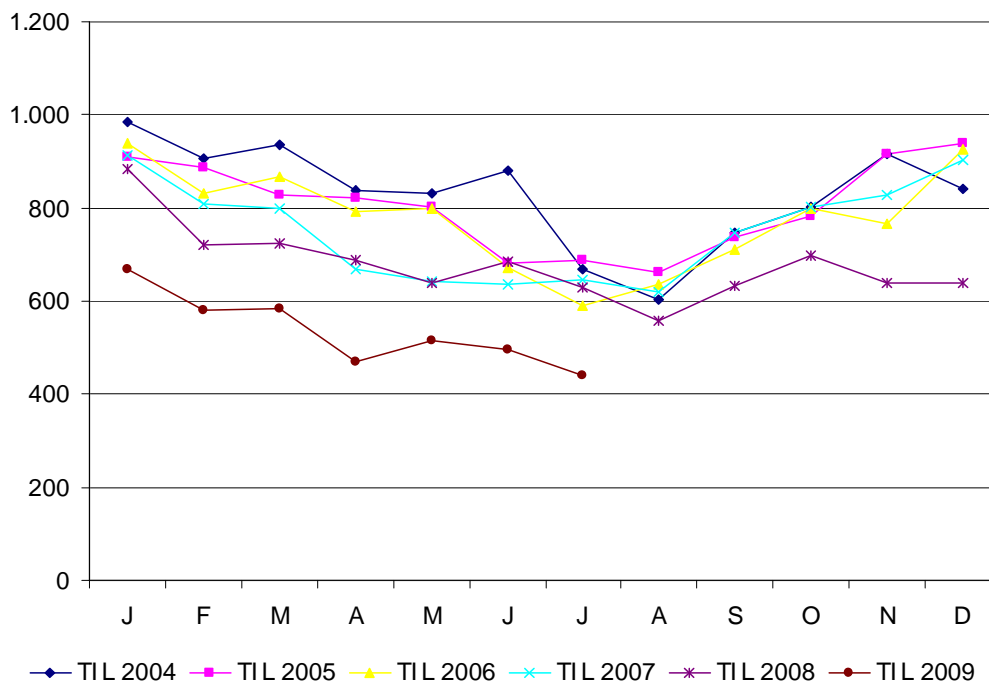
Figuur 24, figuur 25 en figuur 26 tonen respectievelijk de totale maandelijkse evolutie voor L-gas en voor H-gas. In mei hebben we een lichtere daling dan normaal vastgesteld, terwijl de daling in juli groter is.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 24: Gemeten maandverbruik van L- en H-gas van de industrie, 2004-2009 (GWh)

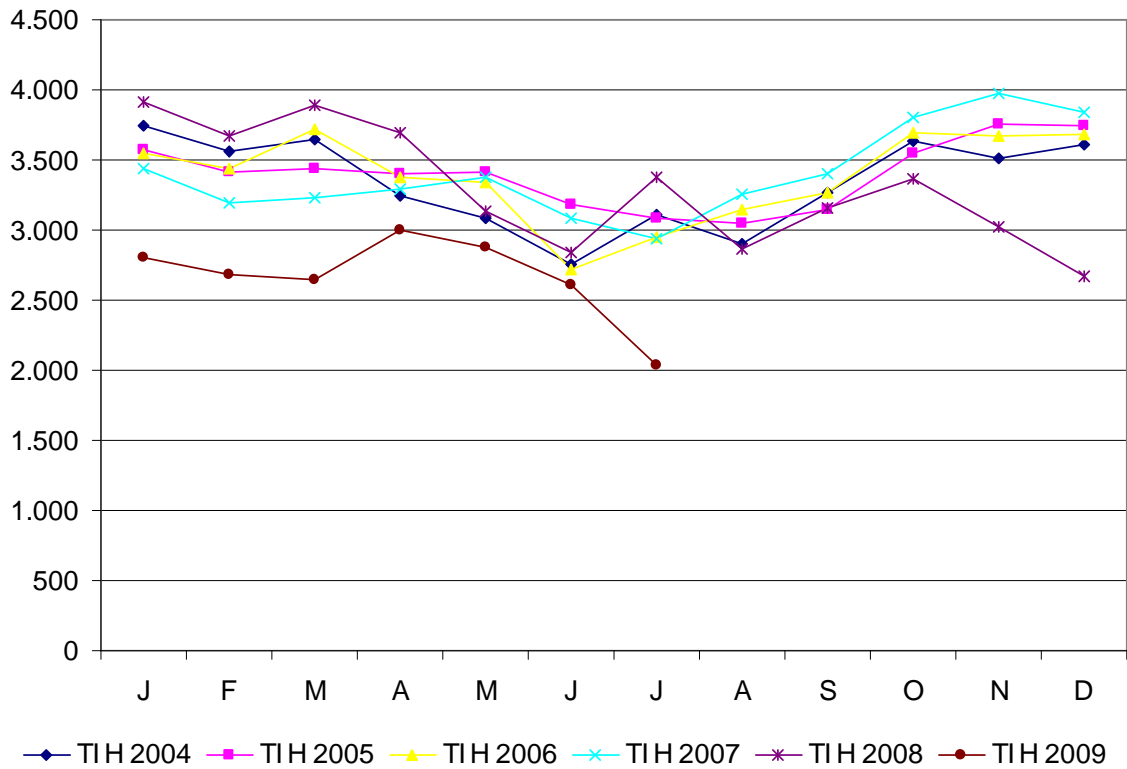


Figuur 25: Gemeten maandverbruik van L-gas van de industrie, 2004-2009 (GWh)





Figuur 26: Gemeten maandverbruik van H-gas van de industrie, 2004-2009 (GWh)



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

3.3.3. Behoeften aan seizoensbalancerings van de industrie

Tabel 19: Behoeften aan seizoensbalancerings van de industrie na normalisering in de temperatuur, 2004-2008 (GWh)

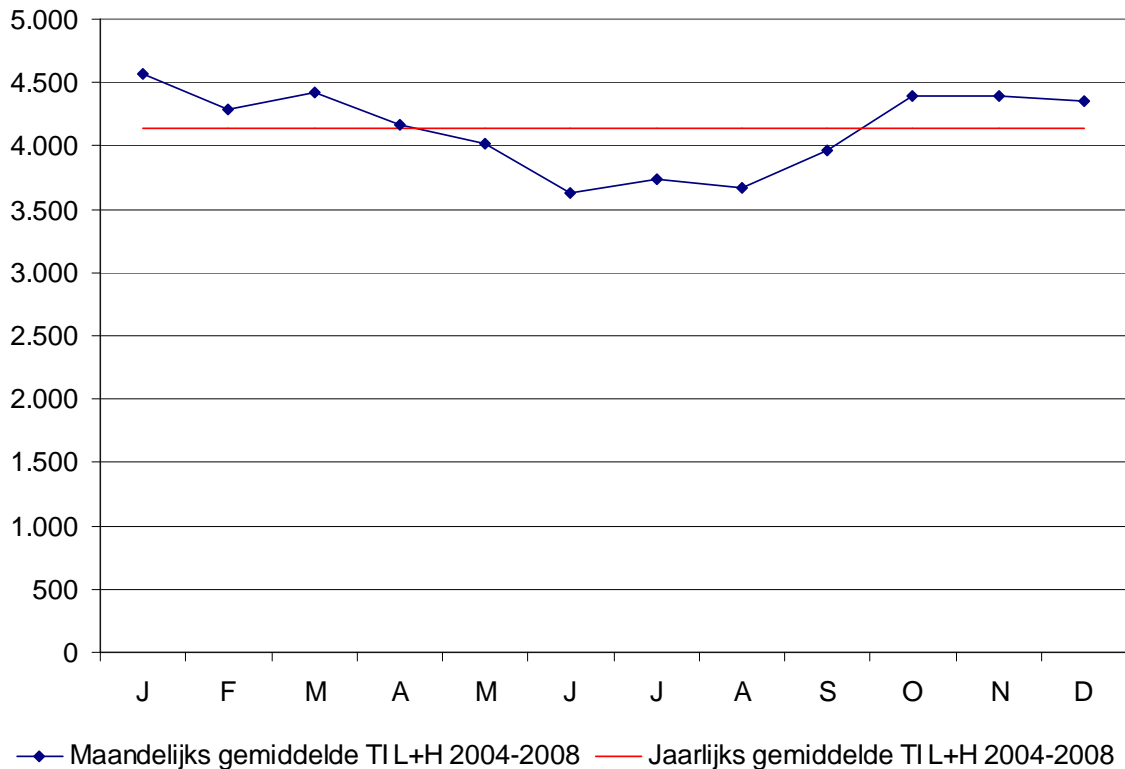
	L+H Net	L Net	H Net	L+H Verschil	L Verschil	H Verschil
J	4.573	926	3.647	440	158	282
F	4.287	830	3.457	154	62	92
M	4.418	831	3.587	285	63	222
A	4.165	762	3.403	32	-7	38
M	4.013	743	3.270	-121	-26	-95
J	3.631	710	2.921	-502	-58	-444
J	3.737	644	3.092	-397	-124	-273
A	3.664	617	3.047	-469	-151	-318
S	3.964	715	3.248	-170	-53	-117
O	4.389	776	3.613	256	8	248
N	4.401	813	3.588	268	45	223
D	4.359	850	3.509	225	82	144
Totaal	49.601	9.218	40.383	0	0	0
Gemiddelde	4.133	768	3.365			
			Max. verschil	1.403	403	1.000
J / A	1,25	1,50	1,20	2,83 %	4,38 %	2,48 %

De interpretatie van tabel 19 wordt uitgelegd in 3.1.3.

Voor de periode 2004-2008 bedraagt de gemiddelde maandafname van de industrie 4.133 GWh. De behoeften aan jaarlijkse balancerings rond deze gemiddelde waarde bedraagt 1.403 GWh. Voor een gemiddeld jaarverbruik van 49.601 GWh, bedragen de totale behoeften aan balancerings 2,83 % van dit jaarverbruik van aardgas. (zie ook figuur 27).



Figuur 27: Behoeften aan globale seizoensbalancerings (L- en H-gas) van de industrie na normalisering in de temperatuur, 2004-2008 (GWh)



3.4. Aardgasverbruik door elektriciteitscentrales

3.4.1. Jaarverbruik van elektriciteitscentrales

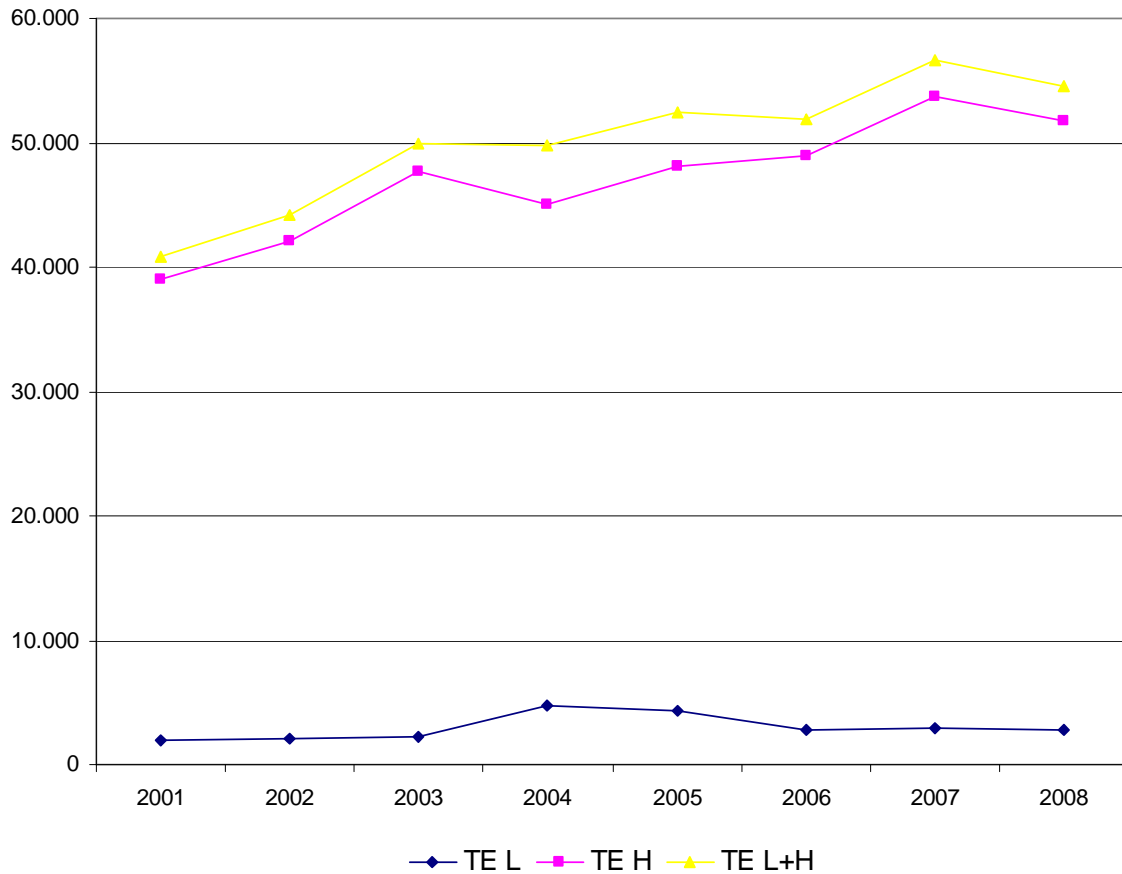
Over de periode 2004-2008 stellen we globaal een regelmatige stijging van het jaarlijkse aardgasverbruik door elektriciteitscentrales vast (zie figuur 28). Deze stijging is voornamelijk toe te schrijven aan de verhoging van het verbruik van de centrales die zijn aangesloten op het H-gasnet. Deze stijging is te wijten aan het verhoogde gebruik van aardgas voor de elektriciteitsproductie.

Op het L-gasnet is het jaarverbruik van de laatste drie jaar stabiel (met een gemiddeld verbruik van 2.855 GWh/jaar); d.w.z. dat de stijging zwak, of zelfs nihil is. Voor de periode 2004-2008 bedraagt het gemiddelde jaarverbruik 3.545 GWh/jaar, wat staat voor 6,7 % van het totale verbruik van elektriciteitscentrales.

Op het H-gasnet gaat het jaarverbruik in stijgende lijn. Voor de periode van 2001-2008, bedraagt het gemiddelde jaarlijkse groeipercentage 4,1 %. Het gemiddelde jaarverbruik voor de periode 2004-2008 bedraagt 49.510 GWh/jaar.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 28: Gemeten jaarverbruik van L- en H-gas van elektriciteitscentrales, 2001-2008 (GWh)



Tabel 20 toont het totale jaarverbruik van aardgas van de elektriciteitscentrales, evenals de verdeling ervan tussen de types L-gas en H-gas. Het verbruik van de elektriciteitscentrales is verdeeld over deze twee netten op de volgende manier: 93,3 % op het H-net en 6,7 % op het L-net. De jaarlijkse stijging van het H-gasverbruik voor de elektriciteitsproductie bedraagt 6,12 % voor de periode 2004-2008. Die stijging is 1,26 procentpunt groter dan die tijdens de periode 2001 tot 2004.



Tabel 20: Totaal jaarverbruik van aardgas door elektriciteitscentrales, 2001-2008 (GWh/jaar)

	L+H		H		L	
	Gemeten	Groei	Gemeten	Groei	Gemeten	Groei
2001	40.909		39.009		1.900	
2002	44.213	8,08 %	42.062	7,83 %	2.151	13,23 %
2003	49.964	13,01 %	47.679	13,35 %	2.285	6,22 %
2004	49.788	-0,35 %	44.984	-5,65 %	4.805	110,32 %
2005	52.462	5,37 %	48.108	6,95 %	4.354	-9,38 %
2006	51.862	-1,14 %	49.020	1,90 %	2.842	-34,74 %
2007	56.674	9,28 %	53.757	9,66 %	2.917	2,66 %
2008	54.489	-3,86 %	51.682	-3,86 %	2.806	-3,80 %
Gemiddelde	50.045		47.038		3.007	
2001-2008	100 %		93,99 %		6,01 %	
Gemiddelde	53.055		49.510		3.545	
2004-2008	100 %		93,32 %		6,68 %	
2001-2008		4,18 %		4,10 %		5,73 %
2001-2004		6,77 %		4,86 %		36,25 %
2004-2007		4,41 %		6,12 %		-15,32 %
2004-2008		2,28 %		3,53 %		-12,58 %

3.4.2. Maandverbruik van de elektriciteitscentrales

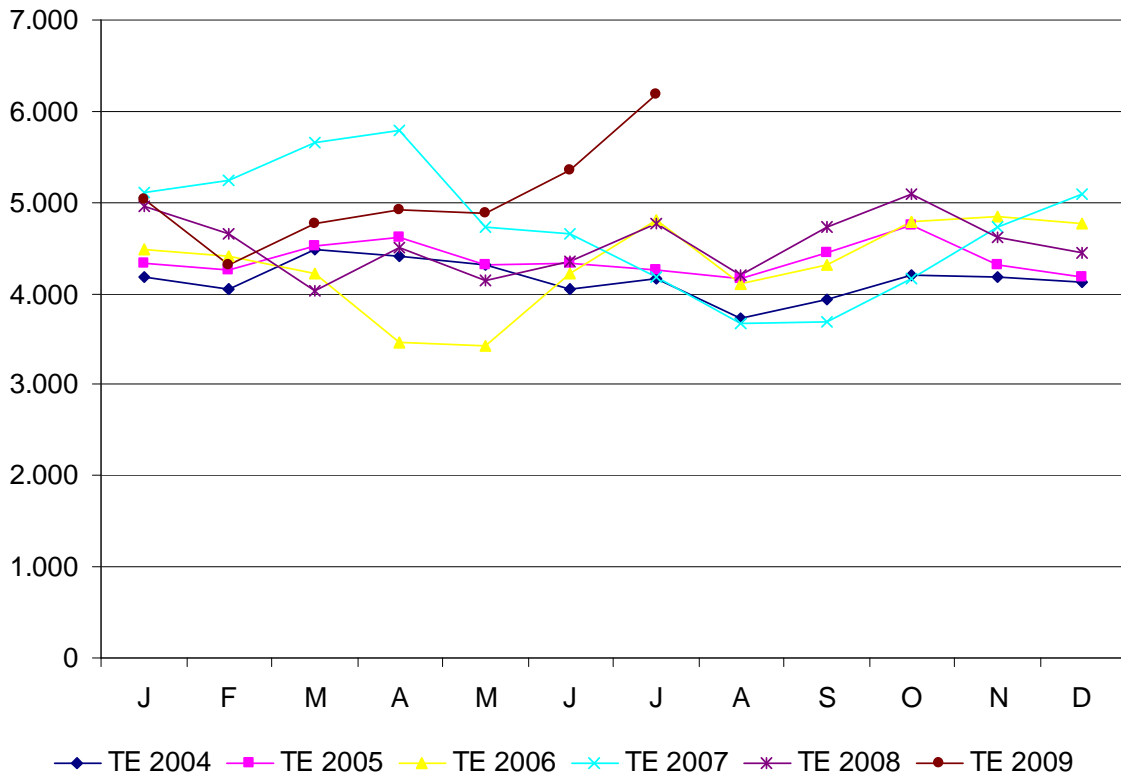
Zoals we kunnen vaststellen op het maandelijkse afnameprofiel van de elektriciteitscentrales, krijgt het maandelijkse aardgasverbruik een weinig voorspelbaar karakter. Deze volatiliteit is toe te schrijven aan:

1. het operationele beheer van het park van centrales;
2. de gedeeltelijke substitueerbaarheid van de centrales en de brandstoffen;
3. de schommelingen van de interne vraag naar elektriciteit en;
4. de grensoverschrijdende handel in elektriciteit.

Figuur 29, figuur 30 en figuur 31 tonen de totale maandelijkse evolutie in L en in H door de elektriciteitscentrales.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

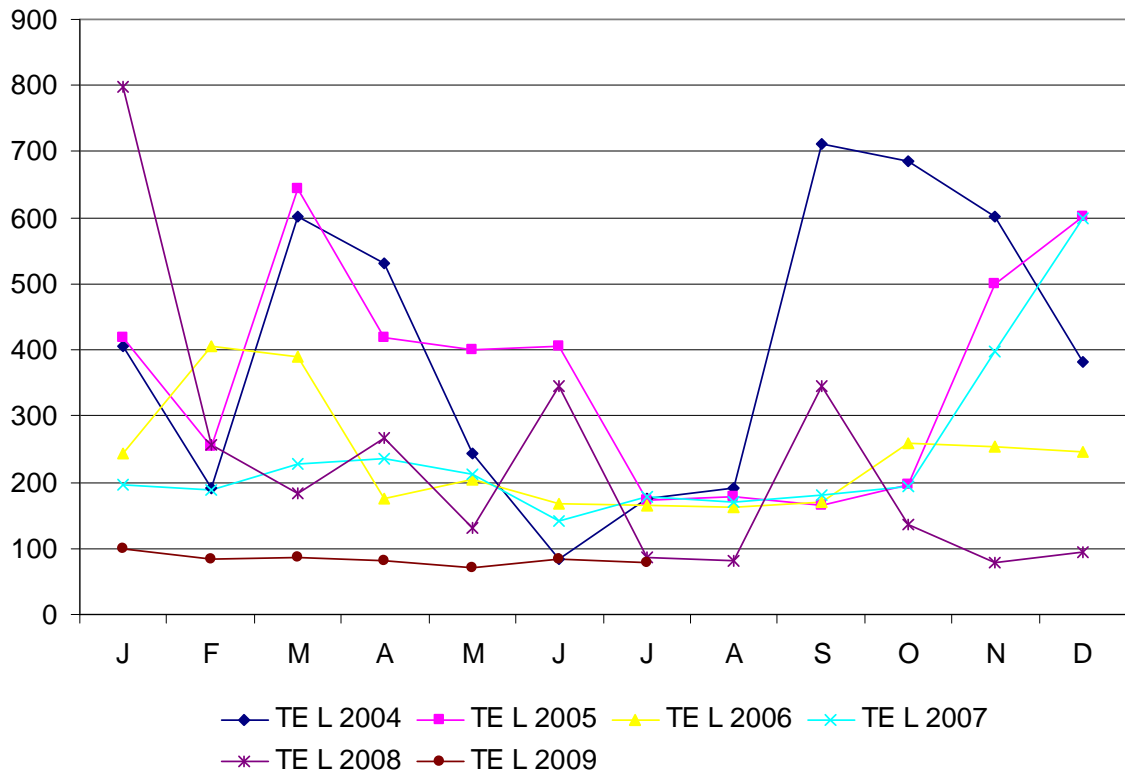
Figuur 29: Gemeten maandverbruik van L- en H-gas van elektriciteitscentrales, 2004-2009 (GWh)





Het verbruik van de elektriciteitscentrales in 2009 op het L-gasnet was zeer laag.

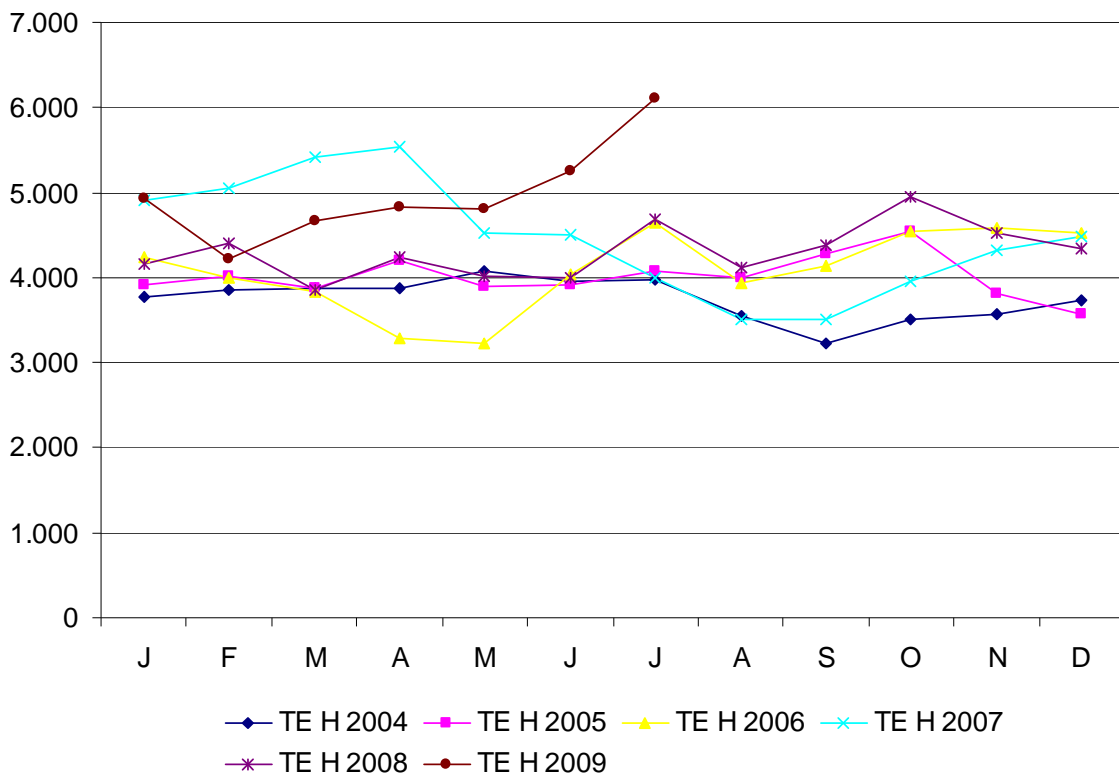
Figuur 30: Gemeten maandverbruik van L-gas van elektriciteitscentrales, 2004-2009 (GWh)



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Op het H-gasnet stellen we sinds mei 2009 een stijgende tendens van het aardgasverbruik door elektriciteitscentrales vast. Deze vaststelling is grotendeels het gevolg van de toename van de elektriciteitsexport naar Frankrijk. Voor de periode 2004-2008 werd in juli 2008 een recordwaarde bereikt met een aardgasverbruik van 6.178 GWh voor de elektriciteitsproductie.

Figuur 31: Gemeten maandverbruik van H-gas van elektriciteitscentrales, 2004-2009 (GWh)

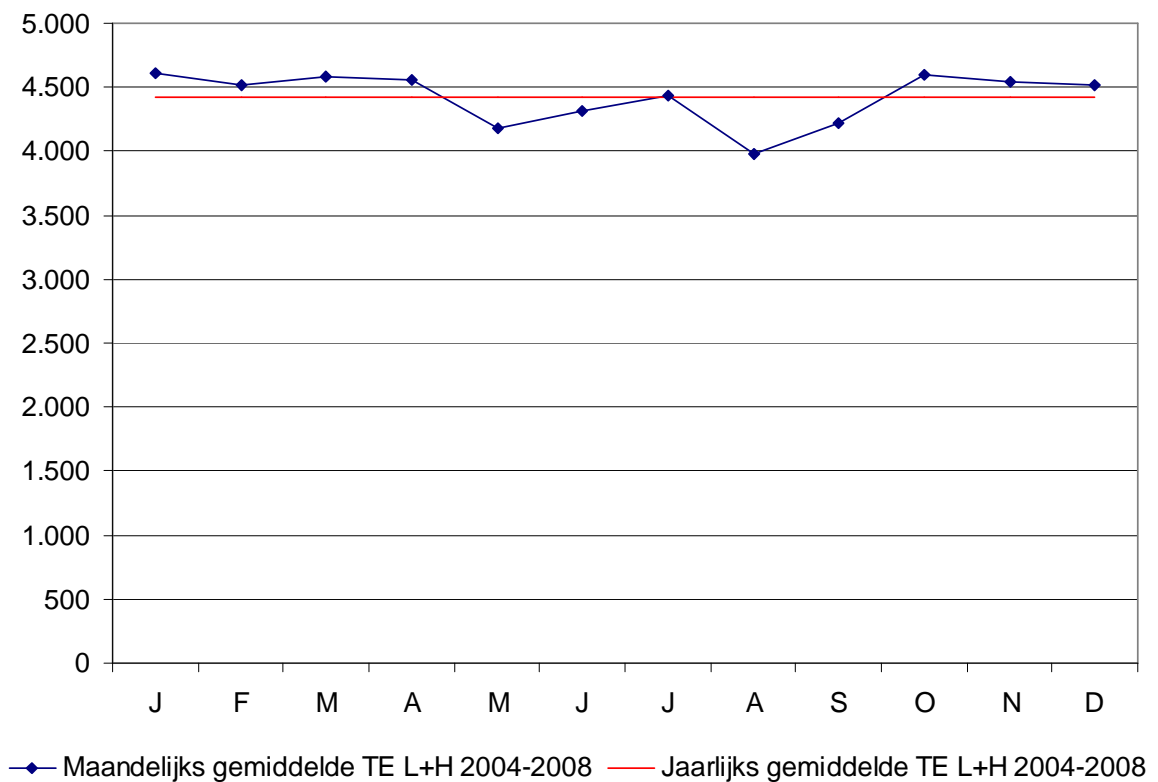




3.4.3. Behoeften aan seizoensbalancerings van elektriciteitscentrales

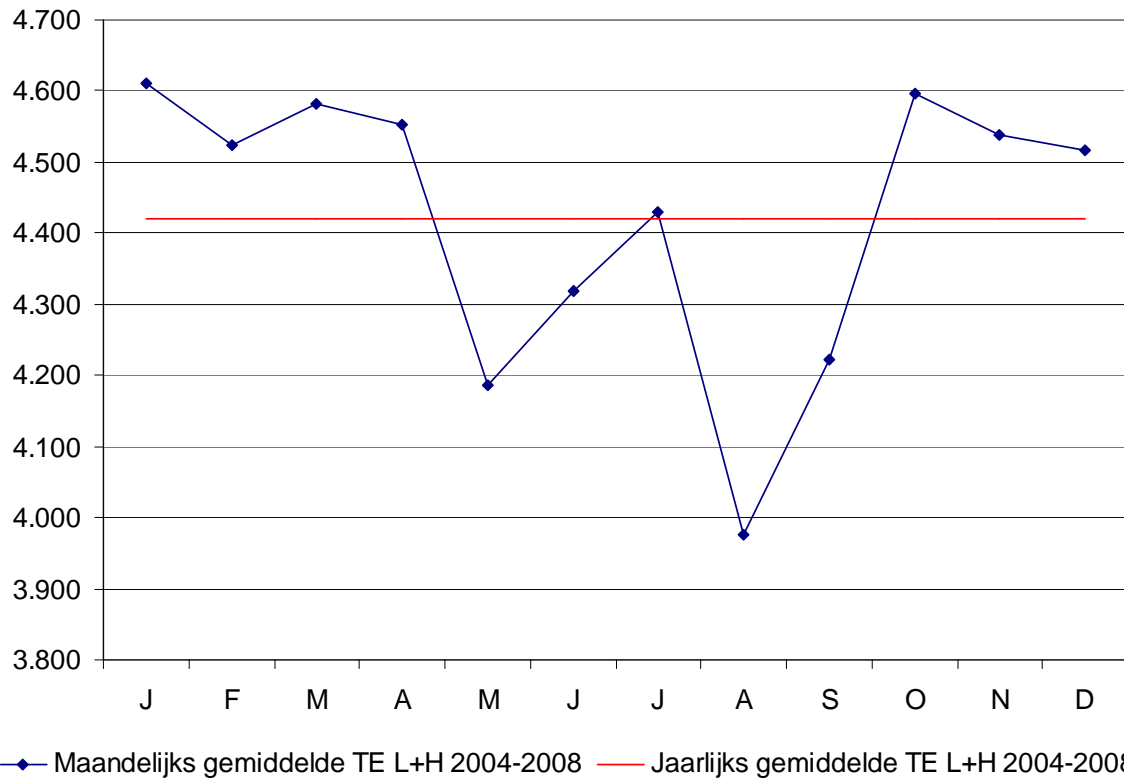
Figuur 32 en figuur 33 tonen het maandelijks gemiddelde van de afnamen van de elektriciteitscentrales voor de periode 2004-2008. Zij verschillen onderling door de schaalfactor die is gekozen voor de energie.

Figuur 32: Globale behoeften aan seizoensbalancerings (L- en H-gas) van elektriciteitscentrales, maandelijks en jaarlijkse gemiddelden, 2004-2008 (GWh)



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 33: Globale behoeften aan seizoensbalancerende (L- en H-gas) van elektriciteitscentrales, maandelijkse en jaarlijkse gemiddelden, 2004-2008 (GWh)



Als het verbruik van de centrales niet beantwoordt aan een voorspelbaar afnameprofiel, kan dit schommelen tijdens de verschillende maanden, zowel op het niveau van de verbruikte hoeveelheid als op het niveau van de productielocaties die worden gebruikt. Een van de parameters die de verbruikte hoeveelheden kan beïnvloeden, is de brandstofkeuze voor de elektriciteitsproductie.



Tabel 21: Behoefte aan seizoensbalancering van de elektriciteitsproductie na normalisering in de temperatuur, 2004-2008 (GWh)

	L+H Net	L Net	H Net	L+H Verschil	L Verschil	H Verschil
J	4.611	412	4.199	190	117	74
F	4.523	259	4.264	101	-37	138
M	4.582	409	4.173	161	114	47
A	4.554	326	4.228	133	30	102
M	4.187	238	3.949	-235	-57	-177
J	4.319	228	4.090	-103	-67	-36
J	4.431	156	4.275	9	-139	149
A	3.976	157	3.819	-445	-138	-307
S	4.223	315	3.909	-198	19	-217
O	4.595	294	4.301	174	-1	175
N	4.537	367	4.171	116	71	45
D	4.517	384	4.133	96	89	7
Totaal	53.055	3.545	49.510	0	0	0
Gemiddelde	4.421	295	4.126			
			Max. verschil	797	384	413
J / A	1,16	2,62	1,10	1,50 %	10,83 %	0,83 %

Voor de interpretatie van tabel 21 wordt verwezen naar 3.1.3.

Voor de periode 2004-2008 bedraagt de gemiddelde maandelijkse afname van de elektriciteitscentrales 4.421 GWh. De behoeften aan jaarlijkse balancering rond deze gemiddelde waarde bedraagt 797 GWh. Voor een gemiddeld jaarverbruik van 53.055 GWh, bedragen de totale behoeften aan balancering 1,50 % van dit aardgasjaarverbruik.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

4. Vooruitzichten van de vraag naar aardgas tegen 2020

In dit vierde hoofdstuk wordt de klemtoon verlegd van de huidige situatie en recente trends op het Belgische aardgastoneel naar vraagvooruitzichten tegen 2020.

4.1. Methodologie en hypothesen

De analyse van de Belgische aardgasbehoeften tegen 2020 is gebaseerd op drie recente studies die het licht hebben gezien in drie verschillende, maar complementaire contexten. De eerste studie is de studie over de perspectieven voor elektriciteitsbevoorrading 2008-2017 (PSE, 2007¹⁰¹), de tweede is de studie over de behoefte aan aardgasvoorziening, bevoorradingszekerheid en infrastructuurontwikkeling 2009-2020 opgesteld door de CREG (BABI, 2009), de derde is de studie van het FPB omtrent de impact van het Europese Energieklimaatpakket op het Belgische energetische en economische systeem (WP21-08, 2008).

In wat volgt, worden deze studies besproken en kort gesitueerd, waarna overgegaan wordt tot het inzetten van deze studies om de doelstellingen zoals vooropgezet in het kader van deze studie.

4.1.1. Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017

Doelstelling

De studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading, kortweg Prospectieve Studie Elektriciteit of PSE genaamd, heeft reden van bestaan volgend op de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (zoals gewijzigd door de wetten van 1 juni 2005 en 6 mei 2009) waar als doelstelling van de PSE wordt gesteld de evolutie van vraag en aanbod op (middel)lange termijn te analyseren en hieruit de behoefte aan productiemiddelen af te leiden, rekening houdend met de noodzaak om:

- een gepaste diversificatie van de brandstoffen te verzekeren;
- het gebruik van hernieuwbare energiebronnen te bevorderen;
- de milieuverplichtingen die bepaald zijn door de gewesten te integreren;
- productietechnologieën met een lage uitstoot van BKG te bevorderen;
- de bevoorradingszekerheid voor elektriciteit te evalueren en in geval deze in het gedrang dreigt te komen, aanbevelingen hiervoor te formuleren.

¹⁰¹ 2007 staat voor het jaar waarin de kwantitatieve analyse van de PSE werd uitgevoerd. De publicatie van de studie gebeurde echter pas in 2009.



Analysekader

In dit deel wordt eerst de methodologie gehanteerd in de PSE beschreven, gevolgd door de hypothesen en de bestudeerde scenario's in de algemene analyse¹⁰² van de elektriciteitsbevoorrading van België tegen 2020.

Model

De algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading van België tegen 2020 werd uitgevoerd met behulp van het model PRIMES. PRIMES is een partieel evenwichtsmodel: dit model zoekt een evenwicht op de markten van aanbod en vraag van energie ("evenwicht") zonder echter de gevolgen op macro-economisch niveau te evalueren ("partieel"). Het evenwicht wordt bereikt wanneer de prijzen van elke energievorm zo zijn bepaald dat het aanbod dat de producenten beogen, overeenkomt met de vraag die door de consument is geformuleerd. Het model PRIMES beschrijft niet alleen het gedrag van de verschillende agenten (elektriciteitsproducenten, huishoudens, enz.), maar ook de technologieën voor de productie en het energieverbruik en de technologieën voor de beperking van bepaalde verontreinigende substanties. Het evenwicht is dynamisch en wordt simultaan vastgelegd voor de volledige projectieperiode ("perfect foresight").

Aardgas is een van de energievormen die geanalyseerd worden in PRIMES. De aardgasbehoeften worden enkel vastgesteld op jaarbasis (d.w.z. geen differentiatie per seizoen) volgens de vraag voor de verschillende energiediensten (verwarming, industriële processen, enz.) en voor de elektriciteits- en stoomproductie, rekening houdende met de relatieve prijzen van de verschillende energievormen en de vernieuwingsratio van bestaande energieproductie- en consumptieuitrusting.

Er bestaat een specifieke versie van het model PRIMES met de naam "PRIMES-geïnterconnecteerd" waarmee de elektriciteitsuitwisselingen met de buurlanden "geëndogeniseerd" kunnen worden. Het is deze versie die werd gebruikt in de PSE. Dit heeft invloed op het "potentiële" aardgasverbruik in België omdat een deel van de elektriciteitsvraag buiten het Belgische grondgebied kan worden geproduceerd, wat leidt tot een vermindering van de elektriciteitsproductie en haar bevoorrading aan brandstoffen in België.

Het economische systeem is echter exogeen in het model PRIMES en berust op vooruitzichten van coherente sectorale evoluties op Europees en op wereldniveau, onder andere gedefinieerd op basis van het algemene evenwichtsmodel GEM-E3. Hetzelfde geldt voor de energieprijzen op de internationale markten die worden bepaald op basis van de wereldwijde energiemodellen POLES en PROMETHEUS die door meerdere experts werden nagekeken en de evolutie van de transportactiviteit die werd geëvalueerd op basis van het Europese model voor het transportnet SCENES.

Het model PRIMES is geen netwerkmodel. Met andere woorden, de infrastructuur voor het vervoer en de distributie van elektriciteit en aardgas¹⁰³ worden niet expliciet gemodelleerd (capaciteit, lengte, herkomst-bestemming, enz.). De vooruitzichten van het aardgasverbruik

¹⁰² Ter herinnering: de PSE bevat eveneens twee aanvullende analyses over het beheer van het elektrische systeem; de impact op het aardgasverbruik werd echter niet bestudeerd.

¹⁰³ Noch van opslag trouwens.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

worden hoofdzakelijk bepaald door de nationale vraag¹⁰⁴ en door de prijzen. Deze prijzen worden berekend op basis van de prijzen op de "Europese" aardgasmarkt die zelf afhankelijk zijn van het evenwicht tussen het aanbod en de vraag in hetzelfde geografische gebied en de internationale petroleumprijzen¹⁰⁵. Het model PRIMES maakt dus geen schatting van de extra capaciteiten die op de Belgische markt en upstream zullen moeten worden ontwikkeld (d.w.z. de productiegebieden aan de Belgische grens) om te voldoen aan de vraag. Zo veronderstelt het model PRIMES impliciet dat de infrastructuur voor de distributie van aardgas de evolutie volgt van de vraag in de huishoudelijke en tertiaire sectoren.

Macro-economisch en demografisch kader

De macro-economische en demografische vooruitzichten die worden gebruikt in de PSE¹⁰⁶ komen voort uit de vooruitzichten die zijn gepubliceerd door DG TREN van de Europese Commissie in het kader van de studie "European Energy and Transport: trends to 2030 – Update 2007" gepubliceerd in april 2008¹⁰⁷. Ze dateren dus van voor de economische en financiële crisis van 2008. Deze vooruitzichten hebben ook de basis gevormd voor de analyse van de impact van het Energie-klimaatpakket van januari 2008 (WP21-08 van het FPB).

Tabel 22 geeft een samenvatting van de macro-economische en demografische vooruitzichten tegen 2020.

¹⁰⁴ D.w.z. op het Belgische grondgebied.

¹⁰⁵ Zie bijv. Bijlage B van de Planning Paper 102 van het FPB (FPB, 2007).

¹⁰⁶ Behalve in de alternatieve scenario's waarvan de impact van een sterkere (HiGro) of zwakkere (LoGro) economische groei werd bestudeerd (cfr. infra).

¹⁰⁷ Maar openbaar gemaakt vanaf november 2007.



Tabel 22: Macro-economische en demografische hypothesen voor België, PSE-referentie-scenario, 2005-2020

	2005	2015	2020	20/05
Bevolking (miljoen)	10.446	10.674	10.790	0,2 %
Aantal huishoudens (miljoen)	4.445	4.808	4.995	0,8 %
Gezinsgrootte (inwoners per gezin)	2.350	2.220	2.160	-0,6 %
Gezinsinkomen (euro van 2005 per capita)	14.890	17.880	19.191	1,7 %
bbp (miljard euro van 2005)	298,5	373,6	409,2	2,1 %
Sectorale toegevoegde waarde (miljoen euro van 2005)	264.966	327.912	358.615	2,0 %
Industrie	51.511	61.317	65.985	1,7 %
<i>Ijzer- en staalindustrie</i>	2.887	3.051	3.124	0,5 %
<i>Non-ferrometalen</i>	932	987	1.026	0,6 %
<i>Chemie</i>	10.933	13.667	15.020	2,1 %
<i>Niet-metaalhoudende mineralen</i>	2.369	2.834	3.018	1,6 %
<i>Papier en drukkerijen</i>	3.753	4.584	4.973	1,9 %
<i>Voeding, drank en tabak</i>	5.728	6.859	7.307	1,6 %
<i>Textiel, leer en kleding</i>	2.513	2.292	2.274	-0,7 %
<i>Metaalverwerking</i>	17.782	21.285	23.023	1,7 %
<i>Overige sectoren</i>	4.613	5.757	6.221	2,0 %
Bouw	13.108	15.208	16.271	1,5 %
Tertiair	191.816	242.237	266.824	2,2 %
<i>Commerciële diensten</i>	77.699	100.771	111.551	2,4 %
<i>Niet-commerciële diensten</i>	56.099	67.669	72.775	1,8 %
<i>Handel</i>	54.080	69.448	78.000	2,5 %
<i>Landbouw</i>	3.939	4.349	4.498	0,9 %
Energiesector	8.531	9.150	9.535	0,7 %

Bronnen: NTUA, EC/DG TREN (2008)

//: gemiddelde jaarlijkse groeipercentage (%).

Voor de periode 2005-2020 bedraagt de economische groei in België 2,1 % op jaarbasis. De analyse per subsector toont dat de economische groei het ritme volgt van de structurele wijzigingen die België de laatste jaren heeft ondergaan: we stellen een relatieve achteruitgang vast van het aandeel van de industrie in de economie ten gunste van de tertiaire sector.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Confrontatie van de macro-economische vooruitzichten die in de PSG worden gebruikt met de recente macro-economische vooruitzichten

De macro-economische vooruitzichten die in de prospectieve studie voor aardgas worden gebruikt, kunnen optimistisch lijken rekening houdende met de economische en financiële crisis die halverwege 2008 begon. Het niveau van de economische activiteit en van het gemiddelde gezinsinkomen beïnvloedt de energievraag en bijgevolg onze energiebehoeften. In het licht van de statistieken van 2008 en 2009 stellen we op korte termijn vast dat de economische en financiële crisis een impact heeft gehad op het energieverbruik in het algemeen en op dat van aardgas in het bijzonder, vooral in de industrie.

Deze economische en financiële crisis zal zeer waarschijnlijk ook een impact hebben op de evolutie van het energieverbruik op middellange termijn (2020) en bijgevolg op de energievoorziening van het land. De pertinente vraag voor de opmaak van de PSG die vooruitkijkt tot 2020, betreft eerder de duur van de economische crisis en de omvang van de heropleving wanneer deze zich voordoet. Op basis van het antwoord op deze vraag kunnen we beoordelen of de macro-economische en macrosectoriale vooruitzichten die in de PSG worden gebruikt, nog "redelijke" hypothesen zijn.

Volgens deze vooruitzichten bedraagt de gemiddelde jaarlijkse groeipercentage van het bbp 2,1 % tussen 2005 en 2020. Deze hypothese kan worden vergeleken met recentere macro-economische vooruitzichten die de impact van de economische en financiële crisis opnemen. Volgens de economische vooruitzichten 2009-2014 van het FPB die in mei 2009 werden gepubliceerd, zal de gemiddelde jaarlijkse groeipercentage van het bbp niet meer bedragen dan 1,6 % tussen 2005 en 2020. Een vergelijkbare evolutie (1,7 %) werd eind 2009 aangenomen door de DG TREN van de Europese Commissie in haar langetermijnenergievooruitzichten voor de EU.

Het resultaat van de vergelijking toont een verschil van 0,4 tot 0,5 procentpunten tussen de twee hypothesen. De hypothese van de hogere macro-economische groei die in de PSG wordt gebruikt, kan gerechtvaardigd zijn vanuit het standpunt van bevoorradingszekerheid. Bovendien blijft een grote onzekerheid bestaan over de economische vooruitzichten. Dit blijkt uit de laatste cijfers van de economische begroting 2009-2011, gepubliceerd in september 2009, die een gemiddelde jaarlijks groeipercentage van het bbp over deze periode voorzien dat 0,2 procentpunten hoger is dan het percentage dat wordt voorgesteld in de economische vooruitzichten voor 2009-2014.

We moeten ook vermelden dat de PSE een scenario bestudeert waarin de economische groei tegen 2020 zwakker zal zijn¹⁰⁸. De impact van dit scenario op de vraag naar aardgas in de elektriciteitssector wordt toegelicht in 4.2.4.

Voor de demografische vooruitzichten geeft tabel 22 voor de periode 2005-2020 de vooruitzichten van de volledige Belgische bevolking evenals de gemiddelde gezinsgrootte. Demo-

¹⁰⁸ In de PSE werd inderdaad een alternatief scenario bestudeerd dat zich, onder andere, baseert op een zwakkere economische groei (1,9% per jaar tussen 2005 en 2020 in plaats van 2,1% in het referentiescenario).



grafie en energieverbruik zijn met elkaar verbonden. De bevolking en het aantal huishoudens beïnvloeden bijgevolg het energieverbruik (en in het bijzonder het aardgasverbruik) in de huishoudelijke sector omdat zij het aantal huishoudapparaten en het totale woonoppervlak dat moet worden verwarmd en verlicht bepalen. Ze beïnvloeden eveneens het gebruik van de vervoersdiensten en de grootte van het wagenpark. De bevolking en het aantal huishoudens zijn trouwens doorslaggevende factoren voor de benodigde vastgoedoppervlakte voor de activiteiten van de tertiaire sector.

Tussen 2005 en 2020 zal de bevolking toenemen met gemiddeld 0,2 % per jaar. Voor 2020 wordt de totale bevolking geschat op 10.790.000 mensen. In de komende jaren zou het aantal personen per gezin nog moeten afnemen. Deze tendens, samengevoegd met de demografische groei, uit zich door een verhoging van het aantal gezinnen.

Confrontatie van de demografische vooruitzichten die in de PSE worden gebruikt met de recentere demografische vooruitzichten die in 2008 werden gepubliceerd

In mei 2008 hebben het FPB en de ADSEI nieuwe vooruitzichten gepubliceerd betreffende de bevolking in België voor de periode 2007-2060. In vergelijking met de jaarlijkse aanpassingen voor de behoeften van de macro-economische en begrotingsvooruitzichten van het FPB en de Studiecommissie voor de vergrijzing wordt deze nieuwe studie gekenmerkt door een volledige herziening met betrekking tot de hypothesen rond vruchtbaarheid, sterfte en migraties.

In vergelijking met de vooruitzichten voor de bevolking in tabel 22 (die coherent zijn met de vooruitzichten die worden gebruikt in het kader van het Verslag 2007 van de Studiecommissie voor de vergrijzing) leiden een hogere vruchtbaarheid en meer externe netto migraties tot een grotere en jongere bevolking dan in de voorgaande onderzoeken. Zo zal de bevolking in 2020 11.538.332 mensen tellen tegenover 10.790.021 in tabel 22. Het verschil is niet te verwaarlozen: ongeveer 750.000 mensen meer in 2020 en een gemiddelde jaarlijkse groeipercentage van de bevolking van 0,7 % tegenover 0,2 % in de PSE.

Het verschil is wellicht niet zo opvallend op het niveau van het aantal huishoudens omdat het aantal geboorten hoger is ten opzichte van de vroegere studies. We kunnen daarom veronderstellen dat de gemiddelde gezinsgrootte minder snel zal afnemen in de bevolkingsvooruitzichten van tabel 22. Deze indicator is niet beschikbaar in de publicatie van mei 2008.

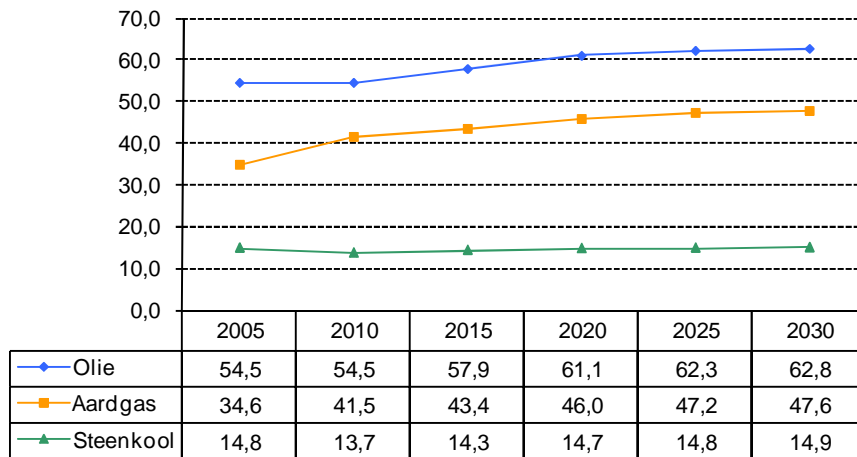
Zonder dit kwantitatief te kunnen evalueren, zouden de nieuwe bevolkingsvooruitzichten voor België, mutatis mutandis, moeten leiden tot een hoger energieverbruik dan dat van het referentiescenario van de PSE.

Internationale brandstofprijzen

De scenario's die werden bestudeerd in de PSE zijn gebaseerd op hypothesen over de evolutie van de brandstofprijzen voorgesteld in figuur 34. Deze hypothesen zijn dezelfde als deze die werden gebruikt in de vooruitzichten die werden gepubliceerd door de DG TREN van de Europese Commissie in het kader van de studie "European Energy and Transport: trends to 2030 – Update 2007" gepubliceerd in april 2008 en voor de analyse van de impact van het Energie-klimaatpakket van januari 2008.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 34: Internationale brandstofprijzvoorzichten, 2005-2030 (dollar/boe, prijzen van 2005)



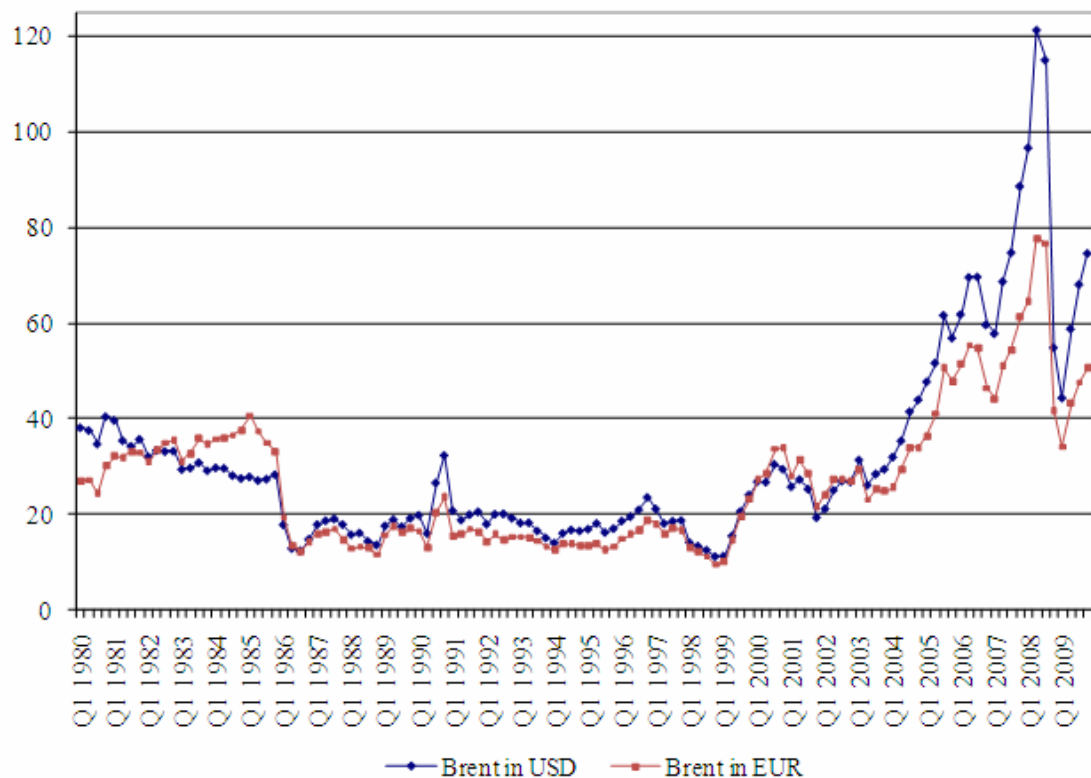
Bronnen: NTUA, EC/DG TREN (2008)

Boe: barrel of oil equivalent.

Het is interessant om de vooruitzichten van de internationale brandstofprijzen (figuur 34) in perspectief te plaatsen met de historische evolutie van de prijzen. Figuur 35 toont de evolutie van de prijzen van een vat ruwe aardolie (Brent) tussen 1980 en 2009, maar deze keer in lopende prijzen. Tussen het midden van de jaren 80 en het einde van de jaren 90 schommelde de prijs van een vat Brent rond de 20 dollar. Rond de eeuwwisseling veranderde dit drastisch. Voor de eerste keer sinds jaren overschreed de prijs van de Brent de grens van 30 dollar. In 2002 leek de prijs zich te normaliseren, maar dat was slechts een illusie. De brutoprijs ging opnieuw de hoogte in naar een bedrag van 55 dollar in 2005. In het tweede trimester van 2008 bereikte de prijs van een vat aardolie een piek (121 dollar) om vervolgens te dalen naar aanzienlijk lagere niveaus. Zo werd in het laatste trimester van 2008 een gemiddelde prijs van 55 dollar genoteerd. Het dal wordt echter pas bereikt in 2009: in het eerste trimester wordt een waarde opgetekend van 44 dollar, waarna opnieuw aan een klim wordt begonnen die in het vierde trimester van 2009 uitkomt op 75 dollar.



Figuur 35: Evolutie van de prijs van een vat Brent in dollar en in euro (lopende prijzen)



Bron: Thomson datastream

Confrontatie van de prijsevolutie van een vat ruwe aardolie gebruikt in de PSG met recentere vooruitzichten

Het opstellen van vooruitzichten van internationale brandstofprijzen op lange termijn is een nagenoeg onmogelijke opdracht (geworden) zolang de schommelingen op kortere termijn de tendensen die zijn vastgesteld op basis van de grondbeginselen van de markten (evenwicht aanbod-vraag op wereldvlak, verhouding voorraden/productie, enz.), ruimschoots blijven overschrijden. Begin 2008 leken de vooruitzichten van figuur 34 onrealistisch. Begin 2009 werd het verhaal meer genuanceerd. De economische vooruitzichten voor 2009-2014 van het FPB die in mei 2009 werden gepubliceerd, gaan uit van een prijs per vat van 62 dollar in 2010. Dit is in reële termen equivalent met een prijs van ongeveer 55 dollar, ofwel bijna het vooruitzicht van de prijs die in de PSE is vermeld voor 2010. Sindsdien is de aardolieprijs weer aan een klim begonnen (75 dollar in het vierde trimester van 2009). Na korte tijd volgt de prijs van aardgas de prijs van ruwe aardolie.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De aardgasprijs heeft vanzelfsprekend een impact op het verbruik van deze energievorm, maar ook andere parameters zijn minstens even belangrijk. Het gaat hier in het bijzonder over de relatieve prijzen, rekening houdende met de koolstofprijs en de impact van de "hernieuwbare energie"-doelstelling op de elektriciteitsprijs.

Klimaatbeleid en hernieuwbare energie

Op het ogenblik waarop het kwantitatieve deel van de PSE werd gerealiseerd (hoofdzakelijk in de herfst van 2007), was het Energie-klimaatpakket van de Europese Commissie nog niet bekend. Dit pakket werd door de Europese Commissie in januari 2008 voorgesteld en in april 2009 goedgekeurd¹⁰⁹.

Hoewel een versterking van het klimaatbeleid na 2012 – dat zich in april 2009 vertaalt in de goedkeuring van een wetgevende Energie-klimaatpakket dat onder andere een Europese doelstelling voor de vermindering van broeikasgasuitstoot in 2020 in de ETS-sector¹¹⁰ bevat, naast nationale doelstellingen voor de vermindering van BKG in de niet-ETS-sector¹¹¹ – werd gesimuleerd in de PSE aan de hand van alternatieve scenario's van het type 'HiCV' (zie tabel 23), werd de doelstelling betreffende de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen niet uitdrukkelijk bestudeerd.

In de PSE volgt de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen voor de productie van elektriciteit uit de minimalisering van de kosten van de elektriciteitssector, rekening houdende met de relatieve kosten van de verschillende productiemiddelen (kapitaal, operatie en onderhoud, brandstof), met de evolutie van het beleid ter ondersteuning van hernieuwbare energiebronnen, de gemiddelde jaarlijkse gebruiksratio's van de verschillende types centrales, enz.

Voor de versterking van het klimaatbeleid na 2012 rekenen de scenario's van de PSE van het type 'HiCV' op een verhoging van de koolstofwaarde die voor 2020 wordt geschat op 54 euro/t CO₂ voor alle sectoren, tegenover 22 euro/t CO₂ in het referentiescenario, maar enkel voor de ETS-sector. Deze hypothese is hoger dan de ramingen in het kader van de recente studie WP21-08 (Bossier et al., 2008) over de impact van het Energie-klimaatpakket op het Belgische energiesysteem en economie, namelijk 33,5 euro/t CO₂ voor de ETS-sector en 25 euro/t CO₂ in de niet-ETS-sector.

Scenario's

In de PSE wordt een ruime waaier scenario's bestudeerd (12 in totaal). Deze scenario's tonen een gevarieerd beeld van hoe het Belgische elektriciteitssysteem er in de toekomst zou kunnen uitzien. Ook op het vlak van aardgasbehoefte zijn de mogelijke evoluties divers. De twaalf scenario's kunnen opgedeeld worden naar één referentiescenario en 11 alternatieve scenario's. Het referentiescenario schetst een beeld van het nationale elektriciteitssysteem

¹⁰⁹ De richtlijnen, beslissingen en reglementen met betrekking hierop werden gepubliceerd in het Europees Publicatieblad in juni 2009.

¹¹⁰ Met name een vermindering van 21% van de BKG-uitstoot in 2020 in vergelijking met 2005.

¹¹¹ Voor België gaat het over een vermindering van BKG-uitstoten van 15 % tussen 2005 en 2020.



indien het gevoerde en goedgekeurde beleid tot eind 2006 evenals de huidige trends doorgetrokken worden naar de horizon 2020. Er wordt met andere woorden geen bijkomend beleid of geen extra politieke inspanningen verondersteld en men kijkt hoe het systeem evolueert, rekening houdend met een aantal actuele socio-economische en maatschappelijke bewegingen. Tot 2006 worden statistieken gebruikt, de vooruitzichten starten dus vanaf 2007.

Naast het referentiescenario worden 11 alternatieve scenario's doorgerekend. Deze 11 scenario's werden gedefinieerd rekening houdend met 3 mogelijke onzekerheden, namelijk onzekerheid (1) over de evolutie van de vraag naar elektriciteit, (2) over de implementatie van een klimaatbeleid na 2012 en de weerslag hiervan op de prijs van de emissievergunningen (of de koolstofwaarde), (3) over het behoud van de wet op de kernuitstap, of nog, over de mogelijkheid om de werkingsduur van de bestaande kerncentrales te verlengen na 40 jaar.

In oktober 2009 verklaarde de regering¹¹² echter over te gaan tot een verlenging met tien jaar van de werkingsduur van de drie oudste kerncentrales en zo de wet van 31 januari 2003¹¹³ houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie te herbekijken. Om de invloed van deze recente verklaring van de regering na te gaan in de PSG is het nodig te werken met scenario's die een werkingsduurverlenging van de nucleaire reactoren opnemen als hypothese. De PSE voorziet zes scenario's die uitgaan van de hypothese dat alle bestaande nucleaire capaciteit in 2020 beschikbaar is. Dat zijn de scenario's met achtervoegsel 'Nuc'.

Tabel 23 schetst heel beknopt¹¹⁴ deze zes alternatieve scenario's zoals geanalyseerd in de PSE.

Tabel 23: Definitie van de alternatieve "Nuc-scenario's" in de PSE

	Referentie- elektriciteitsvraag	Hogere elektriciteitsvraag	Lagere elektriciteitsvraag	Nucleaire optie	Referentie- CV	Hogere CV
Base_Nuc	x			x	x	
LoGro_Nuc			x	x	x	
HiGro_Nuc		x		x	x	
LoGro_HiCV_Nuc			x	x		x
HiGro_HiCV_Nuc		x		x		x
Base_HiCV_Nuc	x			x		x

Bron: PSE (2009)

¹¹² Op basis van de aanbevelingen van de groep GEMIX.

¹¹³ BS van 28.2.2003.

¹¹⁴ Voor een meer uitgebreide beschrijving van de verschillende types scenario's en onzekerheden wordt de geïnteresseerde lezer doorverwezen naar AD Energie, Federaal Planbureau (2009), *Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017*, pp. 81 en volgende.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Impact van de sluiting van de kerncentrales op de aardgassector

Aangezien de verklaring van de federale regering betreffende de verlenging van de levensduur van de drie oudste Belgische kerncentrales niet werd bekrachtigd¹¹⁵, wordt de impact van de integrale toepassing van de wet van 31 januari 2003 nagegaan in bijlage 2.

4.1.2. Studie over de behoefte aan aardgasvoorziening, bevoorradingszekerheid en infrastructuurontwikkeling 2009-2020

Doelstelling

Deze studie, kortweg BABI2009¹¹⁶ genaamd, biedt, op basis van een samengesteld toekomstscenario, vraag- en aanbodvooruitzichten die beantwoorden aan vooropgestelde bevoorradingsnormen met als doel de beoordeling van de Belgische aardgasvoorziening, bevoorradingszekerheid en infrastructuurontwikkeling. De behoefte aan aardgas wordt bottom-up gesimuleerd op jaar-, seizoen-, maand-, dag- en uurbasis (debiet) en dit zowel voor de laagcalorische aardgasmarkt als de hoogcalorische aardgasmarkt en volgens geografische zones. Er worden vooruitzichten gegenereerd onder normale en extreme omstandigheden. Het aanbod van aardgas volgt de vraag en de aanwending van de verschillende ingangspunten van het vervoersnet wordt gesimuleerd op basis van een bevoorradingsscenario. De aardgasvoorziening wordt beoordeeld aan de hand van de bevoorradingsportefeuille van de aardgasinvoerders (leveranciers) die momenteel actief zijn op de Belgische markt en aan de hand van de verwachte tendensen.

Daarnaast wordt de bevoorradingsportefeuille van de aardgasinvoerders (leveranciers) op het niveau van de groothandelsmarkt met de daarbij horende keuze/gebruik van de ingangspunten op het aardgasvervoersnet behandeld.

Voorts wordt in BABI2009 aandacht besteed aan:

- een indicatief investeringsprogramma met het oog op het behoud van en de ontwikkeling van het aardgasvervoersnet, de opslaginstallatie voor aardgas en de LNG-installatie;
- waarborgen van systeemintegriteit op het aardgasvervoersnet en incidentenbeheer (reserve-aardgas en reserve-vervoerscapaciteit);
- criteria voor het ontwerp van het aardgasvervoersnet.

¹¹⁵ De dato juli 2011.

¹¹⁶ Het acroniem BABI2009 staat voor Behoeftte aan Aardgasvoorziening, Bevoorradingszekerheid en Infrastructuurontwikkeling 2009-2020.



Analysekader

De definitie en uitwerking van deze studie kaderen binnen de werkzaamheden van de prospectieve studie (aard)gas (PSG) zoals bepaald in de wet van 12 april 1965. BABI2009 kan dus gezien worden als een input voor de uiteindelijke PSG, opgesteld door de AD Energie en het FPB.

Bovendien wordt er in BABI2009 een brugje gebouwd naar de prospectieve studie elektriciteit (PSE) gezien bij de opstelling van het “BABI2009-planningsscenario” hypothesen van het PSE-referentiescenario overgenomen werden. Het planningsscenario van de BABI2009-studie baseert zich dus deels op het referentiescenario van de PSE.

Model

In BABI2009 wordt gewerkt met het model PEGASUS, ontwikkeld en gebruikt door de CREG. Dit model is geconcipeerd als een evenwichtsmodel voor de aardgasmarkt dat verdere verfijningen kan aanbrengen aan vooruitzichten van de energiebalans. Het simuleert niet enkel jaarevenwichten (zoals in PRIMES gebeurt), maar tevens evenwichten op seizoen/maand en dag/uur basis, en houdt rekening met de ruimtelijke spreiding van de aardgasvraag, met extreme omstandigheden qua bevoorradingszekerheid, het commerciële beleid van de aardgasvervoerders en het portfoliobeheer, ...

PEGASUS modelleert echter niet de dynamiek van de fysieke aardgasstromen in het netwerk. Gezien de detailgegevens over de topologie en technische specificaties nodig voor kalibratie van een netwerkmodel is de netwerkbeheerder het best geplaatst om aardgasstromen te simuleren en zeer gedetailleerd bottlenecks binnenin het vervoersnet te detecteren. Eén van de outputs van PEGASUS is dan de evenwichtsconfiguratie van de entry/exit balans op microniveau voor een referentiedag met lokalisatie van de instroom en de uitstroom. Om dit te kunnen simuleren, is een model nodig dat vraag (aardgas, capaciteit, opslag ...), aanbod (ingangscapaciteit, portfoliobeheer, routekeuze) en bevoorradingszekerheid (criteria, grenswaarden) integreert.

PEGASUS is een bottom-up evenwichtsmodel voor de aardgasmarkt. Aangezien het een partieel evenwichtsmodel (enkel voor aardgas) is, is validatie nodig op basis van de resultaten van energiemodellen zoals PRIMES. Beide modellen (PEGASUS en PRIMES) sluiten elkaar dus niet uit, maar vullen elkaar aan.

Scenario

In BABI2009 wordt een “planningsscenario” ontwikkeld dat als norm wordt gebruikt voor de minimale aardgasvoorziening en de minimale infrastructuurontwikkeling. Dit planningsscenario wordt gesimuleerd onder normale (gemiddelde in 30 jaar) en onder extreme omstandigheden waarvoor evenwicht tussen de behoeften en de voorzieningen behouden moet blijven (omstandigheden die zich statistisch 1 keer in de 20 jaar voordoen). Statistieken tot 2008 worden gebruikt, vooruitzichten starten in 2009.

Omwille van coherentie met de elektriciteitsvooruitzichten beschreven in de PSE worden enkele hypothesen van het PSE-referentiescenario overgenomen. Het betreft voornamelijk macro-economische hypothesen voor de horizon 2008-2020 rond de evolutie van de economische groei in de verschillende sectoren en energieprijzen. Daarentegen stelt BABI2009 dat

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

een grotere marktpenetratie van aardgas in de residentiële en tertiaire sectoren (dan gehanteerd in het PSE-referentiescenario) meer geschikt is vanuit infrastructuurplanning en bevoorradingszekerheid.

Het “planningsscenario” in BABI2009 schrijft zich in in de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie. Net daarom werd dit scenario niet gebruikt om het toekomstige aardgasverbruik in de elektriciteitssector in te schalen. Voor de andere sectoren blijven de vooruitzichten van het planningsscenario wel geldig: hun vooruitzichten werden dan ook hernomen in de PSG.

In wat volgt, wordt het planningsscenario geannoteerd als “BABI2009_Planif”.

4.1.3. Studie over de impact van het Europese Energie-klimaatpakket op het Belgische energetische en economische systeem

Doelstelling

De doelstelling van deze studie, kortweg WP21-08¹¹⁷ genaamd, is de impact analyseren van het Europese Energie-klimaatpakket op het Belgische energetische en economische systeem. Er wordt o.a. een scenario uitgewerkt dat de Europese 20/20-doelstelling vertaalt naar de Belgische context en doorrekent wat de impact zou zijn op het Belgische energetische systeem om tegen 2020 de doelstellingen op het vlak van broeikasgasemissiereductie en hernieuwbare energie te honoreren.

Analysekader

Deze studie analyseert de impact van het pakket op het volledige energetische (en economische) systeem. De selectie wordt dus verruimd en er wordt niet enkel naar de elektriciteitssector gekeken (zoals het geval is in de PSE), maar alle sectoren en alle energievormen komen aan bod. De horizon waartegen de analyses gebeuren, is het jaar 2020.

Model

Het gehanteerde model is het model PRIMES, al uitvoerig besproken in 4.1.1.

Scenario's

De besproken scenario's van de WP21-08 die in het kader van de PSG weerhouden worden, zijn het referentiescenario (in wat volgt geannoteerd als “WP21-08 Ref”) en het 20/20 target scenario (of “WP21-08 20/20”). In beide scenario's starten de vooruitzichten in 2007. Het referentiescenario is gebaseerd op de baseline voor België zoals gepubliceerd door DG TREN (European Commission, Directorate-General for Energy and Transport (2008), European Energy and Transport, Trends to 2030 – Update 2007), mits enkele aanpassingen.

Het 20/20 target scenario is een scenario dat het Energie-klimaatpakket voor België zo goed als mogelijk benadert. Dit betekent dat er voor de ETS een plafond (Eng: cap) gezet wordt op

¹¹⁷ WP21-08 verwijst naar de publicatie van het Federaal Planbureau, met name Bossier et al., *Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy*, WP21-08, november 2008.



Europees niveau en gewerkt wordt met een Carbon Value¹¹⁸ van 33,5 euro/t CO₂, dat de Belgische niet-ETS-sectoren een broeikasgasemissiereductie van 15 % moeten realiseren in 2020 ten opzichte van 2005 met een Carbon Value ter waarde van 25 euro/t CO₂ en dat de hernieuwbare-energie doelstelling voor België ingevuld wordt door 12,3 % van het bruto finaal energieverbruik door hernieuwbare energiebronnen in België te realiseren en het saldo van 0,7 % door flexibiliteitsmechanismen, waarbij een Renewable Value van 49,5 euro/MWh wordt toegepast.

De scenario's die in de WP21-08 zijn bestudeerd, gaan echter uit van de hypothese dat de productie van alle bestaande kerncentrales zal worden stopgezet na 40 jaar activiteit. In oktober 2009 heeft de regering echter aangekondigd de operationele levensduur van de drie oudste Belgische kerncentrales met 10 jaar te verlengen. Dit betekent dat tegen 2020, de tijdshorizon van de PSG, de volledige huidige capaciteit aan kernenergie nog operationeel zal zijn waardoor er een andere evolutie zal zijn voor aardgas in de elektriciteitssector. In deze nieuwe context lijkt het ons nodig bepaalde resultaten van de WP21-08 aan te passen, en meer in het bijzonder de vooruitzichten voor aardgas in de elektriciteitssector in het scenario "WP 21-08 20/20". Het scenario dat voortvloeit uit deze aanpassing wordt verder "20/20 target_Nuc" genoemd.

4.2. Sectorale jaarlijkse aardgasvraag

Na deze situering van de verschillende studies die aan de basis liggen van de kwantitatieve evaluatie van de PSG, wordt in wat volgt de jaarlijkse vraag naar aardgas (de vraag naar moleculen) bestudeerd, onderverdeeld per sector. Er wordt een onderscheid gemaakt naar de sectoren van de eindvraag (industrie, gezinnen en tertiaire sector¹¹⁹) en de sector van de elektriciteits- en stoomproductie. De resultaten van deze laatste sector bieden het voordeel dat ze een brug bouwen tussen de twee prospectieve studies zoals bepaald in de wet van 12 april 1965, enerzijds de prospectieve studie elektriciteit (PSE, december 2009), anderzijds de prospectieve studie aardgas (PSG).

¹¹⁸ Begrippen als Carbon Value, Renewable Value en bruto finaal energieverbruik worden uitvoerig besproken en gedocumenteerd in de publicatie zelf (zie WP21-08, pp. 103-105).

¹¹⁹ Transport wordt niet meegenomen in deze oefening aangezien aardgas een erg klein toepassingsgebied kent binnen de transportsector. Buiten de voertuigen die door gecombineerd aardgas (CNG) worden aangedreven, wordt aardgas nagenoeg niet gebruikt als brandstof voor motorvoertuigen. Perspectieven voor de penetratiegraad van voertuigen op CNG tonen een bescheiden bijdrage (minder dan 1% van de totale aardgasvraag in 2020).

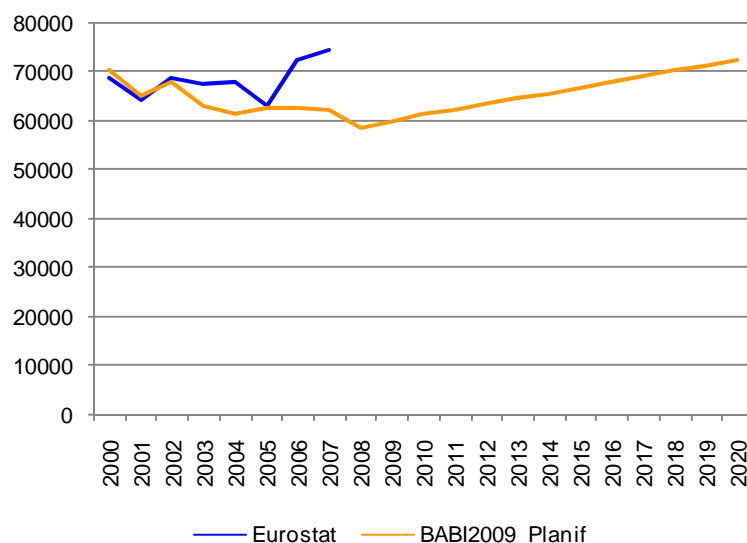
“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

4.2.1. Industrie

Het aardgasverbruik door de industrie¹²⁰ wordt onderverdeeld in energieverbruik (aardgas wordt gebruikt als brandstof) en niet-energieverbruik (aardgas wordt gebruikt als grondstof).

Op basis van de statistieken die door Eurostat¹²¹ zijn gepubliceerd voor de periode 2000-2007, is 35 tot 40 % van het totale jaarlijkse aardgasverbruik bestemd voor de industrie. De vraag naar aardgas door de industrie is opgesplitst op de volgende manier: ongeveer 85 % voor energiedoeleinden en 15 % voor niet-energie-doeleinden. In 2000 bedroeg het totale aardgasverbruik van de industrie 68.850 GWh en in 2007 was dat 74.574 GWh, m.a.w. een groei van 8 % (zie figuur 36). De cijfers voor 2008 zijn nog niet beschikbaar bij Eurostat, maar de voorlopige gegevens die zijn gepubliceerd door Synergrid tonen voor 2008 een daling van het aardgasverbruik door de industrie ten opzichte van 2007 als gevolg van de economische en financiële crisis.

Figuur 36: Recente evolutie van het aardgasverbruik in de industrie en vooruitzichten tegen 2020 volgens het scenario BABI2009_Planif (GWh-CBW)



Bronnen: Eurostat, BABI (2009)

N.B.: in BABI2009 zijn de cijfers tot 2008 waarnemingen.

De studie WP21-08 steunt op de statistieken die zijn gepubliceerd door Eurostat en 2005 is het uitgangspunt van de energievoorzichten die hierin zijn beschreven. Deze vooruitzichten worden slechts elke vijf jaar berekend: 2010, 2015, 2020, enz.

¹²⁰ Industriële installaties aangesloten zowel op het aardgasvervoersnet als op het distributienet.

¹²¹ De statistieken die door Eurostat worden gepubliceerd, zijn gebaseerd op gegevens die zijn berekend en doorgegeven door de AD Energie van FOD Economie.



De studie BABI2009 baseert zich op de statistieken die door Figaz zijn gepubliceerd voor de jaren vóór 2000 en op de meetgegevens van Fluxys voor de jaren na 2000¹²². We kunnen alleen maar vaststellen dat de verbruikscijfers die hieruit voortvloeien, soms aanzienlijk afwijken van de statistieken die door Eurostat zijn gepubliceerd (zie figuur 36).

Hier is 2008 het uitgangspunt van de simulaties. Het planningsscenario van deze studie integreert dan ook de eerste invloeden van de economische en financiële crisis op het aardgasverbruik door de industrie. Het aardgasverbruik van de industrie wordt berekend voor elk jaar van de periode 2009-2020.

Er is echter nog een ander verschil tussen de twee studies, deze keer van methodologische aard, dat de vergelijking van de resultaten tussen de verschillende scenario's bemoeilijkt. Dit verschil is te wijten aan de manier waarop het aardgasverbruik wordt berekend in de warmtekrachtkoppelingssystemen waarvan de geproduceerde stoom wordt verbruikt op de locatie zelf.

In de studie WP21-08¹²³ wordt dit aardgasverbruik toegeschreven aan de elektriciteitssector, terwijl dit in de studie BABI2009 wordt toegewezen aan de industrie, hierbij de rekenkundige conventies van Eurostat volgend. Het verschil tussen de twee benaderingen vertoont daarnaast de tendens om in de loop van de tijd te groeien door de verwachte ontwikkeling van de industriële warmtekrachtkoppeling.

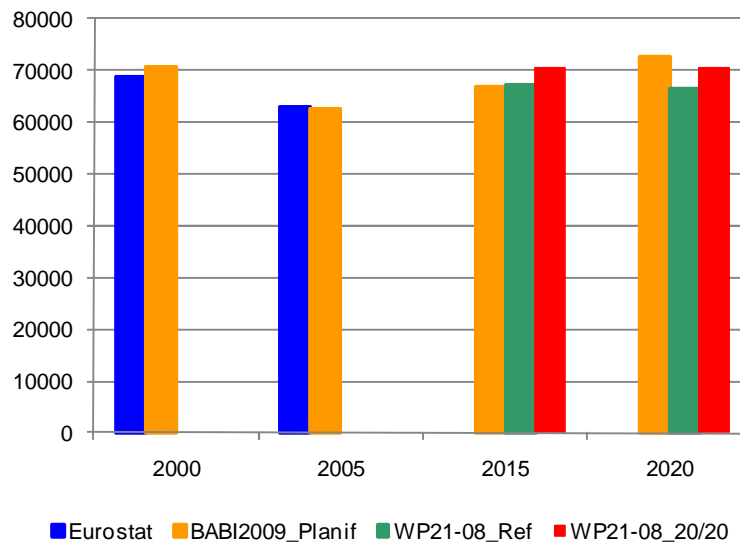
Om de evoluties die in de WP21-08 en de studie BABI2009 zijn beschreven te kunnen vergelijken, werden de eerste aangepast om overeen te stemmen met de rekenkundige methodologie van de tweede. Zo stelt figuur 37 een vergelijkbare basis voor van de evolutievoorzichten van het aardgasverbruik in de industrie in de drie gebruikte scenario's: het planningsscenario van de studie BABI2009, het referentiescenario van de WP21-08 en het scenario 20/20 van de WP21-08.

¹²² Bekrachtigd/eventueel aangevuld door informatie geleverd aan de CREG door de leveranciers.

¹²³ Dit is ook het geval in de PSE.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 37: Evolutie van het aardgasverbruik in de industrie per scenario, 2000-2020 (GWh-CBW)



Bronnen: Eurostat, WP21-08 (2008), BABI (2009), eigen berekeningen

In 2020 verschilt het aardgasverbruik door de industrie naargelang het scenario: 72.680 GWh in het scenario BABI2009_Planif, 66.389 GWh in het scenario WP21-08_Ref en 70.400 GWh in het scenario WP21-08_20/20 (in 2000 bedroeg het verbruik 70.581 GWh en in 2008 58.445 GWh). Het scenario BABI2009_Planif stelt het hoogste verbruiksniveau voor terwijl het scenario WP21-08_Ref het laagste verbruiksniveau toont. Het verschil tussen de twee bedraagt ongeveer 9 %.

Het verschil tussen de eerste twee scenario's is waarschijnlijk toe te schrijven aan de methodologie en aan de evolutie van de relatieve prijzen van aardgas en andere vormen van energie omdat de hypothesen met betrekking tot de groei van de toegevoegde waarde in de negen gemodelleerde industriële sectoren identiek zijn in de twee studies. In de studie BABI2009 wordt verondersteld dat de reële relatieve prijs voor aardgas constant blijft gedurende de projectieperiode, terwijl deze in de studie WP21-08 ongunstig evolueert.

Het verschil tussen de twee laatste scenario's vloeit echter voort uit de reactie van het energiesysteem op de implementatie van het Energie-klimaatpakket: een hogere koolstofprijs gecombineerd met de voorwaarde voor de ontwikkeling van hernieuwbare energie leidt tot, weliswaar beperkte, substituties van elektriciteit en aardolieproducten door aardgas in de industrie.

De paden van de evolutie van het aardgasverbruik in de industrie onderscheiden zich ook tussen de verschillende scenario's. Dit is vooral omdat er in de studie BABI2009 rekening wordt gehouden met de eerste invloeden van de economische en financiële crisis op de industriële activiteit en bijgevolg op haar energieverbruik.



Samengevat, op basis van twee recente studies die voor deze analyse werden gebruikt, zou het aardgasverbruik in de industrie opnieuw moeten toenemen na een periode die afwisselend dalend en nagenoeg stagnerend was. In de drie scenario's zal dit verbruik in 2020 een niveau bereiken dat het niveau dat in 2000 werd genoteerd, zal benaderen (verschil van het verbruik tussen de twee jaren ligt tussen +3 % en -4 %). Deze inhaalbeweging kan worden toegeschreven aan het concurrentievoordeel van aardgas ten opzichte van andere vormen van energie, vooral in de context van het Energie-klimaatpakket en van de hypothesen van economische groei van de industrie, en in het bijzonder van de chemie die alleen verantwoordelijk is voor meer dan de helft van het industriële aardgasverbruik.

4.2.2. Huishoudelijke sector

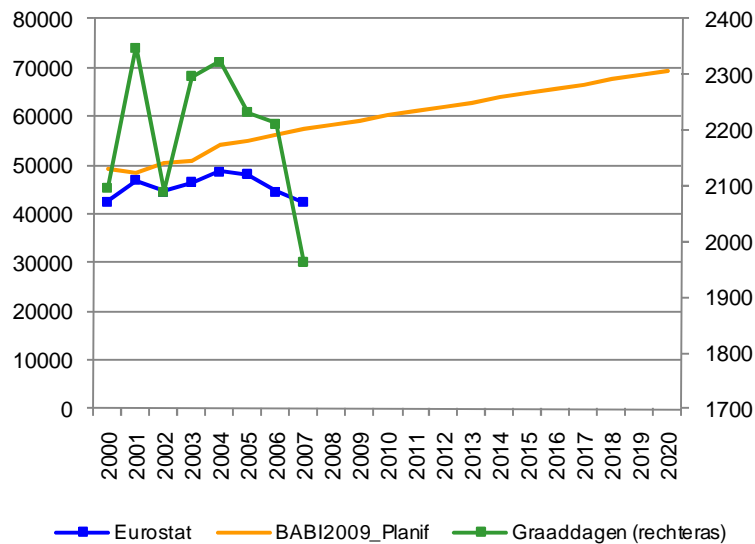
In de huishoudelijke sector wordt aardgas hoofdzakelijk gebruikt voor de verwarming van gebouwen. Het aardgasverbruik is daarom sterk afhankelijk van de temperatuur die in de loop van het jaar worden genoteerd. Andere gebruikstoepassingen zijn de productie van warm water en koken.

Op basis van de statistieken die door Eurostat¹²⁴ zijn gepubliceerd voor de periode 2000-2007, is een kwart van de totale jaarlijkse vraag naar aardgas bedoeld voor de huishoudelijke sector. Het gaat hier over het gemeten verbruik, m.a.w. niet gecorrigeerd voor de temperatuurverschillen. In 2000 bedroeg het aardgasverbruik in de huishoudelijke sector 42.553 GWh en in 2007 42.372 GWh. Na een vrij regelmatige verhoging tussen 2000 en 2005 aan een gemiddeld ritme van 2,5 % per jaar, is het aardgasverbruik tussen 2005 en 2007 gedaald met 12 %. De schommelingen in het verbruik van aardgas weerspiegelen vrij duidelijk het aantal graaddagen en dus de variaties in de behoefte aan verwarming (zie figuur 38).

¹²⁴ De statistieken die door Eurostat worden gepubliceerd, zijn gebaseerd op gegevens die zijn berekend en doorgegeven door de AD Energie van FOD Economie.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 38: Recente evolutie van het aardgasverbruik in de huishoudelijke sector en vooruitzichten tegen 2020 volgens het scenario BABI2009_Planif (GWh-CBW)



Bronnen: Eurostat, Synergrid, BABI (2009)

N.B.: gemeten verbruik voor Eurostat, genormaliseerd verbruik (aantal graaddagen = 2.415) voor het scenario BABI2009_Planif (de cijfers tot 2008 zijn waarnemingen).

Het concept van de graaddag is een indicator van de temperaturomstandigheden in de loop van een bepaald jaar. Hoe hoger het aantal graaddagen gemeten in de loop van een jaar, hoe lager de buitentemperaturen en hoe hoger de behoeften aan verwarming.

De studie WP21-08 vertrekt van de volgende hypothese om het toekomstige energieverbruik gekoppeld aan de verwarming van gebouwen te evalueren: het aantal graaddagen wordt constant verondersteld tijdens de volledige projectieperiode en gelijk aan dat van het jaar 2000, dus 2.097 graaddagen. De studie berust op de statistieken die door Eurostat zijn gepubliceerd en 2005 is het uitgangspunt voor de energievoorzichten die hierin zijn beschreven.

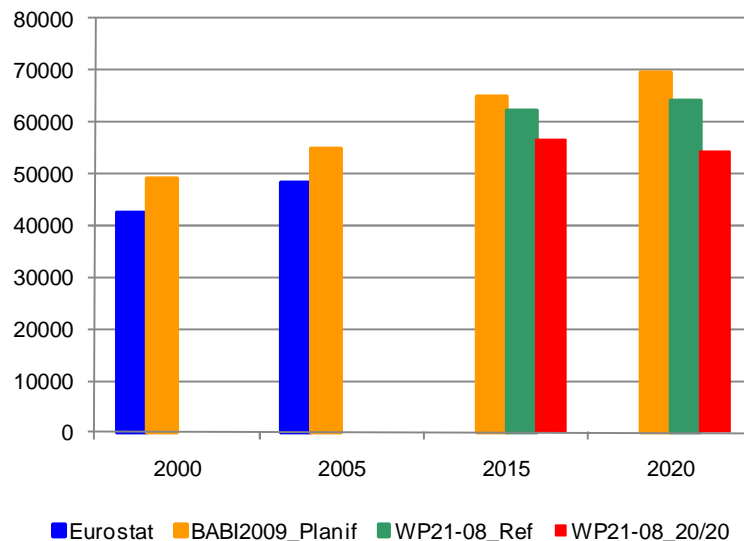
De studie BABI2009 baseert zich op historische afnamegegevens van de openbare distributienetten, gepubliceerd door Figaz en daarna door Synergrid. 2008 vormt het uitgangspunt voor de simulaties; het planningsscenario BABI2009_Planif berekent de evolutie van de vraag naar aardgas in de huishoudelijke sector, genormaliseerd voor de temperatuur. De normalisatie bestaat eruit het gemiddelde te nemen van het aantal graaddagen over de periode 1976-2005 (d.w.z. 30 jaar), ofwel 2.415 graaddagen. Deze keuze verklaart waarom het aardgasverbruik dat is berekend in het scenario BABI2009_Planif hoger is dan het verbruik dat is gemeten voor de periode 2000-2007 (zie figuur 38).

Om de evoluties van het verbruik die zijn beschreven in de WP21-08 en de studie BABI2009 te kunnen vergelijken, werden de eerste herberekend om compatibel te zijn met de normalisatie voor de temperatuur die is gebruikt in de tweede studie.



Figuur 39 vergelijkt de vooruitzichten voor de evolutie van het aardgasverbruik in de huishoudelijke sector van de drie gebruikte scenario's: het planningsscenario van de studie BABI2009, het referentiescenario van de WP21-08 en het scenario 20/20 van de WP21-08.

Figuur 39: Evolutie van het aardgasverbruik in de huishoudelijke sector per scenario, 2000-2020 (GWh-CBW)



Bronnen: Eurostat, WP21-08 (2008), BABI (2009), eigen berekeningen

N.B.: gemeten verbruik voor Eurostat, genormaliseerd verbruik (aantal graaddagen = 2.415) voor de andere curven.

In 2020 varieert het aardgasverbruik van de huishoudelijke sector aanzienlijk naargelang het scenario: 69.454 GWh in het scenario BABI2009_Planif, 64.198 GWh in het scenario WP21-08_Ref en 54.423 GWh in het scenario WP21-08_20/20 (in 2000 bedroeg het genormaliseerde verbruik 49.222 GWh en in 2008 58.343 GWh). Het scenario BABI2009_Planif stelt het hoogste verbruiksniveau voor terwijl het scenario WP21-08_20/20 het laagste verbruiksniveau toont. Het verschil tussen de uiterste waarden van de vooruitzichten is groter dan 20 %, m.a.w. een verschil dat veel hoger ligt dan het verschil dat voor de industrie is berekend.

Het verschil tussen de scenario's BABI2009_planif en WP21-08_Ref is ongetwijfeld te wijten aan de manier waarop de evolutie van het marktaandeel van aardgas in de huishoudelijke sector is gemodelleerd, omdat de demografische vooruitzichten (evolutie van het aantal inwoners en het aantal huishoudens) dezelfde zijn in de twee studies. Het percentage voor de verwarming en aansluiting op aardgas en de penetratiegraad van het distributienet van aardgas zijn waarschijnlijk hoger in de studie BABI2009 dan in de WP21-08. In het scenario WP21-08_Ref wint het marktaandeel van aardgas voor de verwarming, de productie van warm water en het koken 5 procentpunten tussen 2005 en 2020; het percentage gaat van 41 % in 2005 naar 46 % in 2020.

Zoals dat het geval was voor de vraag naar aardgas in de industrie is het verschil in het verbruik tussen de scenario's WP21-08_Ref en WP21-08_20/20 te verklaren door de invloed van de implementatie van het Energie-klimaatpakket op de huishoudelijke sector: een be-

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

langrijkere ontwikkeling van warmtepompen voor verwarming ten koste van verwarmingssystemen op stookolie of aardgas, maar vooral aanzienlijke energiebesparingen door de aanwezigheid van een koolstofprijs.

Samengevat betekent dit dat het aardgasverbruik in de huishoudelijke sector zou moeten blijven toenemen tegen 2020, behalve als er snel beleidsmaatregelen in het kader van het Energie-klimaatpakket worden geïmplementeerd ten voordele van de ontwikkeling van warmtepompen en condensatietetels op aardgas en de isolatie van gebouwen. In dit geval kan het aardgasverbruik in de huishoudelijke sector in de buurt blijven van het niveau van 2005. Indien dat niet het geval is, kan dit verbruik tussen 2005 en 2020 toenemen met 17 % of zelfs met 27 %, afhankelijk van de penetratiegraad van deze energievorm bij de residentiële afnemers.

4.2.3. Tertiaire sector

Net als in de huishoudelijke sector wordt aardgas ook hier hoofdzakelijk gebruikt voor de verwarming van gebouwen. Het aardgasverbruik voor de productie van warm water en om te koken kan echter in bepaalde sectoren aanzienlijk zijn (bijv. in de HORECA).

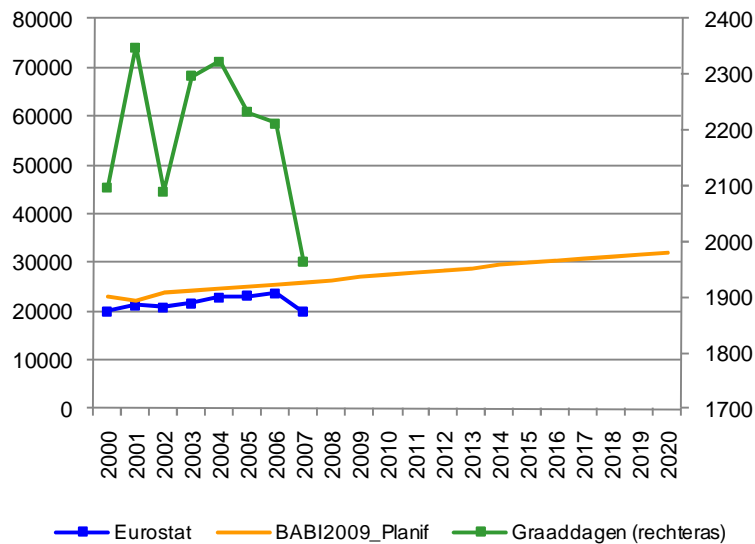
Op basis van de statistieken die door Eurostat¹²⁵ zijn gepubliceerd voor de periode 2000-2007 verbruikt de tertiaire sector ongeveer 13 % van de totale jaarlijkse vraag naar aardgas. Het gaat hier over het effectieve en niet over het genormaliseerde verbruik van deze activiteitensector die winkels, commerciële en niet-commerciële diensten en de landbouw omvat.

In 2000 bedroeg het aardgasverbruik van de tertiaire sector 19.965 GWh en in 2007 19.784 GWh. Na een aanzienlijke verhoging tussen 2000 en 2006 aan een gemiddeld ritme van 2,9 % per jaar is het aardgasverbruik in 2007 sterk gedaald met bijna 17 % ten opzichte van 2006 (zie figuur 40). Zelfs als de correlatie minder sterk is dan in de huishoudelijke sector, varieert het aardgasverbruik van de tertiaire sector afhankelijk van het aantal graaddagen. De daling in het aardgasverbruik in 2007 is te wijten aan het feit dat het een relatief warm jaar was gekenmerkt door meer gematigde verwarmingsbehoeften.

¹²⁵ De statistieken die door Eurostat worden gepubliceerd, zijn gebaseerd op gegevens die zijn berekend en doorgegeven door de AD Energie van FOD Economie.



Figuur 40: Recente evolutie van het aardgasverbruik in de tertiaire sector en vooruitzichten tegen 2020 volgens het scenario BABI2009_Planif (GWh-CBW)



Bronnen: Eurostat, Synergrid, BABI (2009)

N.B.: gemeten verbruik voor Eurostat, genormaliseerd verbruik (aantal graaddagen = 2.415) voor het scenario BABI2009_Planif.

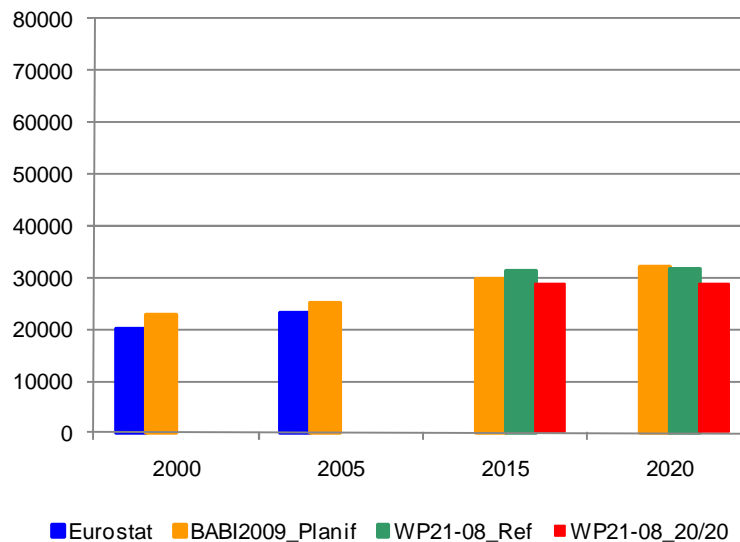
De studie WP21-08 veronderstelt dat het aantal graaddagen constant blijft tijdens de volledige projectieperiode en gelijk is aan het aantal in 2000, dus 2.097 graaddagen. Ze berust op de statistieken die door Eurostat zijn gepubliceerd en 2005 is het uitgangspunt voor de energievoorzichten die hierin zijn beschreven.

De studie BABI2009 baseert zich op historische afnamegegevens van de openbare distributienetten, gepubliceerd door Figaz en daarna door Synergrid. 2008 is het uitgangspunt voor de simulaties; in het planningsscenario BABI2009_Planif wordt de evolutie van de vraag naar aardgas in de tertiaire sector genormaliseerd op basis van een gemiddeld aantal graaddagen van 2.415. Deze keuze verklaart waarom het aardgasverbruik dat is berekend in het scenario BABI2009_Planif hoger is dan het verbruik dat is gemeten voor de periode 2000-2007 (zie figuur 40).

Net als voor de residentiële sector werd het aardgasverbruik van de tertiaire sector zoals beschreven in de WP21-08, herberekend om compatibel te zijn met de normalisatie voor de temperatuur die werd gebruikt in BABI2009. Figuur 41 illustreert de vooruitzichten voor de evolutie van het aardgasverbruik in de tertiaire sector van de drie gebruikte scenario's: het planningsscenario van de studie BABI2009, het referentiescenario van de WP21-08 en het scenario 20/20 van de WP21-08.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 41: Evolutie van het aardgasverbruik in de tertiaire sector per scenario, 2000-2020 (GWh-CBW)



Bronnen: Eurostat, WP21-08 (2008), BABI (2009), eigen berekeningen

N.B.: gemeten verbruik voor Eurostat, genormaliseerd verbruik (aantal graaddagen = 2.415) voor de andere curven.

In 2020 is het aardgasverbruik van de tertiaire sector vergelijkbaar in de scenario's BABI2009_Planif (32.204 GWh) en WP21-08_Ref (31.766 GWh). Ten opzichte van de twee andere scenario's is dit verbruik ongeveer 10 % lager in het scenario WP21-08_20/20 (28.646 GWh). Ter herinnering: het genormaliseerde verbruik bedroeg 22.801 GWh in 2000 en 26.403 GWh in 2008.

Ongeacht het scenario wordt het aardgasverbruik van de tertiaire sector verondersteld te groeien tussen 2005 en 2020 met een groeipercentage dat varieert tussen 29 en 15 % afhankelijk van het scenario. De belangrijkste bepalende factoren van de vraag naar aardgas in deze sector zijn de groei van de economische activiteit (die identiek is in de drie scenario's), de relatieve prijs van aardgas en de stimulansen tot het verminderen van het energieverbruik. Het is dit laatste bepalende element dat het scenario WP21-08_20/20 onderscheidt van de twee andere omdat de realisatie van de doelstellingen van het Energie-klimaatpakket een grotere beheersing vereist van het energieverbruik, waaronder aardgas, in de tertiaire sector.

Samengevat zou het aardgasverbruik tegen 2020 moeten stijgen in de tertiaire sector, maar zou het groeipercentage van de vraag aanzienlijk kunnen worden beperkt door de implementatie van het Energie-klimaatpakket: van 29 % in het plannings- of referentiescenario kan dit slechts 15 % bedragen tussen 2005 en 2020 als er snel ambitieuze energiebesparende beleidsmaatregelen worden geïmplementeerd.



4.2.4. Elektriciteits- en stoomproductie

In de elektriciteits- en stoomproductiesector is aardgas een belangrijke speler. Hoewel in het midden van vorige eeuw het gebruik van aardgas als brandstof voor de productie van elektriciteit nog uit den boze was, zijn de zaken vandaag grondig gewijzigd. In 2008 beliep het aandeel van de Belgische elektriciteitsproductie op basis van aardgas 27 %.

Op basis van de statistieken gepubliceerd door Eurostat¹²⁶ is het aandeel van de elektriciteitssector in het totale jaarlijkse aardgasverbruik gestegen van 24 % in 2000 naar 29 % in 2007. De sterkste groei in aardgasverbruik aan de start van het millennium komt dus op naam van de elektriciteitsproductie: van 41.002 GWh in 2000 is deze consumptie gestegen tot 55.527 GWh, wat een toename vertegenwoordigt met 35 % in 7 jaar tijd. Deze evolutie kan verklaard worden door het feit dat het overgrote deel van de investeringen in elektriciteitsproductiecapaciteit die in deze periode hebben plaatsgevonden centrales op basis van aardgas betrof.

In wat volgt, gaan we via een selectie van indicatoren het belang van aardgas na in de sector van de elektriciteits- en stoomproductie. Dat gebeurt aan de hand van een aantal scenario's. In een eerste fase worden enkele scenario's van de PSE bekeken en worden er lessen getrokken op vlak van aardgas. Ter herinnering: hoewel het model PRIMES dat ingezet werd in de algemene analyse van de PSE een gedeeltelijk evenwichtsmodel is voor alle energievormen (dus ook voor aardgas) en alle sectoren, werd in de PSE enkel de elektriciteitssector geanalyseerd. Net daarom bekijken we in dit deeltje de elektriciteitssector, en meer bepaald het gebruik van aardgas binnen de elektriciteitssector, via de PSE-scenario's.

Naast deze eerste vergelijking gaan we verder met een comparatieve evaluatie tussen drie geselecteerde PSE-scenario's (het Base_Nuc-scenario en scenario's die de minimum- en maximumwaarde vertegenwoordigen voor wat betreft aardgasgerelateerde indicatoren) en het 20/20 target_Nuc-scenario dat het FPB geschat heeft op basis van het WP21-08 20/20 targetscenario naar aanleiding van de recente verklaring van de regering (oktober 2009) rond de werkingsduurverlenging van de 3 oudste nucleaire reactoren.

¹²⁶ De statistieken die door Eurostat worden gepubliceerd, zijn gebaseerd op gegevens die zijn berekend en doorgegeven door de AD Energie van FOD Economie.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

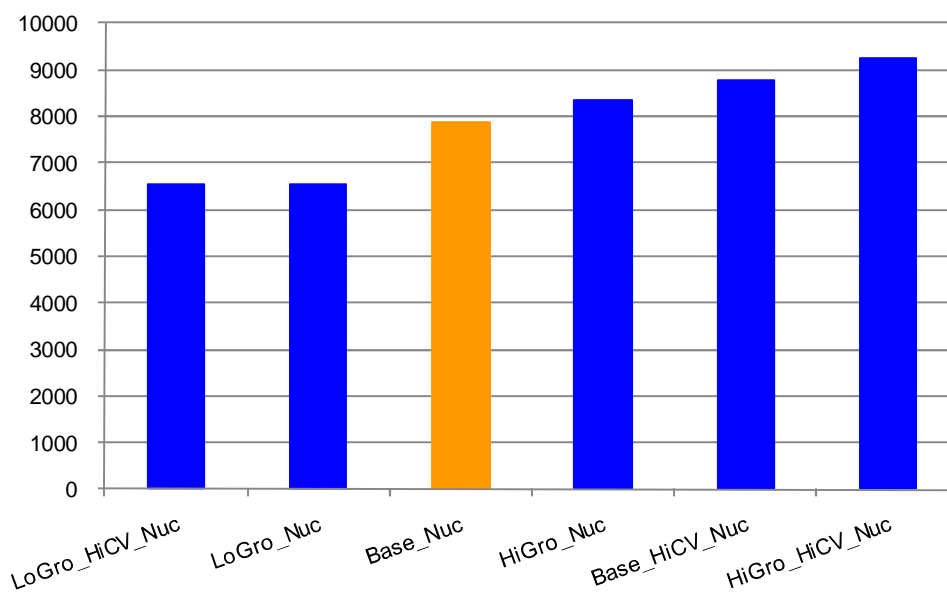
Impact van de sluiting van de kerncentrales op de aardgassector

Aangezien de verklaring van de federale regering betreffende de verlenging van de levensduur van de drie oudste Belgische kerncentrales niet werd bekrachtigd¹²⁷, wordt de impact van de integrale toepassing van de wet van 31 januari 2003 nagegaan in bijlage 2.

Geïnstalleerde capaciteit en productie in aardgasgestookte centrales

Vooreerst bekijken we de totale geïnstalleerde capaciteit aan aardgasgestookte centrales. Onder deze noemer valt een amalgaam aan centrales, gaande van STEG-centrales, gasturbines en -motoren tot stoomturbines, al dan niet met warmtekrachtkoppeling¹²⁸ en al dan niet gecentraliseerd.

Figuur 42: Totale geïnstalleerde capaciteit aan aardgasgestookte centrales, vergelijking PSE-scenario's, 2020 (MW)



Bron: PSE (2009)

N.B.: de geïnstalleerde capaciteit aan aardgasgestookte centrales (inclusief WKK) was ongeveer 6.000 MW op het einde van 2008.

¹²⁷ De dato juli 2011.

¹²⁸ Hier vallen ook de WKK's onder in beheer van de industrie.



Figuur 41 geeft de geïnstalleerde capaciteit weer in 2020, of de som van al bestaande en draaiende centrales die nog steeds functioneren in 2020 en nieuwe investeringen die gaandeweg in gebruik worden genomen vanaf 2006.

Wat opvalt, is de enorme variatie tussen de verschillende scenario's. De meest extreme waarde wordt ingenomen door het HiGro_HiCV_Nuc-scenario, een scenario waarbij de elektriciteitsvraag sterk toeneemt en een ambitieus klimaatbeleid in voege treedt. In dergelijk scenario wordt resoluut gekozen voor aardgas als voorkeursfossiele brandstof. Een toename van drie kwart aan capaciteit kan vastgesteld worden: vertrekkend van 5.300 MW in 2005 loopt de totale geïnstalleerde aardgascapaciteit in 2020 op tot 9.300 MW. De verwachte capaciteitstoename bedraagt aldus 4.000 MW.

Het scenario dat de laagste capaciteit vertegenwoordigt, is het LoGro_(HiCV_)Nuc-scenario¹²⁹. Omdat dit scenario kan teren op een hoge energie-efficiëntie en een lagere elektriciteitsvraag, is het niet verwonderlijk dat de elektrische capaciteit op aardgas hier het laagst is. In dit scenario wordt een groei vastgesteld van 1.200 MW overheen de periode 2006-2020.

Dit cijfer is kleiner dan de investeringen die al gerealiseerd werden of met voldoende zekerheid gepland zijn op het einde van 2009 (zie PSE).

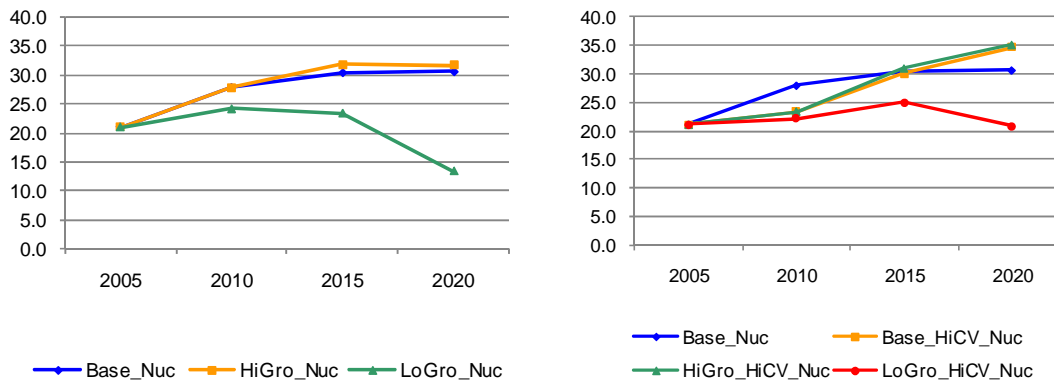
Alle andere scenario's bevinden zich dan tussen deze extremen (binnen het interval 6.500 en 9.300 MW). Het Base_Nuc-scenario komt uit op 7.900 MW, wat een toename van 2.600 MW vertegenwoordigt ten opzichte van 2005.

Naast de capaciteit is het eveneens instructief te kijken naar de elektriciteitsproductie gegenereerd door de aardgasgestookte centrales. In 2020 loopt deze van 13,4 tot 35,2 TWh naargelang het scenario, met de waarde van het Base_Nuc-scenario eerder aan de bovenkant van de vork (30,6 TWh). Naar analogie met de capaciteitsanalyse wordt de laagste waarde ingenomen door het LoGro_Nuc-scenario, de hoogste waarde door het HiGro_HiCV_Nuc-scenario. Op te merken valt echter dat de gebruiksratio varieert naargelang het scenario.

¹²⁹ Gezien de resultaten van de scenario's LoGro_Nuc en LoGro_HiCV_Nuc samenvallen dan wel heel erg dicht bij elkaar aanleunen (verschillen kleiner dan 1%), wordt in wat volgt gekozen te werken met één enkel 'minimum'-scenario, nl. LoGro_Nuc.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 43: Elektriciteitsproductie op basis van aardgas, vergelijking PSE-scenario's¹³⁰, evolutie 2005-2020 (TWh)



Bron: PSE (2009)

Naast deze analyse op basis van de PSE werd ook een vergelijking gemaakt op basis van resultaten van andere studies/scenario's. Deze vergelijking combineert de PSE-scenario's die de meest extreme waarden vertegenwoordigen, het PSE-Base_Nuc-scenario en het 20/20 target_Nuc-scenario.

De meest extreme waarden van de PSE vormen ook de capaciteitsgrenzen van de uitgebreide selectie aan scenario's.

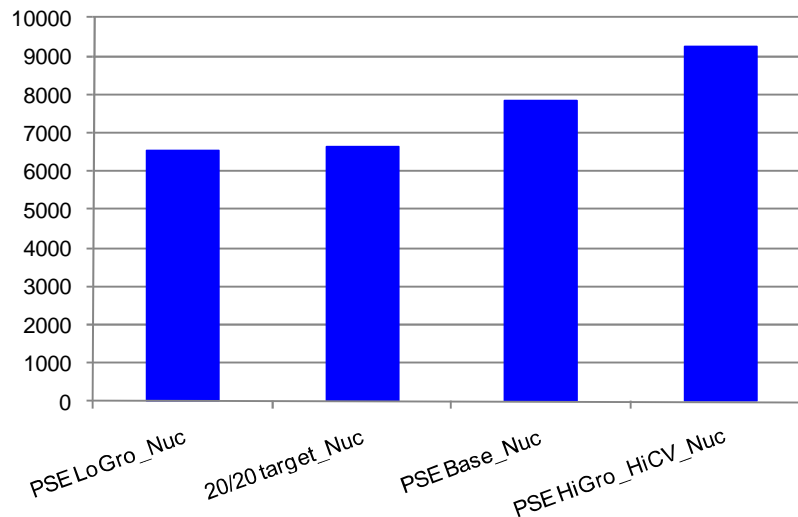
Het 20/20 target_Nuc-scenario gebaseerd op WP21-08 bevindt zich onder het PSE-Base_Nuc-scenario. Dat is toe te schrijven aan het feit dat in het 20/20 target_Nuc-scenario een dubbele doelstelling wordt gesimuleerd die het gebruik van fossiele brandstoffen penaliseert, waarbij de elektriciteitsvraag lager is op middellange termijn¹³¹ (ongeveer 5 % lager) en er eveneens meer elektriciteit geproduceerd wordt door hernieuwbare energiebronnen. De netto-invoer in dit scenario ligt ook iets hoger (5,9 TWh) dan verondersteld in het Base_Nuc-scenario van de PSE, zijnde 3,8 TWh.

¹³⁰ Gezien in de PSG gekozen wordt te werken met 6 scenario's uit de PSE (meer bepaald deze waarin de hypothese rond werkingsduurverlenging van de drie oudste kerncentrales wordt gerespecteerd), leek het ons overzichtelijker dit aantal op te delen in 2 categorieën op basis van de ambitie rond klimaatbeleid en elk van deze categorieën voor te stellen in een afzonderlijke figuur. Omwille van het vergelijkingsaspect wordt elke figuur op dezelfde schaal weergegeven en wordt de waarde van het Base_Nuc-scenario afgebeeld.

¹³¹ Dit effect speelt enkel op korte en middellange termijn gezien het elektriciteitsproductiepark een lange tijdsconstante heeft, waardoor investeringen gemiddeld 20 à 30 jaar meegaan (zie ook PSE).



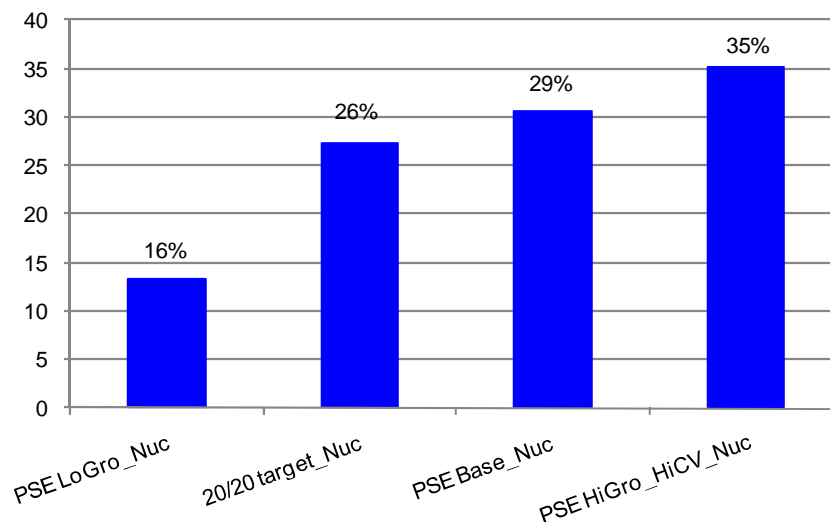
Figuur 44: Totale geïnstalleerde capaciteit aan aardgasgestookte centrales, verschillende scenario's, 2020 (MW)



Bronnen: PSE (2009), WP21-08 (2008), eigen berekeningen

Naast deze vermogensvergelijking kan er eveneens een vergelijking gemaakt worden op basis van elektriciteitsproductie. De rangschikking is conform met de capaciteitsvolgorde.

Figuur 45: Elektriciteitsproductie op basis van aardgas, verschillende scenario's, 2020 (TWh)



Bronnen: PSE (2009), WP21-08 (2008), eigen berekeningen

N.B.: de percentages boven de balkjes in de figuur geven het aandeel weer van aardgasgestookte centrales in de totale elektriciteitsproductie.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

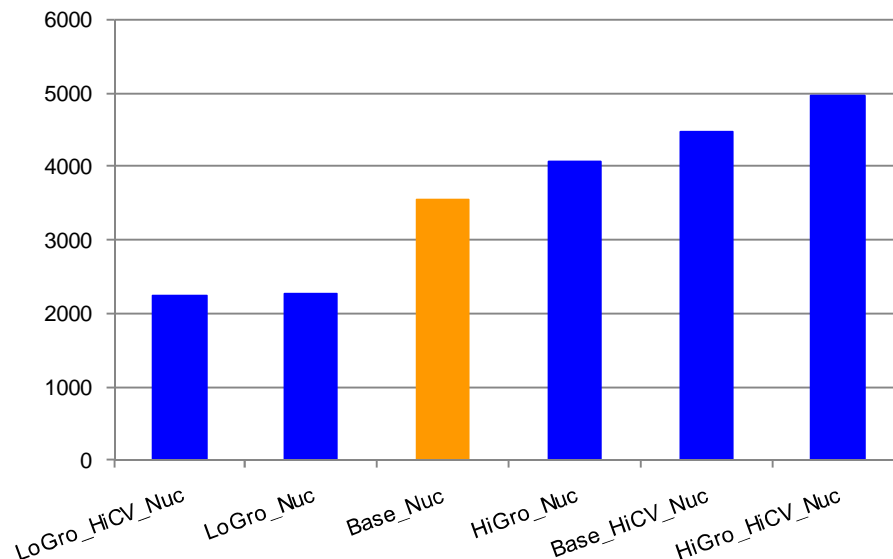
Investeringen in elektriciteitscentrales op aardgas

Het vermogen zoals voorgesteld in figuur 42 en figuur 44 moet uiteraard voorzien worden. Startend vanaf een vermogen in het basisjaar (2005) wordt de eindcapaciteit in 2020 bereikt via investeringen. In dit deeltje houden we deze investeringen tegen het licht en gaan we op zoek naar discrepanties in investeringen tussen de verschillende (PSE-) scenario's.

Figuur 45 toont de investeringen in aardgasgestookte centrales, gecumuleerd over de periode 2006-2020, voor de verschillende PSE-scenario's. In het Base_Nuc-scenario loopt de gecumuleerde investering op tot 3 600 MW overheen de periode. Binnen deze investeringen speelt de groep van STEG-centrales een belangrijke rol wegens hun omvang (minstens 400 MW) en hun werking (beschikbaarheid, gebruikratio, etc.). In het Base_Nuc-scenario vertegenwoordigen investeringen in deze STEG's 70 % van de gecumuleerde aardgasgebaseerde investeringen.



Figuur 46: Gecumuleerde investeringen in aardgasgestookte centrales over de periode 2006-2020, vergelijking PSE-scenario's (MW)



Bron: PSE (2009)

De vork waartussen de verschillende PSE-scenario's zich bevinden, wordt gevormd door het LoGro_(HiCV_)Nuc-scenario en het HiGro_HiCV_Nuc-scenario, niet verwonderlijk de scenario's die ook de extremen voorstelden in figuur 42. De laagste waarde bedraagt 2.200 MW, de hoogste 5.000 MW.

Het verschil tussen de som van de bestaande capaciteit in 2005 en de gecumuleerde investeringen, en de totale geïnstalleerde capaciteit in 2020 wordt uitgemaakt door de buitendienststellingen. In alle PSE-scenario's wordt ongeveer 1.020 MW buiten dienst gesteld over de looptijd van de studie.

Aardgasverbruik

Wanneer we vervolgens kijken naar het aardgasverbruik van de elektriciteitssector in de PSE merken we grote verschillen tussen de verschillende scenario's. In 2020 schommelt het verbruik tussen 37.300 en 79.000 GWh. Dat betekent dat het toekomstige aardgasverbruik sterk afhankelijk is van de groei van de vraag naar elektriciteit en van het gevoerde klimaatbeleid.

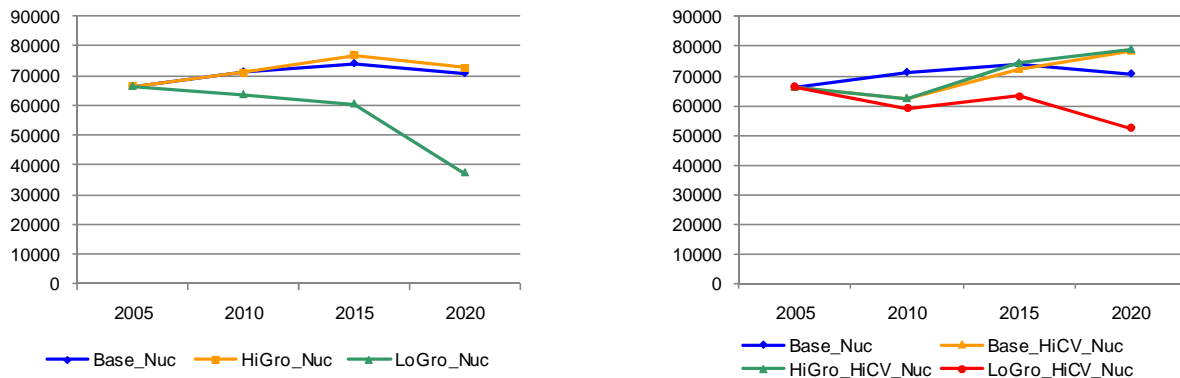
In het Base_Nuc-scenario wordt een aardgasverbruik genoteerd van 70.700 GWh. Vertrekend van 66.000 GWh in 2005 betekent dit een gemiddelde jaarlijkse toename van de aardgasbehoefte voor de productie van elektriciteit en stoom met 0,4 % tot 2020.

Overheen de gekozen set van PSE-scenario's kunnen we stellen dat de laagste aardgasbehoeften worden waargenomen in de scenario's waar de vraag naar elektriciteit lager is dan in

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

het Base_Nuc-scenario. De hoogste waarden zijn terug te vinden in de scenario's waar de elektriciteitsvraag en/of de koolstofprijs hoger is dan in het Base_Nuc-scenario.

Figuur 47: Aardgasbehoefte van elektriciteitscentrales, evolutie 2005-2020, vergelijking PSE-scenario's (GWh-CBW)



Bron: PSE (2009)

De kloof tussen de minimum- en maximumwaarde is aanzienlijk en bedraagt 41.600 GWh. Deze kloof is groter dan het verbruik zelf in het minimumscenario. In termen van gemiddelde jaarlijkse groei betekent dit een erg verschillende uitgangspositie: in het minimumgeval spreken we over een gemiddelde jaarlijkse afname van de aardgasbehoefte met 3,8 %, terwijl we in het maximumscenario een gemiddelde jaarlijkse groei van de aardgasbehoefte vaststelt met 1,2 %.

Wanneer we de PSE-cijfers naast de resultaten van de andere studies plaatsen, is het voor eerst nodig over cijfers te beschikken die een vergelijking in termen van aardgasverbruik mogelijk maken. Zo brengen de WP21-08 en de PSE langs de ene kant en BABI2009 langs de andere kant het aardgas dat verbrand wordt in de WKK-installaties beheerd door de industrie op een verschillende manier in rekening. In de twee eerste studies omvatten de aardgasbehoefte van de elektriciteitscentrales het aardgasverbruik in alle WKK-installaties (ook deze in beheer van de industrie). Dat is verschillend voor de BABI2009-studie waar WKK's in beheer van de industrie in de sector industrie ondergebracht worden. Dit verschil in berekening van het verbruikte aardgas in industriële WKK-eenheden heeft geen belang voor de vergelijkende analyse van de vooruitzichten voor het aardgasverbruik in de elektriciteitssector omdat de resultaten van BABI2009 niet worden gebruikt. Er moet echter rekening mee worden gehouden om dubbeltellingen te vermijden bij de evaluatie van de totale vraag naar aardgas (zie 4.2.5).

Daarom werden de vooruitzichten voor aardgasverbruik in de WP21-08 en PSE herberekend teneinde hen verenigbaar te maken met de allocatiemethodologie zoals gebruikt in BABI2009 (zie figuur 48 en figuur 49¹³²).

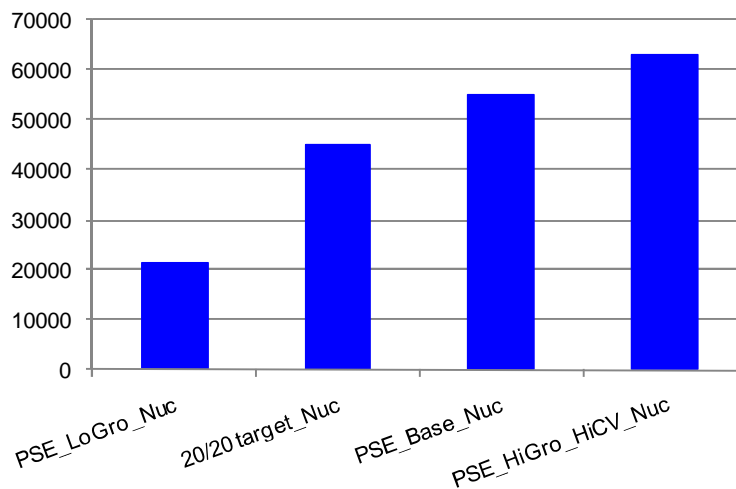
¹³² Om dit te doen, moet het aardgasverbruik van industriële WKK's in de PSE en de WP21-08 afgetrokken worden van de aardgasconsumptie van de elektriciteitscentrales en toebedeeld aan de sector industrie. Deze consumptie is met andere woorden terug te vinden in de analyse van de eindvraag.



Wanneer we vervolgens overgaan tot de analyse van de resultaten, merken we dat de resultaten zeer vergelijkbaar zijn met deze voorgesteld in figuur 45. Ook hier verschillen het PSE-Base_Nuc-scenario en het 20/20 target_Nuc-scenario. Dit verschil wordt verklaard door de implementatie van klimaatbeleids- en hernieuwbare-energiedoelstellingen in het 20/20 target_Nuc-scenario (waardoor de productie op basis van hernieuwbare energie toeneemt en de elektriciteitsdeur op een kier staat voor steenkool), met daaruit resulterende vraagdaling evenals, maar in mindere mate, door het verschil in netto-elektriciteitsinvoer tussen beide scenario's.

De vork waartussen de aardgasbehoefte van de elektriciteitssector zich in 2020 bevinden, strekt zich uit tussen 22.000 en 63.000 GWh.

Figuur 48: Aardgasbehoefte van elektriciteitscentrales, 2020, verschillende scenario's (GWh-CBW)

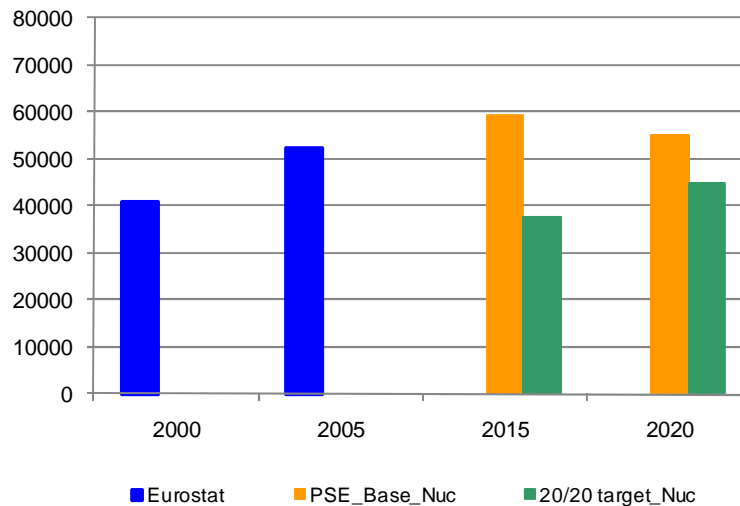


Bronnen: PSE (2009), WP21-08 (2008), eigen berekeningen

Figuur 49 geeft een bijkomend beeld. Deze figuur herneemt een deel van figuur 48, maar vult deze verder aan met statistieken voor de jaren 2000 en 2005 en geeft ook tussentijdse resultaten voor 2015.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 49: Statistieken en vooruitzichten van aardgasbehoefte van elektriciteitscentrales, vergelijking Eurostat en verschillende studies, evolutie 2000-2020 (GWh-CBW)



Bronnen: Eurostat, PRIMES, PSE (2009), WP21-08 (2008), eigen berekeningen

Samengevat kan gesteld worden dat het aardgasverbruik van de elektriciteitssector een sterk contrasterende evolutie kent afhankelijk van het gekozen scenario¹³³. Op het einde van de projectieperiode kan de behoefte aan aardgas als brandstof voor elektriciteit en stoom dan ook variëren van een scherpe daling met 60 % tot een stijging met 20 % tov 2005. We merken dat de variabelen elektriciteitsvraag, energie-efficiëntiemaatregelen, netto-elektriciteitsinvoer, klimaatbeleid en hernieuwbare-energiedoelstelling een centrale rol spelen in het bepalen van de aardgasbehoeften van de elektriciteitssector.

Algemeen kunnen we stellen dat, ceteris paribus, hoe lager de elektriciteitsvraag (wegens lagere economische groei, hogere efficiëntie of implementatie van klimaatbeleidsdoelstellingen) en/of hoe hoger de netto-invoer, hoe lager de behoefte aan aardgas; implementatie van een hernieuwbare-energiedoelstelling (in samenspraak met klimaatbeleid) veroorzaakt eveneens een daling in de aardgasbehoefte voor elektriciteitsproductie.

¹³³ Een dergelijk contrast is niet enkel inherent aan onzekerheden rond de middellangetermijnevolutie, ook op korte termijn kan het verbruik behoorlijk schommelen: zo liep het aardgasverbruik in de elektriciteitssector in 2009 op tot 64.300 GWh terwijl het in 2008 slechts 54.700 GWh beliep.



4.2.5. Totale vraag naar aardgas

De vooruitzichten van de evolutie van het totale jaarlijkse aardgasverbruik in België tot 2020 worden afgebeeld in figuur 50. Twee evoluties worden voorgesteld: de eerste is de evolutie die komt uit het scenario 20/20 target_Nuc¹³⁴, de tweede resulteert uit de som van de vooruitzichten van het aardgasverbruik in de industrie en de huishoudelijke en tertiaire sectoren afkomstig van het scenario BABI2009_Planif en de vooruitzichten voor het aardgasverbruik in de elektriciteitssector berekend in het scenario PSE_Base_Nuc. Deze tweede evolutie wordt genoteerd als BABI2009+PSE_Base_Nuc. Als de samenhang tussen de studies BABI2009 en PSE niet op alle niveaus wordt gegarandeerd, berusten ze beide op dezelfde macro-economische hypothesen en vullen ze elkaar aan omdat de eerste studie geen vooruitzichten biedt voor het aardgasverbruik in de elektriciteitssector rekening houdend met de verlenging van de levensduur van de drie oudste kerncentrales met 10 jaar en omdat de tweede studie zich enkel richt op de elektriciteitssector.

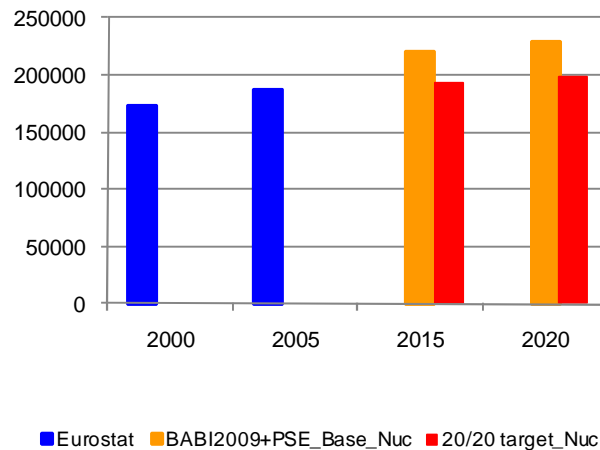
Het totale jaarverbruik van aardgas stijgt in elk scenario. De toename is het belangrijkste in het scenario BABI2009+PSE_Base_Nuc: hier neemt de vraag naar aardgas toe met 18 % tussen 2005 en 2020, m.a.w. een gemiddelde jaarlijkse groeipercentage van 1,1 %. Dit staat voor een stijging van ongeveer 38.300 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008.

In het scenario 20/20 target_Nuc neemt het totale jaarverbruik van aardgas matig toe. Dit scenario houdt rekening met de doelstellingen voor de vermindering van broeikasgasemissies en de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen in 2020, zoals gedefinieerd in het wetgevende Energie-klimaatpakket dat in april 2009 werd aangenomen. De vraag naar aardgas stijgt met 2 % tussen 2005 en 2020, m.a.w. een gemiddeld jaarlijks groeipercentage van 0,1 %. De stijging bedraagt ongeveer 8.000 GWh ten opzichte van het verbruik in 2008.

¹³⁴ Aangezien de normalisering voor de temperatuur en de evolutie van de nucleaire elektriciteitsproductie verschillen van de hypothesen die zijn gebruikt in de studie WP21-08, wijken de vooruitzichten met betrekking tot scenario 20/20 target_Nuc die zijn voorgesteld in figuur 50 iets af van de vooruitzichten die in de WP21-08 zijn gepubliceerd.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 50: Evolutie van het totale jaarverbruik van aardgas per scenario, 2000-2020 (GWh-CBW)



Bronnen: Eurostat, WP21-08 (2008), BABI (2009), PSE (2009) eigen berekeningen

N.B.: - gemeten verbruik voor Eurostat, genormaliseerd verbruik (aantal graaddagen = 2.415) voor de scenario's;
- het scenario BABI2009+PSE_Base_Nuc combineert de evoluties van het scenario BABI2009_Planif voor het aardgasverbruik in de industrie en de huishoudelijke en tertiaire sectoren met de evolutie van het scenario PSE_Base_Nuc voor het verbruik van aardgas in de elektriciteitssector.

In het vervolg van dit hoofdstuk zal het scenario BABI2009+PSE_Base_Nuc dienst doen als uitgangspunt (of referentiepunt) voor de evaluatie van de sectorale vraag naar L- en H-gas en de behoeften aan seizoensbalancerings. Deze keuze wordt gerechtvaardigd vanuit het standpunt van de bevoorradingszekerheid omdat dit scenario de hoogste vooruitzichten voor aardgasverbruik voorstelt voor de periode 2009-2020.

4.2.6. Sectorale en totale vraag naar L- en H-gas

Dit hoofdstuk belicht de opsplitsing van de vraag naar aardgas tussen H- en L-gas tegen 2020. De hieronder voorgestelde cijfers zijn hoofdzakelijk gebaseerd op de informatie en resultaten in de BABI2009-studie.

Vooraleer we deze cijfers voorstellen, moeten we de onderliggende hypothesen van de opsplitsing toelichten:

- er is geen enkele omschakeling tussen H- en L-gas in de huidige irrigatiegebieden (2008) voor de bevoorrading van de huishoudelijke, tertiaire en industriële sectoren;
- alle nieuwe productie-eenheden van elektriciteit worden bevoorrad met H-gas. Dit betekent dat een voortzetting van de bevoorrading met H-gas wordt voorzien voor de provincies Limburg en Antwerpen.



Tabel 24 toont de opsplitsing tussen H- en L-gas van het sectorale aardgasverbruik in 2008, 2015 en 2020 volgens het scenario BABI2009+PSE_Base_Nuc.

Tabel 24: Sectoraal verbruik van aardgas, L-gas vs. H-gas, BABI2009+PSE_Base_Nuc-scenario, 2008-2020

	2008			2015			2020		
	H-gas	L-gas	% L-gas	H-gas	L-gas	% L-gas	H-gas	L-gas	% L-gas
	GWh	GWh		GWh	GWh		GWh	GWh	
Huishoudelijke sector	31.807	26.536	45 %	35.698	29.067	45 %	38.572	30.882	44 %
Tertiaire sector	13.031	13.372	51 %	14.753	15.146	51 %	15.888	16.316	51 %
Industrie	49.099	9.346	16 %	56.360	10.667	16 %	61.146	11.534	16 %
Elektriciteitssector	53.382	12.38	2 %	58.338	1.118	2 %	53.984	927	1 %
Totaal	147.319	50.492	26 %	165.149	55.998	24 %	169.590	59.659	25 %

Bronnen: BABI (2009), PSE (2009), eigen berekeningen

N.B.: het verbruik van de huishoudelijke en tertiaire sectoren wordt genormaliseerd voor de temperatuur (aantal graaddagen = 2.415).

Het H-gasverbruik van de huishoudens stijgt iets meer tussen 2008 en 2020 dan het L-gasverbruik: 21 % tegenover 16 %. Dit verschil is te wijten aan het feit dat het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en de stad Antwerpen die volledig worden bevoorrad met L-gas, al nagenoeg verzadigd waren in 2008. De gebieden met H-gas hebben echter nog uitbreidingsmogelijkheden. Ondanks dit verschil blijft het aandeel van L-gas in de huishoudelijke sector belangrijk: het wordt geschat op 44 % in 2020 tegenover 45 % in 2008.

In de tertiaire sector en de industrie neemt het verbruik van L- en H-gas toe aan hetzelfde ritme: respectievelijk +22 % en +16 % tussen 2008 en 2020. De vraag naar aardgas door de tertiaire sector is en blijft eveneens opgesplitst tussen de twee types aardgas (49 % voor H-gas en 51 % voor L-gas). De industrie verbruikt echter hoofdzakelijk H-gas, wat instaat voor 84 % van de behoeften van deze sector.

Het onevenwicht tussen H- en L-gas is nog opvallender in de elektriciteitssector. Het aandeel van L-gas in het totale aardgasverbruik van deze sector bedraagt momenteel 2 % en zal niet meer dan 1 % zijn in 2020. Er is slechts één gecentraliseerde productie-eenheid (Mol) en enkele warmtekrachtkoppelingseenheden die worden bevoorrad met L-gas. Bovendien werd verondersteld dat alle nieuwe gascentrales H-gas zouden gebruiken. De vraag naar H-gas stijgt met 1 % tussen 2008 en 2020 terwijl de vraag naar L-gas daalt met 25 %.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De sectorale evoluties voor L- en H-gas uit zich op de volgende manier voor de totale vraag, d.w.z. alle sectoren samen, in het scenario BABI2009+PSE_Base_Nuc:

- het L-gasverbruik in België stijgt met 18 % tussen 2008 en 2020, d.w.z. een gemiddelde groei van 1,4 % per jaar over deze periode;
- het H-gasverbruik in België stijgt met 15 % tussen 2008 en 2020, d.w.z. een gemiddelde groei van 1,2 % per jaar over deze periode;
- de vraag naar L-gas in België vertegenwoordigt een kwart van de totale jaarlijkse vraag en dit percentage blijft nagenoeg constant gedurende de projectieperiode.

4.3. Seizoensgebonden vraag en balanceringsbehoeften

De vooruitzichten voor het totale jaarlijkse aardgasverbruik volstaan niet om de graad van aardgasbevoorradingszekerheid tegen 2020 volledig te evalueren. De belangrijke aanwending van aardgas voor de verwarming van gebouwen leidt tot grote schommelingen in het aardgasverbruik tussen de seizoenen. Deze schommelingen vereisen een balancering tussen de winter en de zomer. Voor H-gas wordt de seizoensbalancering gedeeltelijk voorzien door de ondergrondse aardgasopslag van Loenhout. België heeft geen opslagcapaciteiten voor L-gas. Daarom moet het invoerprofiel van L-gas overeenkomen met het seizoensprofiel. Dit vereist een grote flexibiliteit in de bevoorradingscontracten.

Dit hoofdstuk stelt de maandelijkse schommelingen voor van de vraag naar aardgas in het scenario BABI2009+PSE_Base_Nuc en beschrijft de overeenkomende behoeften op het vlak van seizoensbalancering. De analyse is gericht op het jaar 2020 en maakt een onderscheid tussen H-gas en L-gas.

Deze analyse is volledig gebaseerd op de analyse die is uiteengezet in sectie 6.2 van de studie BABI2009. Omdat de seizoensgebonden schommelingen vooral het gevolg zijn van de variabiliteit van de behoeften voor verwarming worden de behoeften aan seizoensbalancering geschat voor de afnamen op de distributienetten¹³⁵. Daarnaast houdt de evaluatie rekening met de werkzaamheden die door Fluxys worden ondernomen om de opslagcapaciteit van Loenhout uit te breiden en die het mogelijk zullen maken om de nuttige opslagcapaciteit te vergroten van 600 Mm³ (situatie begin 2008) tot 700 Mm³ in 2011¹³⁶. Tot slot worden de behoeften aan seizoensbalancering gesimuleerd voor twee temperatuurprofielen:

- een "normaal" temperatuurprofiel dat het profiel is dat in hoofdstuk 3 wordt gebruikt, nl. het gemiddelde temperatuurprofiel over de periode van 30 jaar van 1976 tot 2005. Dit profiel is overgenomen in figuur 51 en komt overeen met 2.415 graaddagen op jaarbasis;

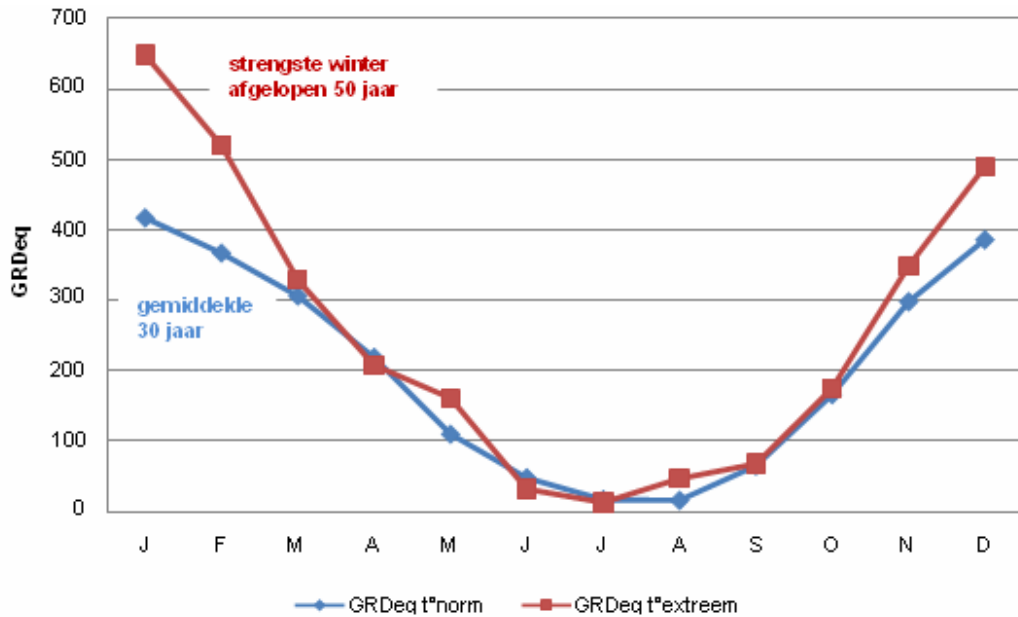
¹³⁵ De verschillen tussen het aardgasverbruik in de elektriciteitssector dat is vermeld in de studie BABI2009 en het verbruik dat het scenario PSE_Base_Nuc kenmerkt, hebben dus geen invloed op de behoeften aan seizoensbalancering die in deze paragraaf 4.3 worden geëvalueerd.

¹³⁶ Zie tabel 7 van BABI (2009).



- een "extreem" temperatuurprofiel dat overeenkomt met de strengste winter in de laatste 50 jaar. Het gaat hier over de periode 1962-1963 waarvan het temperatuurprofiel ook in figuur 51 is opgenomen. Dit temperatuurprofiel wordt gebruikt om de aardgasbevoorradingsekerheid in geval van extreme koude te evalueren.

Figuur 51: "Normale" en "extreme" temperatuurprofielen (GDeq)



Bron: BABI (2009)

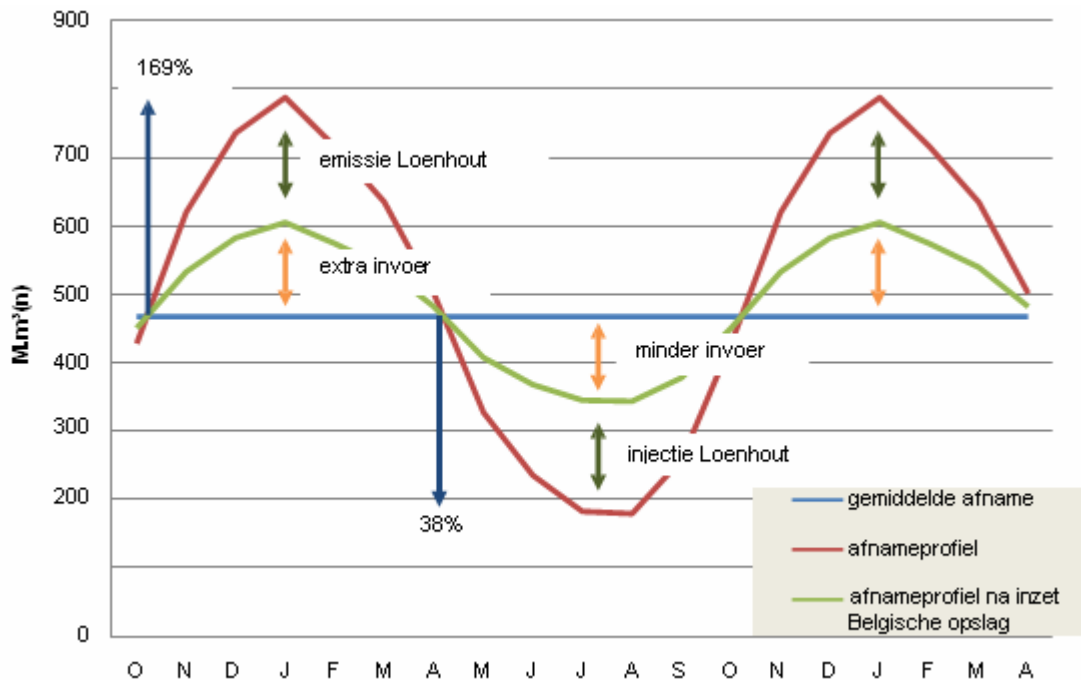
4.3.1. Behoeften aan seizoensbalancerings voor H-gas

De behoeften aan seizoensbalancerings voor H-gas worden voorgesteld in figuur 52 voor een "normaal" temperatuurprofiel en voor het jaar 2020. Het aardgasverbruik wordt uitgedrukt in miljoen genormaliseerde kubieke meter ($Mm^3(n)$). De gemiddelde maandelijkse afname is gelijk aan een twaalfde van het jaarverbruik van de openbare distributie voor H-gas, d.w.z. $467 Mm^3(n)$ ¹³⁷.

¹³⁷ Het jaarverbruik van de openbare distributie van H-gas wordt geschat op 65.172 GWh in 2020 in het scenario BABI2009_Planif. $1 Mm^3(n)$ H-gas = 11,63 GWh.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 52: Behoefte aan seizoensbalancing voor H-gas voor een normaal temperatuurprofiel, 2020 (Mm³(n))



Bron: BABI (2009)

Voor een "normaal" temperatuurprofiel schommelt het maandelijkse H-gasverbruik op de distributienetten tussen +169 % en 38 % van de gemiddelde maandelijkse afname. Op basis van de waarnemingen bedragen de behoeften aan balancing gemiddeld 21 % van het jaarverbruik van de openbare distributie voor H-gas. In 2020 staat dit voor 1.192 Mm³(n), vergeleken met 981 Mm³(n) in 2008.

De grafiek toont ook dat de ondergrondse aardgasopslag van Loenhout, inclusief uitbreiding, niet volstaat voor de seizoensbalancing. Met een nuttige opslagcapaciteit van 700 Mm³(n) dekt deze slechts 57 % van de behoeften aan seizoensbalancing in 2020 voor een "normaal" temperatuurprofiel. Het saldo zal gedekt moeten worden door de invoer van extra H-gas.

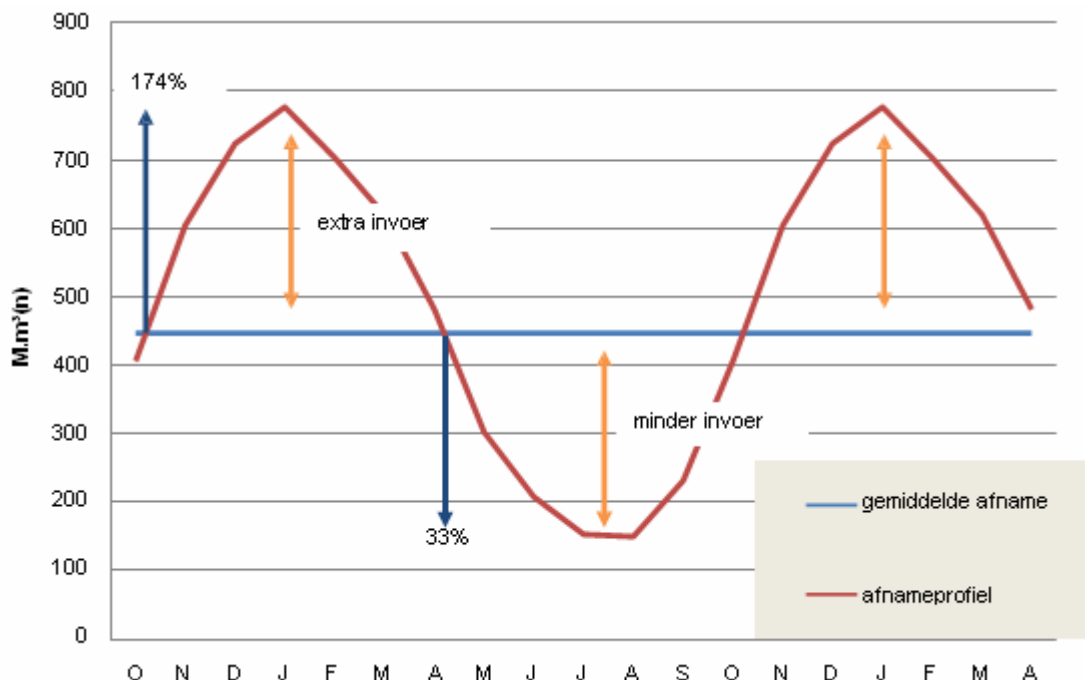
Voor een "extreem" temperatuurprofiel is de situatie vanzelfsprekend meer gespannen: het maandelijkse H-gasverbruik op de distributienetten schommelt deze keer tussen +207 % en 34 % van de gemiddelde maandelijkse afname in 2020. De behoeften aan seizoensbalancing zullen 24 % bedragen van het jaarverbruik van de openbare distributie voor H-gas, d.w.z. 1.567 Mm³(n). De uitgebreide aardgasopslag van Loenhout zal in 2020 slechts 43 % van deze behoeften kunnen dekken.



4.3.2. Behoeften aan seizoensbalancering voor L-gas

De behoeften aan seizoensbalancering voor L-gas worden voorgesteld in figuur 53 voor een "normaal" temperatuurprofiel en voor het jaar 2020. Het aardgasverbruik wordt uitgedrukt in miljoen genormaliseerde kubieke meter ($Mm^3(n)$). De gemiddelde maandelijkse afname is gelijk aan een twaalfde van het jaarverbruik van de openbare distributie voor L-gas, d.w.z. $446 Mm^3(n)$ ¹³⁸.

Figuur 53: Behoefte aan seizoensbalancering voor L-gas voor een normaal temperatuurprofiel, 2020 ($Mm^3(n)$)



Bron: BABI (2009)

Voor een "normaal" temperatuurprofiel schommelt het maandelijkse L-gasverbruik op de distributienetten tussen +174 % en 33 % van de gemiddelde maandelijkse afname. Op basis van de waarnemingen zijn de behoeften aan balancering gemiddeld 23 % van het jaarverbruik van de openbare distributie voor L-gas. In 2020 staat dit voor $1.230 Mm^3(n)$, vergeleken met $1.040 Mm^3(n)$ in 2008. Aangezien er geen opslagcapaciteit voor L-gas bestaat, moeten de behoeften aan balancering worden gedekt door het importeren van extra L-gas.

Voor een "extreem" temperatuurprofiel zal het maandelijkse L-gasverbruik op de distributienetten schommelen tussen +214 % en 30 % van de gemiddelde maandelijkse afname in

¹³⁸ Het jaarverbruik van de openbare distributie van L-gas bedraagt $52.329 GWh$ in 2020 in het scenario BABI2009_Planif. $1 Mm^3(n)$ L-gas = $9,769 GWh$.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2020. De behoeften aan seizoensbalancerings zullen 27 % bedragen van het jaarverbruik van de openbare distributie voor L-gas in 2020, d.w.z. 1.617 Mm³(n).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

5. Behoeften aan aardgasinfrastructuur

In hoofdstuk 4 had de analyse betrekking op de vraag naar aardgas in normale voorzieningsomstandigheden, m.a.w. uitgaande van een normaal temperatuurprofiel. Deze analyse is gebaseerd op de jaarlijkse en maandelijks gegevens die werden waargenomen op het vervoersnet. Deze waarnemingen werden vervolgens gebruikt als uitgangspunt voor het schatten van het toekomstige verbruik in de voornoemde omstandigheden. Op dit analyseniveau wordt de zekerheid van de voorziening hoofdzakelijk gegarandeerd door twee mechanismen: de import van aardgas en de seizoensopslag. Bij deze gelegenheid kunnen we vaststellen dat de seizoensopslag een belangrijk mechanisme vormt omdat hierdoor een deel van de schommelingen die hoofdzakelijk toe te schrijven zijn aan seizoensgebonden variaties en veranderende klimaatomstandigheden, kan worden opgeslorpt.

Voor een uitgebreid beeld van de zekerheid van aardgasbevoorrading van België tegen 2020, voldoen de vooruitzichten van de evolutie van de jaarlijkse en seizoensgebonden vraag naar aardgas niet. We moeten ook de behoeften aan aardgas in extreme veranderende weersomstandigheden bestuderen gedurende een relatief korte periode (nl. enkele dagen). Een dergelijke analyse kan inderdaad leiden tot de noodzaak aan extra investeringen in het vervoersnet. Deze moet gebaseerd zijn op het verbruik per uur en per dag op het vervoersnet. De recente waarnemingen worden gebruikt als uitgangspunt voor het schatten van het toekomstige verbruik in extreme omstandigheden. Op dit analyseniveau wordt de voorzieningszekerheid hoofdzakelijk gegarandeerd door twee mechanismen: De import van aardgas en de dagbalancering, ook "leidingbuffer" of "linepack" genoemd.

Vanuit methodologisch standpunt combineert de analyse die is voorgesteld in hoofdstuk 4 de "bottom-up" en de economische benadering (voor het evenwicht aanbod/vraag), terwijl de benadering die in hoofdstuk 5 is gebruikt, voornamelijk "bottom-up" is omdat dat zich baseert op de recente waarnemingen waarop de groeipercentages zijn toegepast. De analyse gebruikt ook de resultaten van het model SIMONE van Fluxys (zie bijlage 3).

5.1. Evaluatie van de debietevolutie bij piekverbruik

De importcapaciteit voor de nationale markt, ook de ingangscapaciteit van het vervoersnet genoemd, wordt gedimensioneerd om te voldoen aan de vraag naar aardgas gedurende een extreme situatie. Deze extreme situatie wordt gedefinieerd volgens het simultane optreden van de volgende omstandigheden:

- huishoudens moeten zich kunnen verwarmen gedurende drie opeenvolgende dagen bij een equivalente temperatuur van $-11\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- de tertiaire sector moet zich kunnen verwarmen gedurende drie opeenvolgende dagen bij een equivalente temperatuur van $-11\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- er moet kunnen worden voldaan aan de maximale piekverbruik van de industrie, geschat op dagbasis;
- de aardgascentrales draaien op volle kracht;



- de overeenkomsten voor grens-tot-grensvervoer kunnen tot het maximum van hun capaciteit worden nageleefd.

Deze paragraaf beschrijft de vooruitzichten van de evolutie voor elke sector van de gemiddelde vraag per uur tijdens een dag met een piekverbruik (VUDP). Deze vraag komt overeen met de hierboven beschreven extreme omstandigheden.

De sectorale vraag per uur (of het debiet) wordt vervolgens opgeteld voor het evalueren van de debieten die overeenkomen met de totale vraag naar aardgas tijdens een dag met een piekverbruik. De debieten worden onafhankelijk geëvalueerd voor H-gas en voor L-gas. Ze bepalen de vereiste ingangscapaciteit, respectievelijk voor H en L, op het vervoersnet, om te beantwoorden aan de vraag naar aardgas tijdens een extreme situatie.

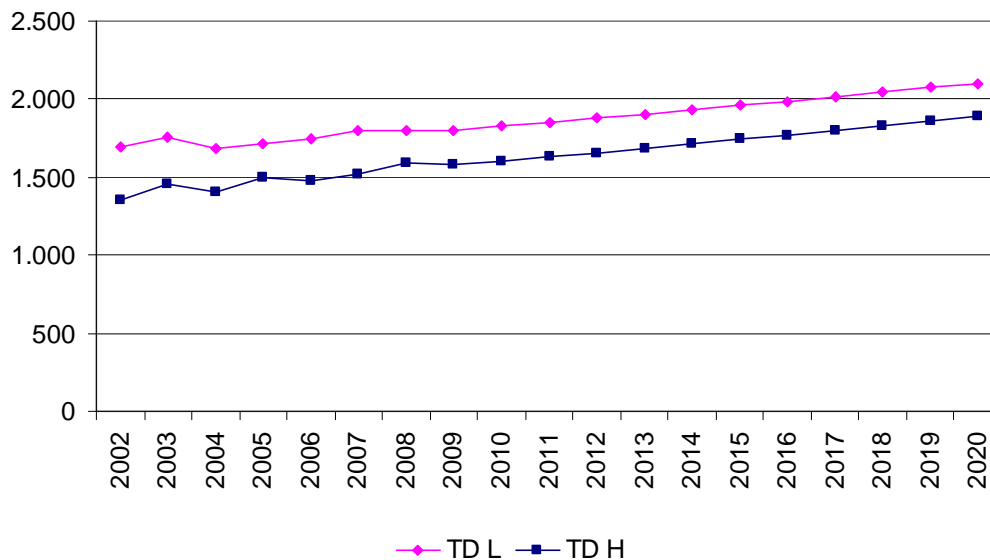
Zoals in hoofdstuk 3, worden de energiehoeveelheden in GWh uitgedrukt, zonder uit het oog te verliezen dat het om GWh-CBW (calorische bovenwaarde) gaat, te weten de meest gebruikte eenheid op het vlak van aardgasverbruik.

5.1.1. Sector van de openbare distributie

De evolutie van VUDP in de sector van de openbare distributie (TD) wordt weergegeven in figuur 54 voor de twee voorzieningstypes voor H- en L-gas. Deze evolutie wordt berekend door een constant groeipercentage toe te passen op een referentiewaarde. De referentiewinter is winter 2008/09. Deze winter is interessant omdat er gedurende bijna vijf opeenvolgende dagen relatief lage equivalente temperaturen (-6 °C eq) werden bereikt in België. Aan deze lage temperaturen koppelen we de verbruiksgegevens die gemeten worden op het vervoersnet. Dankzij het geheel van de waarden van deze referentiewinter, kan het verbruik van de openbare distributie worden geschat met een foutmarge van 1 %. Voor winter 2008/09 krijgen we respectievelijk een VUDP op het L- en H-gasnet van $1.800\text{ km}^3(\text{n})/\text{u}$ en $1.579\text{ km}^3(\text{n})/\text{u}$. Op deze referentiewaarden hebben we een vast groeipercentage toegepast van 1,41 % voor het L-gasnet en 1,67 % voor het H-gasnet. We schatten dat de VUDP voor winter 2019/20 $1.892\text{ km}^3(\text{n})/\text{u}$ zou moeten zijn voor het H-gasnet en $2.100\text{ km}^3(\text{n})/\text{u}$ voor het L-gasnet.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 54: Evolutie van VUDP in de sector van de openbare distributie, 2002-2020 (km³(n)/u)

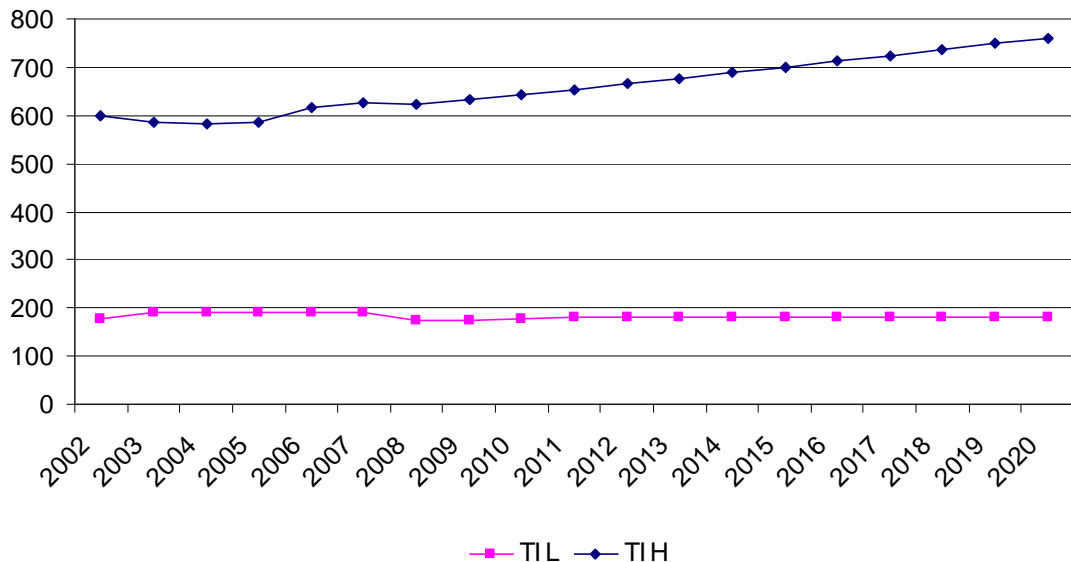


5.1.2. Industrie

De evolutie van de VUDP in de industrie (TI) wordt voorgesteld in figuur 55, zowel voor de aansluitingen op het H-gasnet als de aansluitingen op het L-net. De geschatte vraag naar aardgas per uur dekt de vraag van de industrie die direct is aangesloten op het vervoersnet. Er moet worden opgemerkt dat een deel van de industrie niet direct is aangesloten op het vervoersnet, maar wel op het distributienet. We schatten dat het deel van de industrie dat wordt voorzien via de openbare distributie tussen 10 % en 15 % van het totale industriële aardgasverbruik ligt. Op methodologisch niveau wordt de jaarlijkse groei van de behoeften op het vlak van VUDP aan H-gas, berekend door een referentiewaarde toe te passen op een constant groeipercentage. De gekozen referentiewaarde is de capaciteit die door de shippers werd onderschreven in januari 2008. Deze waarde is 622 km³(n)/u. De waarden van de VUDP voor de latere jaren worden verkregen door het toepassen van een vast groeipercentage van 1,70 %. Voor L-gas is er, gezien het risico op congestie voor winter 13/14 (zie hieronder), reden toe de voorrang te geven aan de aansluiting van elke nieuwe industriële locatie op het H-gasnet. De studie heeft alleen rekening gehouden met de voorzienbare capaciteitsverhogingen die zijn toe te schrijven aan de bestaande locaties op het L-gasnet. Op dit net wordt een lichte verhoging van de VUDP waargenomen tussen winter 2007/08 en winter 2010/11 met waarden die evolueren van 173 km³(n)/u naar 182 km³(n)/u (+9 km³(n)/u). De piekvraag naar capaciteit stabiliseert zich op deze laatste waarde tot winter 2019/20.



Figuur 55: Evolutie van de VUDP in de industrie, 2002-2020 (km³(n)/u)



Voor winter 2019/20 schatten we dat de VUDP van de industrie voor H-gas ongeveer 761 km³(n)/u zal bedragen.

5.1.3. Sector van de elektriciteitsproductie

De evolutie van de VUDP in de elektriciteitssector (TE) wordt in figuur 56 voorgesteld voor de twee types energievoorziening, nl. H-gas en L-gas. De geschatte vraag per uur dekt zowel de vraag van elektriciteitscentrales op aardgas die direct zijn aangesloten op het vervoersnet, evenals de vraag van de warmtekrachtkoppelingseenheden op aardgas die zijn aangesloten op het vervoersnet. Wij willen hierbij ook wijzen op de ontwikkeling van de warmtekrachtkoppeling in de openbare distributie en de opkomst van industriële eenheden voor warmtekrachtkoppeling.

Door de elektriciteitsproductie op het L-gasnet, vertegenwoordigt de VUDP slechts lage hoeveelheden (2,4 % van de totale VUDP voor L-gas of 3,7 % van de totale VUDP voor de elektriciteitssector). We schatten dat de VUDP stabiel zal blijven tussen winter 2009/10 en winter 2019/20 en ongeveer 53 km³(n)/u zal bedragen.

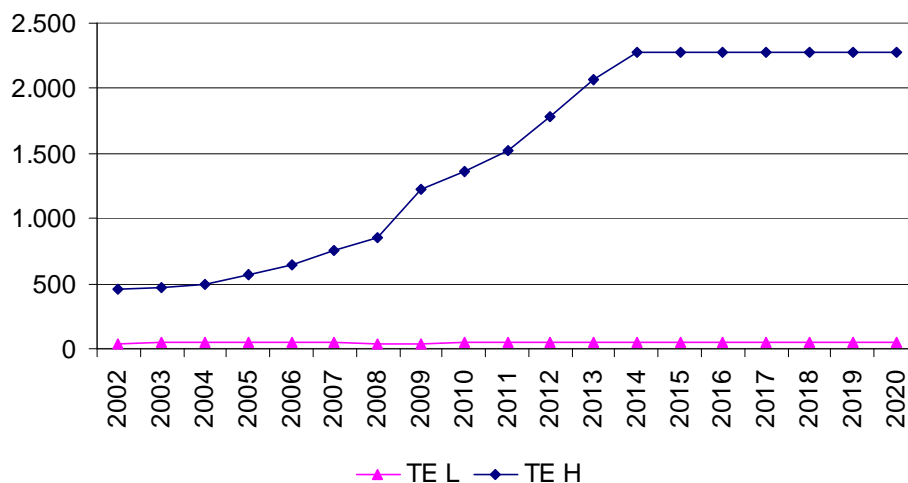
Voor het H-gasnet is de evolutie van de VUDP gebaseerd op de projecten die gekend zijn door de beheerder van het aardgasvervoersnet en die zeer waarschijnlijk zullen worden gerealiseerd. Deze kennis heeft betrekking op de komende 5 jaar, d.w.z. tot winter 2013/14. Na deze termijn is het, vanwege nieuw aangelegde elektriciteitscentrales, niet meer mogelijk een betrouwbare evolutie van de VUDP te schatten op basis van de beschikbare informatie.

Daarom werd de VUDP constant gehouden voor de winter 2014/15 en de daaropvolgende winters. Het jaarlijkse groeipercentage van de VUDP door de productie van elektriciteit zal

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

gemiddeld 13,7 % bedragen tussen winter 2009/10 en winter 2013/14. De vraag gaat van 1.367 km³(n)/u naar 2.283 km³(n)/u, m.a.w. bijna een verdubbeling.

Figuur 56: Evolutie van VUDP in de elektriciteitssector, 2002-2020 (km³(n)/u)



5.1.4. Vooruitzicht van de evolutie van het capaciteitsaanbod

De volgende grafiek toont de evolutie van de ingangscapaciteit, zowel op het net van rijk gas (H) als op dat van arm gas (L).

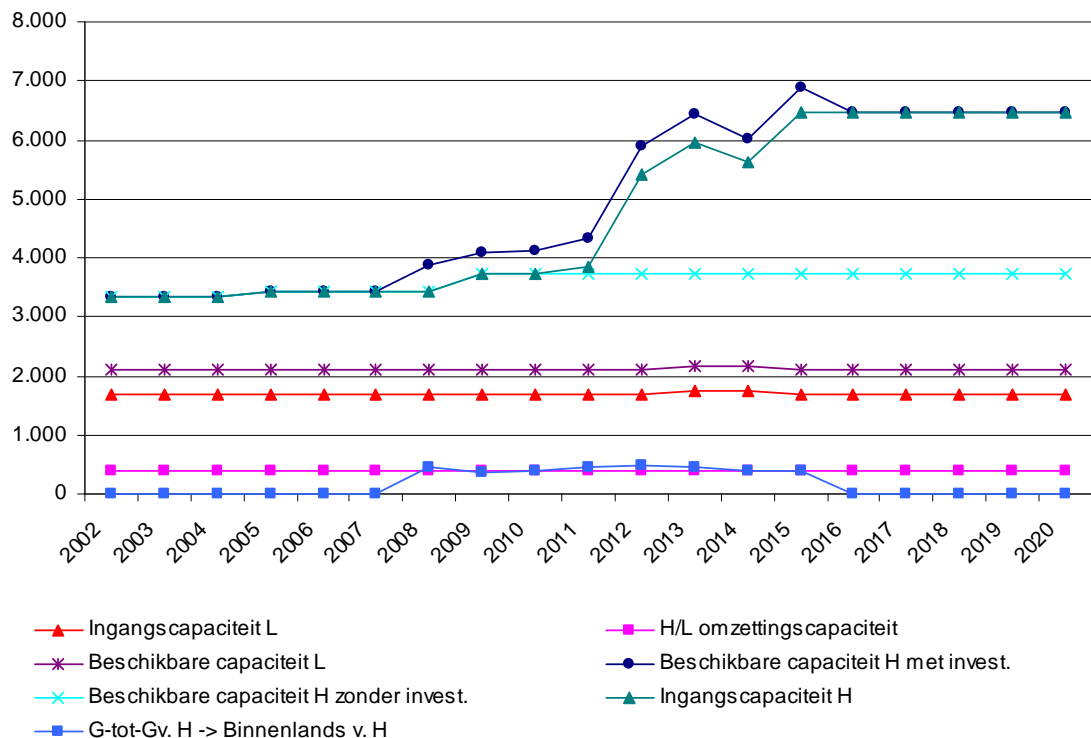
Het Belgische L-gasnet wordt bevoorradt door het Nederlandse vervoersnet van L-gas. De twee netten worden aan elkaar gekoppeld in Hilvarenbeek aan Nederlandse zijde en Poppel aan Belgische zijde. De ingangscapaciteit in Poppel bedraagt 2.734 km³(n)/u. Deze capaciteit wordt zowel aan het binnenlandsvervoer als aan het grens-tot-grensvervoer toegewezen. Hoewel de capaciteit die is toegewezen aan het grens-tot-grensvervoer in theorie 1.300 km³(n)/u bedraagt, blijft in de praktijk een deel van dit grens-tot-grensvervoer in België, bedoeld voor de voorziening van Belgische afnemers tot 260 km³(n)/u. De hoeveelheid die ook daadwerkelijk naar Frankrijk wordt doorgevoerd, wordt geschat op 1.040 km³(n)/u. De resulterende vervoerscapaciteit bedraagt dus 1.694 km³(n)/u. Bij deze importcapaciteit moet de 400 km³(n)/u worden geteld die kan worden geproduceerd vanaf installatie voor de omzetting van H-gas naar L-gas in Lillo en Loenhout. Op basis van deze analyse bedraagt het capaciteitsaanbod voor L-gas 2.094 km³(n)/u. Om een winterpiek te kunnen overbruggen, zal een extra capaciteit van 60 km³(n)/u beschikbaar zijn voor de Belgische markt tijdens de winters 2012/13 en 2013/14.

Het gaat hier over een van de concrete resultaten die voortvloeien uit de gesprekken die werden gevoerd binnen de werkgroep die werd opgericht voor het behandelen van de problematiek betreffende de Task Force Gaz L, de voorziening van L-gas. We zullen verder zien dat het door deze marktverbintenis mogelijk is de congestieperiode van winter 2014/15 terug te dringen.



Op het vlak van de voorziening van H-gas, moeten we de nadruk leggen op de versterking van de ingangscapaciteit voor de volgende vijf jaar. Over deze periode kunnen we veronderstellen dat deze capaciteit bijna zal verdubbelen van 3.734 km³(n)/u (winter 2009/10) naar 6.480 km³(n)/u (winter 2014/15). Deze verhoging is te danken aan talrijke investeringen, waaronder deze voor de versterking van de VTN-leidingen. De investeringen die bijdragen tot deze capaciteitsverhoging zijn beschreven in sectie 5.2. Net zoals voor L-gas wordt een deel van de capaciteit voor grens-tot-grensvervoer dat ter hoogte van het knooppunt van Blaregnies (Taisnières) België verlaat richting Frankrijk terugbezorgd aan de Belgische markt. Deze gasstroom die in omgekeerde richting verloopt ten aanzien van de fysieke stroom in de gasvervoerleiding wordt "Backhaul" genoemd. Omdat deze stroom in tegengestelde richting op de markt komt, moet hij beschouwd worden als binnenlands vervoer aangezien hij tot doel heeft de Belgische afnemers te bevoorraden. Deze hoeveelheid varieert van jaar tot jaar en situeert zich in een marge tussen 350 km³(n)/h en 500 km³(n)/h (geïdentificeerd als "G-tot-Gv. → Binnenlands v. H" in hierna figuur 57). De som van de ingangs- en backhaulcapaciteit te Blaregnies vormt de totale beschikbare capaciteit om de binnenlandse markt voor H-gas te bevoorraden.

Figuur 57: Evolutie van de ingangscapaciteit op L- en H-gasnetten, 2002-2020 (km³(n)/u)



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

5.1.5. Analyse van de status van het aanbod en de vraag in winterpiekomstandigheden (teq -11 °C)

De evolutie van de totale Belgische VUDP wordt voorgesteld in figuur 58 en figuur 59 voor de respectieve voorziening van L- en H-gas. De vraag is verkregen door de VUDP's van de sectoren van de openbare distributie, de industrie en de elektriciteit samen te tellen. Dankzij deze totale aanvraag kan de behoefte aan ingangscapaciteit worden vastgesteld. Deze behoefte wordt vergeleken met het aanbod aan ingangscapaciteit (zie voorgaande paragraaf). De cijfergegevens die gekoppeld zijn aan figuur 58 en figuur 59 zijn opgenomen in tabel 25 en tabel 26.

Daarenboven zet de markt op korte termijn grens-tot-grensvervoerstromen in die ze aanwenden voor de bevoorradingsbehoeftes van de eindafnemers in België. Deze techniek levert bijkomende ingangscapaciteit (in backhaul) op om de Belgische markt te bevoorraden, welke gecontracteerd wordt in Blaregnies H en in Blaregnies L.

Voor het L-gasnet zou er geen enkel capaciteitsprobleem mogen optreden voor winter 2014/15, zelfs als de analyse een lichte afwijking lijkt te tonen tijdens de winters 2011/12 en 2013/14.

We mogen trouwens niet vergeten dat het model dat wordt gebruikt voor het definiëren van de VUDP gebaseerd is op de ongunstigste omstandigheden. Bij deze benadering moet worden geschat:

1. of de openbare distributie (TD) energie verbruikt die nodig is om te voldoen aan het verbruik van de openbare distributie in het geval van extreem veranderende weersomstandigheden (-11 °C eq) en of de geschatte waarde van het gemiddelde verbruik wordt verhoogd om te beantwoorden aan de behoeften van de TD in 99 % van de gevallen (statistisch risico van 1 % om een hogere waarde dan de geschatte waarde te verkrijgen);
2. of de industrie de maximale verhandelde onderschrijvingen gebruikt;
3. of alle elektriciteitscentrales onmiddellijk op volle krachten draaien.

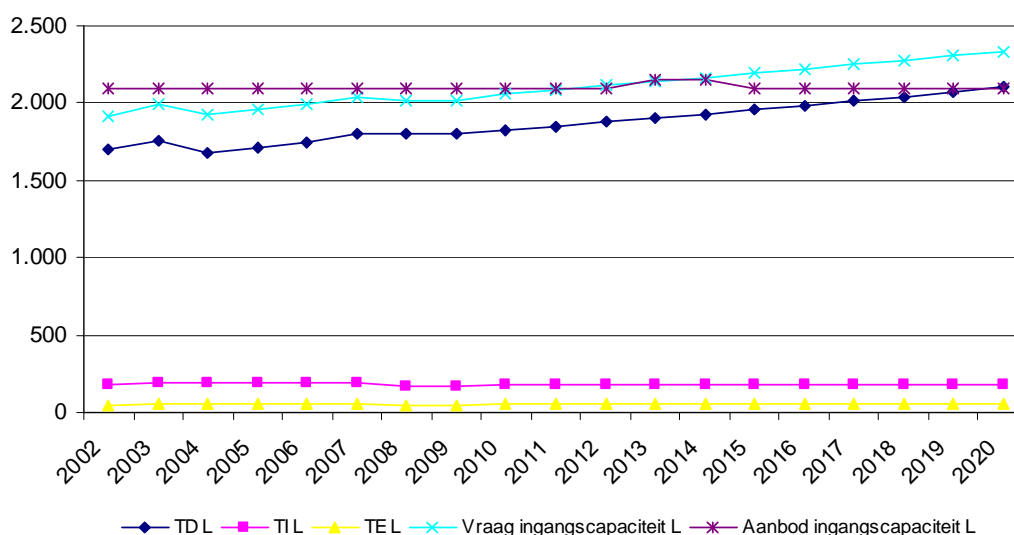
Omdat deze uitzonderlijke omstandigheden in de praktijk zelden plaatsvinden, vormt het geringe tekort – dat zelfs geen percent bedraagt – geen echt probleem maar is het veeleer een signaal om actie te ondernemen.

Om de voorziening te verzekeren en het hoofd te bieden aan een gebrek aan L-gas op middellange termijn, is het aanbevolen afnemers van L-gas progressief om te schakelen naar H-gas.

Voor dit punt verwijzen we naar het hoofdstuk over de veiligheid van de L-gasvoorziening, zoals behandeld in 2.9. In het raam van deze laatste balans werden de groeipercentages voor de vraag naar L-gas door de openbare distributie van 1,5 % en 2 % verlaagd en vastgesteld op 1,41 % voor de winter 2008/09 en volgende.



Figuur 58: Evolutie van het aanbod en de vraag in winterpiekomstandigheden op het L-gasnet, 2002-2020 (km³(n)/u)



Tabel 25: Evolutie van het aanbod en de vraag in winterpiekomstandigheden op het L-gasnet, 2002-2020 (km³(n)/u)

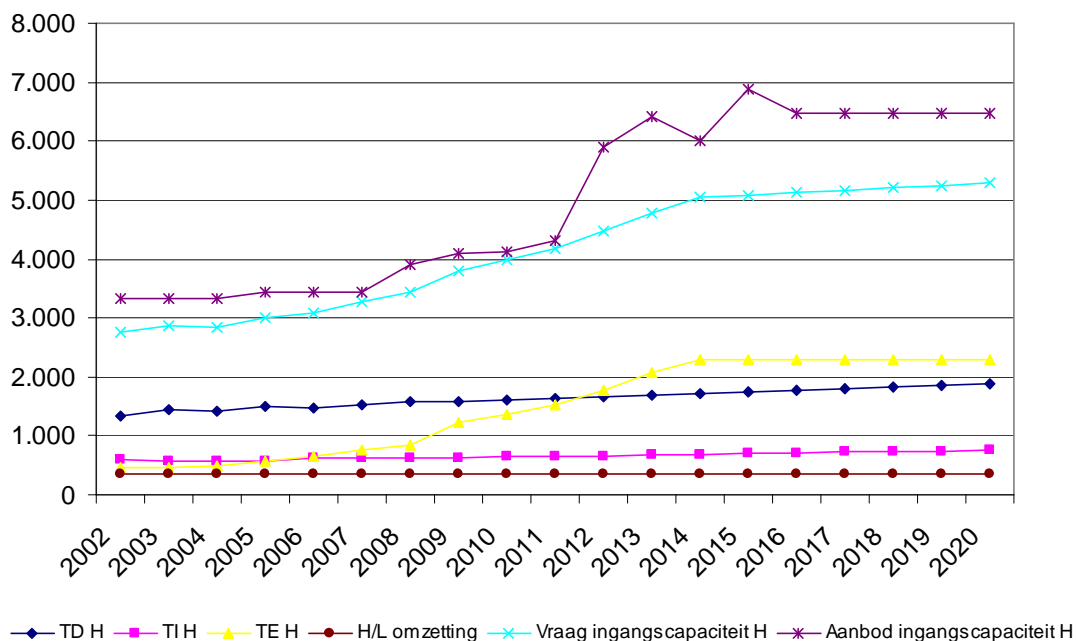
Vraag capaciteit L-gas																			
Winter	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20
TDL	1.696	1.752	1.679	1.710	1.747	1.800	1.801	1.801	1.826	1.852	1.878	1.904	1.931	1.958	1.986	2.014	2.043	2.071	2.101
Groei									1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %
TIL	178	191	191	191	191	191	173	173	178	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
TE L	42	53	53	53	53	53	40	40	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Totaal V	1.916	1.996	1.923	1.954	1.991	2.044	2.014	2.014	2.057	2.087	2.113	2.139	2.166	2.193	2.221	2.249	2.278	2.306	2.336
Aanbod capaciteit L-gas																			
Winter	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20
Ingangscap. binnelands v.	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434
G-tot-Gv. -> binnenlands v.	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	320	320	260	260	260	260	260	260
H/L omzetting	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Totaal A	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.154	2.154	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094
Saldo (Aanbod - Vraag) capaciteit L-gas																			
Winter	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20
Resultaat	178	98	171	140	103	50	80	80	37	7	-19	15	-12	-99	-127	-155	-184	-212	-242
Resultaat / Totaal A	8,5 %	4,7 %	8,1 %	6,7 %	4,9 %	2,4 %	3,8 %	3,8 %	1,8 %	0,3 %	-0,9 %	0,7 %	-0,6 %	-4,8 %	-6,1 %	-7,4 %	-8,8 %	-10,1 %	-11,5 %

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Voor het H-gasnet werd de vraagcapaciteit verkregen door het samentellen van de VUDP's van de sectoren van de openbare distributie, de industrie en de elektriciteit en door er 360 km³(n)/u aan H-gas toe te voegen die nodig zijn voor de convertoren van Lillo en Loenhout om de 400 km³(n)/u aan L-gas waarvan hierboven sprake is, te produceren.

Figuur 59 toont de evolutie van de capaciteitsbehoeften die hoofdzakelijk toe te schrijven is aan de groei van de vraag naar aardgas voor de productie van elektriciteit. De ingangscapaciteit zal volstaan vanaf de winter van 2011/12. Gedurende de winters van 2008/09, 2009/10 en 2010/11 zal de capaciteit volstaan wanneer een beroep wordt gedaan op de backhaulcapaciteit van Blaregnies. Vanaf de winter van 2011/12 en daaropvolgend zal de ingangscapaciteit van die omvang zijn dat het niet meer nodig is een beroep te doen op de backhaul. Bovendien zal vanaf de winter van 2011/12 een reservecapaciteit groter dan 1.000 km³(n)/h op het H-gasnet beschikbaar zijn. Een deel van deze capaciteit moet worden toegewezen aan de omschakeling van de gebieden die worden voorzien van L-gas naar H-gas en kan ook worden gebruikt in het kader van eventuele nieuwe projecten voor elektriciteitscentrales op aardgas na 2015.

Figuur 59: Evolutie van het aanbod en de vraag in winterpiekomstandigheden op het H-gasnet, 2002-2020 (km³(n)/u)





Tabel 26: Evolutie van het aanbod en de vraag in winterpiekomstandigheden op het H-gasnet, 2002-2020 (km³(n)/u)

Vraag capaciteit H-gas																			
Winter	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20
TD H	1.351	1.453	1.407	1.501	1.473	1.524	1.595	1.577	1.603	1.630	1.657	1.685	1.713	1.742	1.771	1.800	1.830	1.861	1.892
Groei									1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %
TI H	598	587	581	586	616	627	622	633	643	654	665	677	688	700	712	724	736	749	761
Groei								1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %
TE H	460	470	489	565	648	759	856	1.231	1.367	1.528	1.788	2.068	2.283	2.283	2.283	2.283	2.283	2.283	2.283
Groei																			
H/L omschakeling	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Totaal V	2.769	2.870	2.837	3.012	3.097	3.270	3.433	3.800	3.973	4.172	4.471	4.790	5.044	5.084	5.125	5.167	5.209	5.253	5.296
Aanbod capaciteit H-gas																			
Winter	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20
Ingangscap. binnelands v.	3.324	3.324	3.324	3.434	3.434	3.434	3.891	4.104	4.130	4.318	5.907	6.428	6.014	6.873	6.480	6.480	6.480	6.480	6.480
G-tot-Gv. -> binnelands v.							457	370	396	459	483	463	393	393					
Totaal A	3.324	3.324	3.324	3.434	3.434	3.434	4.348	4.474	4.526	4.777	6.390	6.891	6.407	7.266	6.480	6.480	6.480	6.480	6.480
Saldo (Aanbod - Vraag) capaciteit H-gas																			
Winter	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20
Resultaat	555	454	487	422	337	164	915	674	553	605	1.919	2.101	1.363	2.182	1.355	1.313	1.271	1.227	1.184
Resultaat / Totaal A	16,7 %	13,7 %	14,6 %	12,3 %	9,8 %	4,8 %	21,0 %	15,1 %	12,2 %	12,7 %	30,0 %	30,5 %	21,3 %	30,0 %	20,9 %	20,3 %	19,6 %	18,9 %	18,3 %

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

5.2. Indicatief investeringsprogramma van Fluxys 2011-2021

Woord vooraf

De hieronder vermelde investeringen verschillen enigszins van degene die voor de milieueffectenbeoordeling in aanmerking werden genomen en die in het milieueffectenrapport¹³⁹ zijn beschreven. De beoordeling had immers betrekking op een ontwerp van PSG dat in mei 2010 werd afgewerkt en bijgevolg op de investeringen die toen door Fluxys werden voorzien, met name de investeringen van het indicatief investeringsprogramma 2008-2017 die werden bijgewerkt naargelang de ontwikkelingen die in de periode tussen de uitwerking van dit programma en mei 2010 hebben plaatsgevonden.

Het indicatief investeringsprogramma 2011-2021 onderscheidt zich van het indicatief investeringsprogramma 2008-2017 hoofdzakelijk op drie punten:

- het vervoersmodel: het indicatief investeringsprogramma 2011-2021 integreert de mogelijkheid van een transitie naar een “entry/exit” vervoersmodel;
- de evolutie van het grens-tot-grensvervoer;
- de waarden van de VUDP's voor de nationale markt: deze werden herzien in overeenstemming met de recentste signalen vanuit de pool van de bestaande en potentiële eindafnemers. Ze zijn dus enigszins afwijkend van de cijfers uit sectie 5.1. Dit is vooral het geval voor de sector van de elektriciteitsproductie, voor welke in 2020 een VUDP op het H-gasnet van circa 600 km³(n)/h lager werd gebruikt.

5.2.1. Doelstellingen van het investeringsprogramma

De door Fluxys geplande investeringen zijn gericht op de volgende doelstellingen: De voorzieningszekerheid voor eindverbruikers, de goede werking van de aardgasmarkt in België en de voortdurende ontwikkeling van België als draaischijf van de internationale aardgasstromen in West-Europa.

Naast het gevolg van de concurrentie en van de marktwerking kunnen de recente en in voorbereiding zijnde Europese wetgevingen (met in het bijzonder het “Third Energy Package” en de toekomstige reglementering voor de zekerheid van de voorziening) een impact hebben op het investeringsprogramma.

Momenteel is bij Fluxys een onderzoek aan de gang naar de investeringen die nodig zijn voor de implementatie van een compleet entry-exit-vervoersmodel, zonder onderscheid tussen de ingangscapaciteit voor het binnenlands vervoer en voor het grens-tot-grensvervoer. Dit wordt verder meer in detail besproken. Er is ook een zuid/noord “open season”-project lopende, gekoppeld met de nieuwe LNG-terminal te Duinkerke.

¹³⁹ Zie hoofdstuk 6.



Goede werking van aardgasmarkt in België

Flexibiliteit bij de ingangspunten

De werking van de aardgasmarkt kan worden bevorderd door de bevrachters bijvoorbeeld meer flexibiliteit te bieden bij hun keuze van ingangspunten.

Het huidige netmodel met gekoppelde ingangs- en uitgangspunten is erop gericht te verhinderen dat er een te grote asymmetrie ontstaat tussen de stroom bij de ingangspunten en deze bij de leveringspunten. Een asymmetrie die de fysieke beschikbare capaciteit overschrijdt, kan de aardgasbevoorrading in gevaar brengen.

Fluxys heeft tot doel de bevrachters een grotere flexibiliteit te bieden in hun keuze van het ingangsgebied. In hun investeringsprogramma is daarmee rekening gehouden. Hierin kaderen ook de inspanningen die geleverd zullen worden om naar een "full entry-exit" netmodel over te stappen.

Dit model moet toelaten om voor elk grens-ingangs- en uitgangspunt een eenduidige capaciteit vast te leggen, in lijn met de up- en/of downstream capaciteit in het naburige net. Het vervoersnet van Fluxys moet in staat zijn om aan elke combinatie van ingangen en uitgangen (scenario's) het hoofd te bieden. De scenario's komen overeen met deze waarvoor de gasmoleculen de grootste afstand in het net moeten doorlopen, m.a.w. met de grootste ingangen en de grootste uitgangen het verst van elkaar verwijderd. De scenario's waarvoor in het vervoersnet capaciteitsproblemen vastgesteld worden, kunnen aangepakt worden door ofwel versterkende investeringen, ofwel contractuele afspraken voor gegarandeerde ondersteunende ingangsdebieten, ofwel stromingsreductie.

Flexibiliteit met betrekking tot onevenwicht

De voorziening van de Belgische markt eist ook flexibiliteit voor het beheer van een tijdelijk gebrek aan evenwicht dat zich kan voordoen tussen de voorziening en het verbruik. Dergelijk verstoord evenwicht kan bijvoorbeeld plaatsvinden wanneer het piekverbruik onjuist is ingeschat (het verschil tussen de weersvoorspelling en de realiteit) of naar aanleiding van onvoorzienbaar gedrag van de industriële eindverbruikers. Deze situaties kunnen een tijdelijk gebrek aan evenwicht veroorzaken. Om het tijdelijk verstoord evenwicht het hoofd te bieden wordt een reeks diensten aangeboden die op hun beurt moeten worden ondersteund door de fysieke capaciteit.

Dit plan heeft tot doel het aanbod op het niveau van de marktbehoeften te houden.

België als draaischijf van de internationale aardgasstromen in West-Europa

De infrastructuur wordt niet alleen geïnstalleerd voor de behoeften van de Belgische markt, maar ook voor het vervoer van grote volumes aardgas in grens-tot-grensvervoer die nodig zijn voor andere markten van eindverbruikers. In samenspraak met andere Europese operatoren, heeft Fluxys geïnvesteerd in capaciteit voor grens-tot-grensvervoer. Enerzijds biedt dit de mogelijkheid om synergieën te ontwikkelen met de capaciteit die nodig is voor de eindverbruikers in België door de versterkte ingangscapaciteit. Anderzijds wordt de toegang tot aardgasbronnen, en bijgevolg ook de voorzieningszekerheid verbeterd voor de Belgische markt.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Dankzij doorlopende investeringen in het grens-tot-grensvervoer, vormt het net momenteel een belangrijke draaischijf van internationale aardgasstromen. België profiteert hierdoor van een versterkte bevoorradingszekerheid, gekoppeld aan een opmerkelijke diversiteit van bevoorradingsbronnen.

Fluxys wil de centrale rol van België blijven ontwikkelen. Op dit ogenblik heeft Zeebrugge zich ontwikkeld om een draaischijf te worden in het landschap van het aardgas in het noordwesten van Europa. De uitdaging bestaat erin de dynamiek van de zone te handhaven met nieuwe economisch gefundeerde projecten en diensten die de rol van Zeebrugge als draaischijf van de fysieke aardgasstromen aanzienlijk uitbreiden en die de groei van de markt op de Hub Zeebrugge op korte termijn ondersteunen. De verhoging van de liquiditeit stimuleert ook de aantrekkingskracht van Zeebrugge voor andere projecten.

Samengevat kunnen we stellen dat met de volgende elementen wordt rekening gehouden voor het opmaken van een investeringsprogramma:

- ontwikkeling van extra capaciteit voor:
 - de binnenlandsvervoersactiviteiten;
 - de activiteiten op het vlak van grens-tot-grensvervoer;
- ontwikkeling van een veilig en krachtig aardgasnet:
 - zowel lokaal als nationaal;
 - voor het opnemen van synergieën tussen grens-tot-grens- en binnenlands vervoer;
- investering die zowel bijdragen tot de voortdurende ontwikkeling van de voorzieningszekerheid als tot de liquiditeit van de markt, ten gunste van de Belgische eindverbruiker;
- investeringen waarmee een evolutie van de aangeboden diensten en gebruikte modellen mogelijk is om te beantwoorden aan de vraag van de markt;
- identificatie van de projecten op een transparante manier en op het gewenste tijdstip om een gegarandeerde en economisch gefundeerde uitvoering te ondersteunen.



5.2.2. Projecten

Het investeringsprogramma van Fluxys voor 2011-2021 werd uitgewerkt met het simulatiemodel SIMONE (zie bijlage 3).

Fluxys heeft de berekeningen gemaakt op basis van de groeihypothesen van de markt en de stijging van de vraag naar ingangscapaciteit en van gegevens over de verbindende overeenkomsten en akkoorden voor het grens-tot-grensvervoer, gecombineerd in een aantal scenario's. In deze berekeningen wordt er ook rekening gehouden met de behoeften aan balanceren, een verstoord evenwicht in het net en de flexibiliteit voor de ingang voor de werking van de markt.

Deze simulatieberekeningen geven ook aan dat de capaciteit die beschikbaar is in het huidige vervoersnet niet volstaat om tegemoet te komen aan de voorziene stijging van de capaciteitsbehoeften van zowel het interne vervoer als het grens-tot-grensvervoer. Zij geven ook duidelijk de plaats aan van het knelpunt op het vervoersnet.

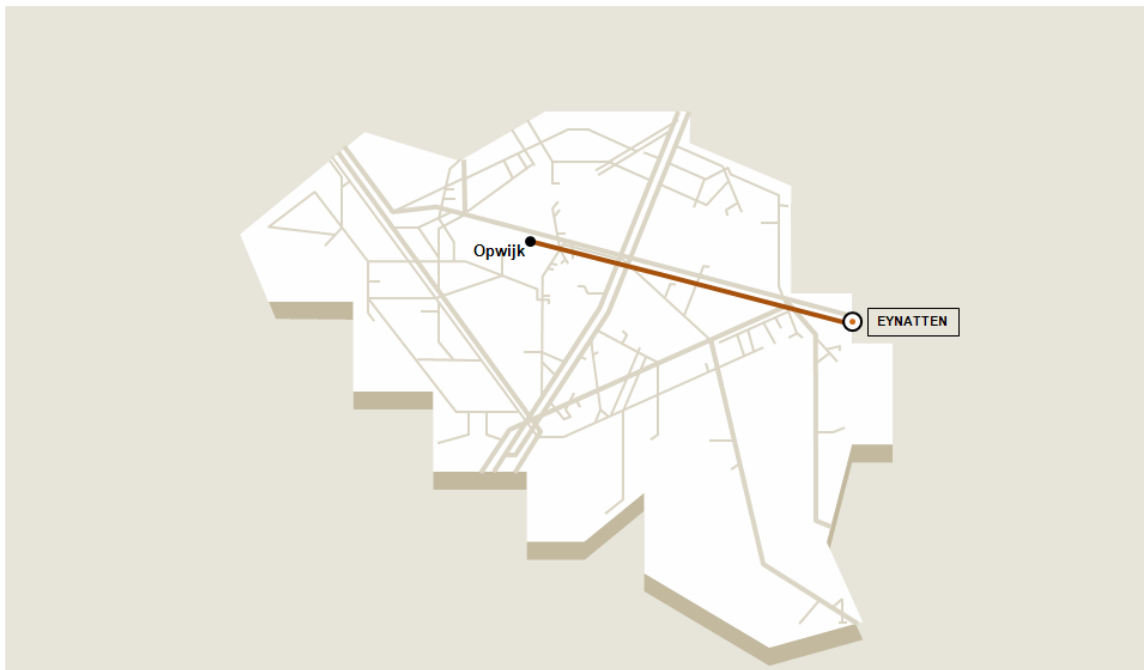
Om deze bottlenecks op te lossen, zijn doorgaans meerdere alternatieve oplossingen mogelijk. Deze varianten worden gedimensioneerd met simulaties, gebudgetteerd en tot slot onderling vergeleken, zowel op economisch niveau als op het niveau van een bepaald aantal kwalitatieve criteria. Via dit procédé kan een optimale keuze worden gemaakt en is het bijgevolg mogelijk de vervoerstaak optimaal te blijven uitvoeren.

Verder in de tekst vindt u een aantal belangrijke projecten die voortvloeien uit de toepassing van hoger beschreven procédé.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Verdubbeling van de VTN-leiding tussen Eynatten en Opwijk – VTNbis

Schema 9: Leiding VTN tussen Eynatten en Opwijk-VTNbis



Bron: Fluxys (2011)

Begin 2010 zijn de werken gestart voor de installatie van een tweede leiding tussen Eynatten en Opwijk (leiding VTNbis), naast de bestaande leiding VTN (Zeebrugge- Zelzate/Eynatten). Deze VTNbis-leiding is 175 kilometer lang en is reeds gedeeltelijk in gebruik genomen.

De installatie van deze leiding is het gevolg van een rondvraag op de internationale markt door Fluxys in 2005 met het doel de interesse van de markt te kennen voor extra capaciteit voor grens-tot-grensvervoer op de oost/west-as.

Dit project is ook gericht op een verhoging van de capaciteit van binnenlands vervoer en levering ten gunste van de Belgische markt. De voorzieningszekerheid van het land wordt hierdoor versterkt en de aardgasleveranciers met een portefeuille van aardgas die afkomstig is uit het oosten en/of noorden, krijgen een extra kans om een actieve rol te spelen. De nieuwe infrastructuur zal ook betekenen dat ze meer soepelheid zullen hebben om het aardgas door te voeren op het ingangspunt van hun keuze en dat ze bijgevolg beter de concurrentie kunnen bespelen. De capaciteit van grens-tot-grensvervoer zal ook worden verhoogd om de bindende overeenkomsten uit te voeren.

Dit project biedt ook de mogelijkheid de linepack (gasstockagebuffer in de leidingen) te vergroten.



Door de nieuwe vervoerscapaciteit van en naar Zeebrugge is het ook mogelijk de toenemende liquiditeit van de Hub Zeebrugge te blijven verbeteren: er kunnen nieuwe volumes aardgas die afkomstig zijn van verschillende bronnen worden overeengekomen.

Deze positieve impact is zowel gunstig voor de internationale spelers op de kortetermijnmarkt als voor de leveranciers die de Hub Zeebrugge gebruiken als een trading-instrument naar de Belgische markt op korte termijn.

Leiding Wilsele-Loenhout met een afleiding Herentals-Ham

Fluxys voorziet om in 2013 een leiding te installeren vanaf de VTN-leiding in Wilsele naar de ondergrondse opslagplaats van Loenhout door een verbinding te maken met de leiding Zoemergem-Antwerpen-Loenhout. De leiding zal 71 kilometer lang zijn en de volgende doelstellingen hebben:

1. capaciteitsuitbreiding voor de bevoorrading van rijk gas (o.a. voorziening vanaf twee leidingssystemen) van de Antwerpse regio;
2. bevoorrading van de ondergrondse opslagruimte in Loenhout;
3. rekening houden met de vraag naar stijgende capaciteit van de Limburgse regio;
4. eventuele omschakeling van de zone arm gas naar rijk gas in de Kempen.

Aanvullende compressie en tweede stuwdam in Berneau

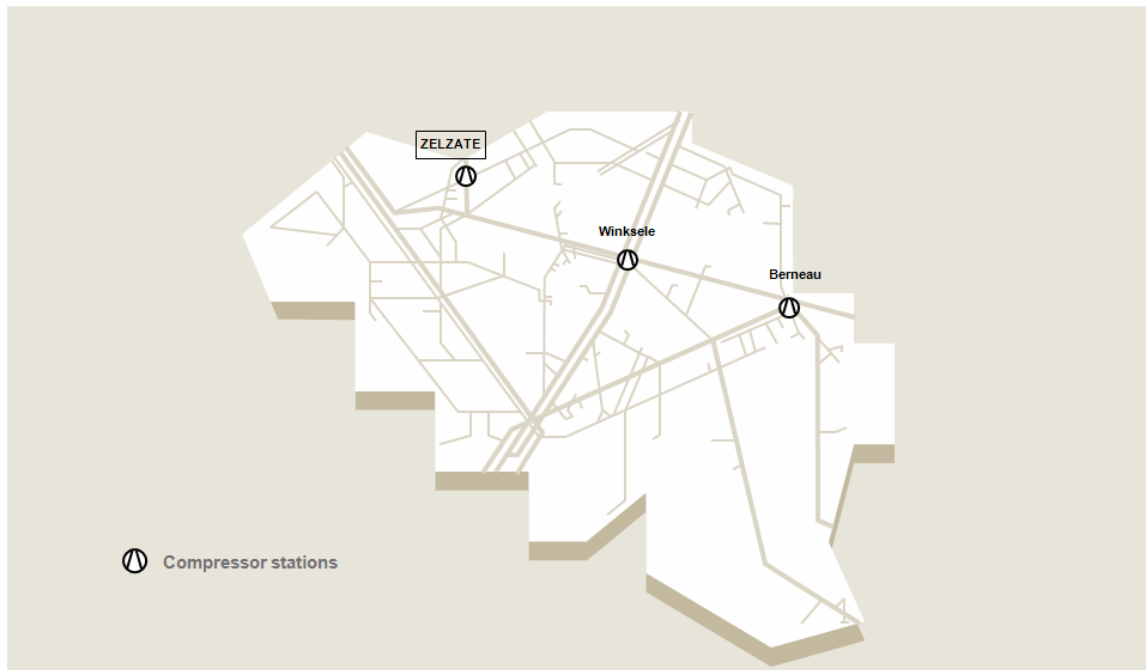
In 2010-2012 is ook de bouw voorzien van compressie-installaties in Berneau.

Dankzij de extra compressie kan de vaste ingangscapaciteit worden uitgebreid op de SEGEO-leiding naar de zone van Zeebrugge, dit om het hoofd te bieden aan een scenario met enerzijds maximale ingang en minimale uitgang in het oosten en anderzijds maximale uitgang en minimale ingang in het westen.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Compressiestation op de VTN-leiding

Schema 10: Compressiestation gelegen op de VTN-leiding



Bron: Fluxys (2011)

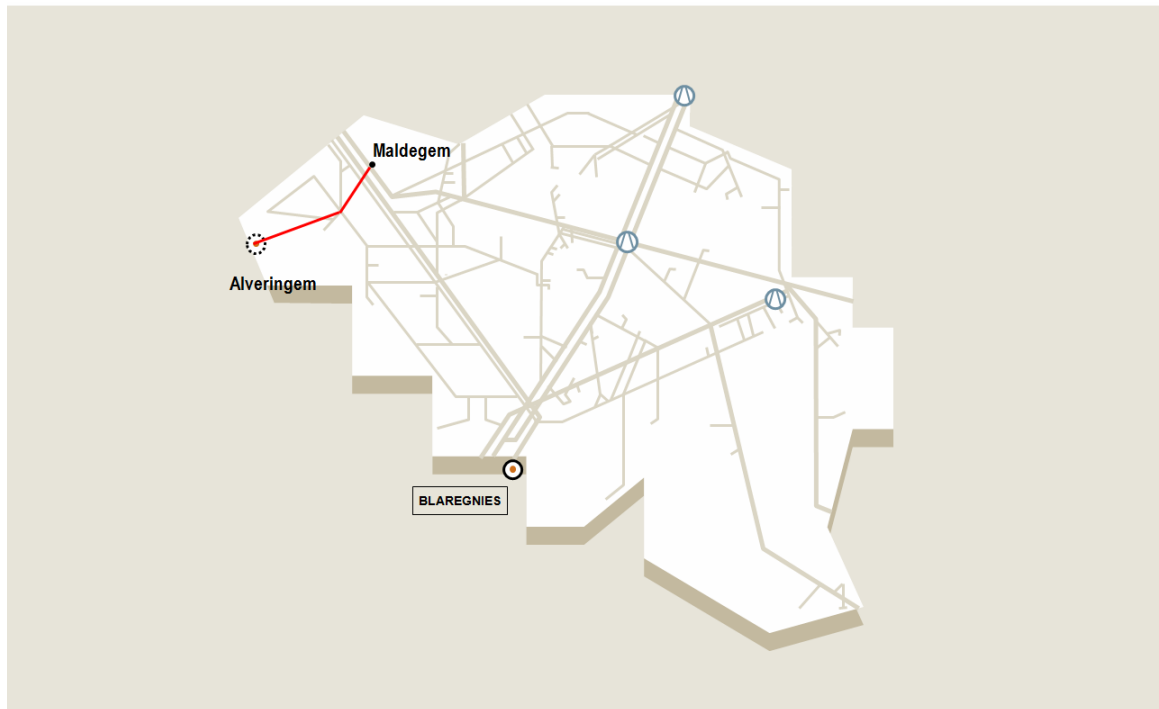
Fluxys voorziet de installatie van een nieuw compressiestation op de VTN-leiding in Winksele met het doel de ingangscapaciteit in het oosten en westen te versterken en de grote oost-west en west-oost stromen bij een aantal entry-exit scenario's de baas te kunnen. De ingebruikneming van het station is voorzien voor begin 2013.

Deze optie werd gekozen met het oog op een mogelijke synergie met het "Noord-Zuid"-project (versterking exit naar Frankrijk) waarvoor er ook een compressiestation in Winksele zal nodig zijn, om in bepaalde scenario's de belasting van de oostelijke en westelijke vervoersassen beter in evenwicht te brengen.

Net als bij het VTNbis-project, is hiermee ook een verhoging van de ingangscapaciteit voor het nationale verbruik mogelijk. Het verbetert de werking van de markt en kan worden gebruikt in het geval van incidenten om de voorzieningszekerheid te garanderen.

Versterking van en naar Frankrijk

Schema 11: Alveringem-Maldegem



Bron: Fluxys (2011)

In 2007 organiseerde Fluxys, in samenwerking met GRTgaz, een marktonderzoek om de extra behoeften aan grens-tot-grensvervoer naar Frankrijk te kennen. De hieruit voortvloeiende verhoging van de uitgangscapaciteit te Blaregnies kan opgevangen worden met behulp van de VTN-compressieprojecten te Winksele en de VTN-verdubbeling Eynatten-Opwijk (zie boven).

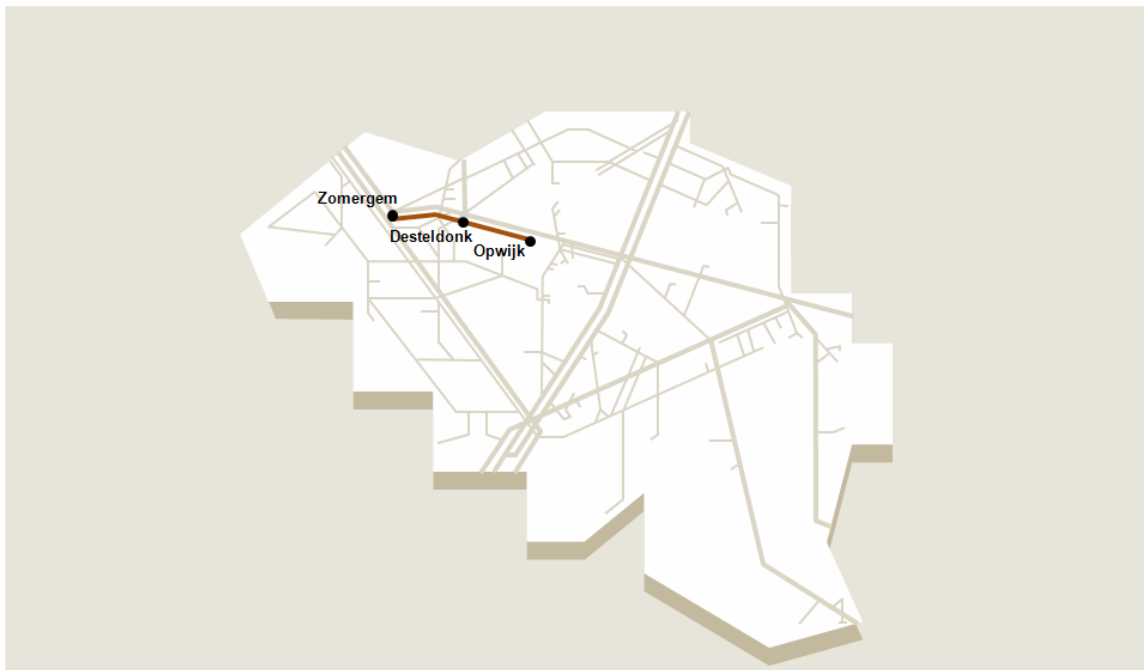
Naar aanleiding van de beslissing om verder te gaan met het LNG-terminal project van EDF te Duinkerke, werd eveneens de interesse hernieuwd in een vervoerscapaciteit tussen de terminal en de Hub te Zeebrugge, evenals tussen de PEGnord (virtueel balanceringspunt van GRTgaz in Noord-Frankrijk) en de Belgische markt. De “open season” hiervoor is lopende en in een fase gekomen van de “binding commitments”. Het hiermee gekoppelde investeringsproject betreft een nieuw aan te leggen leiding tussen Alveringem (grensovergang in de buurt van Veurne) en Maldegem (aansluitingspunt met het bestaande Fluxys-net).

De ingebruikneming van dit project is voorzien in de loop van 2015.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Verdubbeling van de VTN-leiding tussen Opwijk en Zomergem

Schema 12: Verdubbeling van de VTN-leiding tussen Opwijk en Zomergem



Bron: Fluxys (2011)

In het kader van het onderzoek naar de nodige maatregelen om over te gaan tot een volledig entry-exit model op het Fluxys-net en eventueel bijkomende hoeveelheden naar Duitsland, zijn een aantal entry-exit scenario's naar voor gekomen waarvoor bijkomende acties nodig zijn, naast de hierboven beschreven versterkingsprojecten. Het betreft vooral deze scenario's met een maximale ingang en minimaal verbruik in het westen enerzijds en maximaal verbruik en maximale exit in het oosten anderzijds. Zoals al eerder vermeld is, naast contractuele beperkingen en scenario-afzwakkingen, een bijkomende netversterking één van de mogelijkheden.

Daar bij deze scenario's de west-oost capaciteit de beperkende factor vormt, is de optimale versterking een verdere verdubbeling voorbij Opwijk van de VTN-leiding. Vooral het deel Opwijk-Desteldonk heeft het grootste effect wegens het opheffen van de bottleneck met de grootste drukval en blijkt voor alle scenario's voldoende te zijn, zelfs voor deze met een maximale entry op het nieuwe grenspunt te Alveringem.



Uitbreiding van de ondergrondse opslagcapaciteiten in Loenhout

De ondergrondse opslagcapaciteit in Loenhout werd uitgebreid met 15 % tot een nuttig volume van 700 miljoen per m³(n) (totaal volume: 1.400 miljoen m³(n)).

Daarnaast wordt de flexibiliteit van het gebruik van de opslagruimte vergroot: de emissiecapaciteit is verhoogd van 500.000 naar 625.000 m³(n)/u en de injectiecapaciteit van 250.000 naar 325.000 m³(n)/u. De afwerking van de uitbreiding is voorzien voor eind 2011.

Tweede uitbreiding van de LNG-terminal

Reeds in 2007 werd door Fluxys LNG een marktraadpleging gestart om naar de interesse van de shippers voor een tweede capaciteitsuitbreiding van de LNG-terminal te peilen. Eind mei 2008 hebben meerdere shippers een “non-binding capacity form” ingediend. Uit deze vraag bleek dat er marktbehoefte bestaat, zowel voor steigercapaciteit, als opslagcapaciteit, als hervergassingscapaciteit.

In 2009 en 2010 werden haalbaarheidsstudies uitgevoerd, zowel vanuit technisch standpunt, als vanuit veiligheidsstandpunt. De verschillende aspecten werden uitvoerig besproken met de betrokken administraties, waaruit blijkt dat een tweede aanlegsteiger in het bestaande LNG dok, als een 5^e opslagtank met bijkomende hervergassingsinstallaties op het bestaande LNG schiereiland aanvaardbaar zijn vanuit veiligheidsstandpunt. Voor beide projecten lopen anno 2011 de vergunningenprocedures.

In januari 2011 werd door de Raad van Bestuur van Fluxys LNG de beslissing reeds genomen om de 2e LNG aanlegsteiger te bouwen, in het kader van redundantie van de bestaande steiger, en om reeds te beantwoorden aan de behoefte om extra (grote, maar vooral kleine) LNG schepen te kunnen laden (simultaan met losbeurten aan de bestaande steiger). De steiger met zijn LNG installaties dient in gebruik te worden genomen in 2014. De maritieme structuur wordt gebouwd door het havenbedrijf (MBZ), daar waar de LNG installaties door Fluxys LNG worden gebouwd.

Op 3 februari 2011 werd in het kader van de lopende marktraadpleging naar de “binding interesse” van de shippers gevraagd. De diensten die aan de markt worden aangeboden, bestaan uit klassieke “slots” (bestaande uit het gebruik van de aanlegsteiger, tijdelijke stockage in de LNG opslagtanks, en hervergassingscapaciteit), “slots” om schepen te kunnen laden, en pure LNG opslagcapaciteit.

De kalender van de definitieve investeringsbeslissing voor het bouwen van de 5^e LNG opslagtank en zijn hervergassingsinstallaties, hangt enerzijds af van de “binding commitment” van de shippers, anderzijds van het reglementaire kader dat wordt opgemaakt in samenspraak met de CREG. In geval van positieve beslissingen, kan het project met de 5^e LNG opslagtank en bijhorende hervergassingsinstallaties operationeel zijn tegen eind 2016.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Investerings bedoeld voor de aansluiting van nieuwe eindafnemers

Zoals werd gemeld in de paragraaf over de hypothesen van de marktgroei, verwacht Fluxys een sterke stijging van het segment van elektriciteitscentrales op aardgas. Om de aansluiting van deze centrales en van andere nieuwe eindafnemers mogelijk te maken, dringen zich belangrijke lokale uitbreidingen op.

Deze uitbreidingen worden geëvalueerd in het geheel van het net om tot een optimale investering te komen.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

6. Milieueffectenrapport

Zoals vermeld in punt 1.4.1, bepaalt de wet van 13 februari 2006 de realisatie van een beoordeling van de gevolgen voor het milieu, met de naam "strategische milieubeoordeling" (SMB) of "strategic environmental assessment" (SEA). Dit neemt de vorm aan van:

- een register van de milieueffecten die moeten worden geëvalueerd en van de methodologie die daarbij moet worden aangewend;
- een milieueffectenrapport (MER).

In juni 2010, werd een ontwerpregister voorgelegd aan het Adviescomité SEA (comité dat de federale openbare diensten verenigt). De opmerkingen van dit comité werden bij de uitwerking van het milieueffectenrapport in overweging genomen. Het rapport werd afgerond in november 2010.

Het MER is beschikbaar op de website van de FOD Economie (<http://economie.fgov.be>).

De hiernavolgende tekst belicht achtereenvolgens de methodologie van de SMB en de voornaamste resultaten van het MER.

6.1. Methodologie van de SMB

De SMB heeft de effecten op het milieu bestudeerd van:

1. het jaarlijkse transport en het jaarlijkse verbruik van aardgas op basis van de sectorale analyse van de vraag naar aardgas per jaar en per seizoen;
2. de aanleg en de werking van de infrastructuur die hiervoor noodzakelijk is, op basis van de analyse van de pieken in de vraag per uur en per dag en van de daarbij horende evaluatie van het aanbod en de behoefte aan aardgasinfrastructuur.

Bij de SMB werd eerst aandacht besteed aan de actuele situatie en vervolgens aan de toekomstige situatie.

Wat de toekomstige situatie betreft, had de SMB betrekking op de volgende evoluties:

1. voor het jaarlijkse transport en het jaarlijkse verbruik van aardgas, twee (verzamelingen van) sterk uiteenlopende scenario's:
 - het scenario 20/20 target_Nuc uit de WP21-08;
 - het scenario BABI2009_Planif uit BABI2009 voor de industrie, de huishoudelijke sector en de tertiaire sector en het scenario PSE_Base_Nuc uit de prospectieve studie elektriciteit 2008-2017 voor de elektriciteitssector, waarvan de verbruiksvooruitzichten zijn samengevoegd.



Omdat hoger genoemde scenario's kaderen in de beslissing van de regering¹⁴⁰ om de drie oudste kerncentrales tien jaar langer open te houden, maar omdat die beslissing op het ogenblik van de opmaak van de SMB niet bekrachtigd was, werd aan deze scenario's een variante toegevoegd die voorzag in de sluiting van de kerncentrales na 40 jaar¹⁴¹: de variant BABI2009+PSE_Ref_scen.

2. voor de aanleg en de werking van de infrastructuur, de door Fluxys geprogrammeerde investeringen.

De SMB heeft zich toegespitst op de volgende milieudomeinen: landschap, lucht, klimaat, bodem en het gebruik ervan, menselijke gezondheid, biodiversiteit en ecosystemen. Dit heeft geleid tot de identificatie van rechtstreekse effecten enerzijds en onrechtstreekse effecten anderzijds. Zo kunnen bijvoorbeeld effecten op lucht doorvertaald worden naar effecten op bodem, fauna, flora en menselijke gezondheid.

De SMB is uitgemond in een vergelijking van de verschillende scenario's ten aanzien van elkaar, ten aanzien van de actuele situatie en ten aanzien van de nationale en Europese normen. Zo werden bijvoorbeeld de emissies van luchtvervuilende stoffen vergeleken met de waarden van de richtlijn inzake nationale emissieplafonds (2001/81/EG – NEC-richtlijn) en met de doelstellingen van het Kyoto-protocol.

Wegens de talrijke onzekerheden die kenmerkend zijn voor het ontwerp van prospectieve studie aardgas tot 2020 (bijvoorbeeld op het vlak van de aanleg van nieuwe infrastructuur) kon een kwantitatieve evaluatie enkel voor de lucht en het klimaat gemaakt worden en voor de domeinen die daardoor beïnvloed worden. Voor de overige domeinen, kon enkel een kwalitatieve evaluatie verricht worden: de potentiële effecten zijn beschreven en voor een gedetailleerde evaluatie wordt verwezen naar de project-MER's.

6.2. Voornaamste resultaten van het milieueffectenrapport

De volgende paragrafen belichten per milieudomein de markantste effecten die in het MER zijn uiteengezet. Zij stellen vooreerst de huidige situatie voor (2008), en vervolgens de toekomstige situatie (2020).

6.2.1. Impact op het landschap

De impact op het landschap wordt hoofdzakelijk veroorzaakt door de infrastructuur. Er moet een onderscheid worden gemaakt tussen ondergrondse en bovengrondse infrastructuur. Tot de ondergrondse infrastructuur behoren de leidingen en de ondergrondse opslag in Loenhout. De drukreducerstations, de compressiestations, de meetstations, de debietregelstations, de mengstations en de LNG-terminal in Zeebrugge vallen onder de bovengrondse infrastructuur.

¹⁴⁰ Van oktober 2009.

¹⁴¹ In overeenstemming met de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

In de actuele situatie veroorzaken ondergrondse leidingen op de meeste plaatsen geen negatieve impact op het landschap. Bovengrondse infrastructuur kan lokaal wel een impact veroorzaken.

In de toekomstige situatie kunnen effecten optreden op de perceptieve kenmerken van het landschap en kan verlies van erfgoedwaarden optreden. Deze effecten worden vooral bepaald door de locatie van de nieuw te bouwen infrastructuren en zullen daarom pas in het kader van de project-MER's van deze infrastructuren kunnen bepaald worden.

6.2.2. Luchtvervuiling

In de actuele situatie worden wat de emissies naar lucht betreft de jaargemiddelde doelstellingen voor NO₂ in België nog steeds overschreden ter hoogte van de grote agglomeraties. De jaargemiddelde doelstelling voor PM10 wordt op het volledige grondgebied gerespecteerd, maar een relevant deel van het grondgebied kent een probleem door het overschrijden van het maximum toegelaten aantal overschrijdingen van de daggrenswaarde. Op het vlak van de immissies van NO_x, bedraagt de bijdrage van het transport en het verbruik van aardgas tot de grenswaarde voor de bescherming van de gezondheid van de mens maximaal 3,5 %.

In de toekomstige situatie, zal in alle scenario's, de bijdrage van het transport en het verbruik van aardgas tot de immissies van NO_x kleiner zijn dan in de huidige situatie en dit ondanks een uitbreiding van de infrastructuur en ondanks een toename van het verbruik. Een overschrijding van de jaarlijkse grenswaarde die te wijten is aan het transport en het verbruik van aardgas, valt bijgevolg niet te vrezen.

6.2.3. Impact op klimaat

In de actuele situatie maakt de CO₂ emissie van het transport en het verbruik van aardgas 26,8 % uit van de Kyoto doelstelling voor België.

In de toekomstige situatie is de bijdrage van de CO₂ emissie van het transport en het verbruik van aardgas voor alle scenario's hoger dan in de actuele situatie.

Van de drie bestudeerde scenario's vertoont het scenario BABI2009+PSE_Ref_scen de hoogste bijdrage en het scenario 20/20 target_Nuc, de laagste. In alle scenario's is de bijdrage hoog ten opzichte van de bestaande klimaatdoelstellingen 2008-2012 (Kyotoprotocol).

Het is op dit ogenblik echter nog niet duidelijk of na 2012 nog nationale emissieplafonds zullen gehanteerd worden en welke activiteiten en sectoren daar mogelijks onder zullen vallen. Voor die sectoren, die onder het systeem van verhandelbare emissierechten vallen, is het mogelijk dat reductiedoelstellingen op Europees niveau zullen vastgelegd worden.

Bovendien moet men opmerken dat het toenemende gebruik van aardgas gepaard gaat met een vermindering van de emissies van andere energiebronnen (bijvoorbeeld steenkolen, mazout, enz.). Dit aspect wordt niet in beschouwing genomen bij het MER.



6.2.4. Bodemvervuiling

In de actuele situatie wordt de bodem bedreigd door de volgende aspecten: verontreiniging, dalend organisch stofgehalte, afdichting, erosie, verdroging, verdichting, verlies aan bodembiodiversiteit, verzilting en overstroming, massatransport en geulerosie. De maximale gemiddelde verzurende depositie als gevolg van het transport en het verbruik van aardgas is op het Belgische grondgebied beperkt tot 15 Zeq/ha/jaar, hetgeen als aanvaardbaar wordt beschouwd.

In de toekomstige situatie neemt de bijdrage van het transport en het verbruik van aardgas binnen België tot de gemiddelde verzurende depositie af voor alle scenario's t.o.v. van de actuele situatie. De scenario's BABI2009+PSE_Base_Nuc en 20/20 target_Nuc leveren de laagste bijdrage op. De maximale bijdrage bedraagt op het Belgische grondgebied 13-14 Zeq/ha/jaar voor alle scenario's en wordt dus als aanvaardbaar beschouwd.

6.2.5. Wijziging bodemgebruik

In de actuele situatie wordt het bodemgebruik binnen België onderverdeeld in enerzijds 'stedelijke gebieden', met 'kernstadbebouwing', 'andere bebouwing' en 'industrie', en anderzijds weilanden, akkers en bossen. De ligging van de aardgasinfrastructuur wordt weergegeven in schema 4.

In de toekomstige situatie zou de aanleg van een aardgasleiding weinig veranderen op het vlak van het bodemgebruik.

6.2.6. Impact op de menselijke gezondheid

Voor de impact op de menselijke gezondheid ten gevolge van het transport en het verbruik van aardgas, is vooral de lucht- en de bodemkwaliteit belangrijk. Deze aspecten werden al hierboven al besproken.

De aanwezigheid van een aardgasinfrastructuur kan een subjectief gevoel van onbehagen oproepen bij de omwonenden. Wettelijke vereisten, controles en inspecties limiteren de mogelijke negatieve effecten.

6.2.7. Impact op de biodiversiteit

In de actuele situatie is in België ongeveer 12,6 % van het grondgebied beschermd onder Natura 2000. Hierin komen 59 habitattypes voor. 1,1 % van het grondgebied is aangeduid als natuurreservaat.

De belangrijkste effecten ten gevolge van het transport en het verbruik van aardgas zijn volgende: ruimte-inname door infrastructuur, ruimte-inname door de vrije zone die moet voorzien worden boven leidingen, verlies aan waardevol biotoop, versnippering en barrièrewerking en verstoring door geluid.

In de toekomstige situatie kunnen dezelfde effecten ontstaan. De ruimte-inname zal voor de verschillende scenario's gelijk zijn en groter dan in de huidige situatie. Aangezien de locatie

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

van nieuw te bouwen installaties nog niet gekend is kan men in het kader van versnippering en barrièrewerking slechts randvoorwaarden voorstellen: de bouw van installaties moet in de mate van het mogelijke vermeden worden op plaatsen waar versnippering of barrièrewerking kan optreden. Wat betreft verstoring door geluid worden de effecten beperkt wanneer bij de locatiekeuze van de infrastructuur rekening wordt gehouden met de aanwezigheid van natuurgebieden. Het is echter slechts op project-MER niveau dat de bovenvermelde effecten in detail kunnen bestudeerd worden.

6.2.8. Impact op de ecosystemen

Onder ecosystemen verstaat men het geheel van enerzijds de fauna en de flora en anderzijds de bodem, de lucht en het water waarin deze evolueren. Aangezien geen enkele impact wordt verwacht op het water, werd dit milieugebied niet bestudeerd in het MER. De fauna, de flora, de bodem en de lucht zijn hierboven besproken.

In de toekomstige situatie lijkt er ter hoogte van de grote steden een risico te blijven bestaan op een overschrijding van de laagste gevoeligheidsgrens voor NO₂, wat een impact zou kunnen hebben op de ecosystemen. Ook een overschrijding van de jaargrenswaarde voor NO₂ voor de bescherming van de vegetatie blijft mogelijk.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

7. Raadplegingen

Zoals vermeld in punt 1.4.1 en 1.5.1 bepalen zowel de wet van 12 april 1965 als de wet van 13 februari 2006 dat de PSG in de toestand van een project wordt voorgelegd voor raadpleging.

In de hiernavolgende punten worden de organisatie en de resultaten van de verschillende raadplegingen beknopt voorgesteld.

7.1. Organisatie van de raadplegingen

Om praktische redenen worden de raadplegingen die voorzien zijn door de wetten van 12 april 1965 en 13 februari 2006 tegelijkertijd uitgevoerd. Maar zij onderscheiden zich van elkaar door hun voorwerp en de geraadpleegde entiteiten. Daarom worden zij afzonderlijk behandeld in de volgende tekst.

7.1.1 Raadplegingen bepaald door de wet van 12 april 1965

De wet van 12 april 1965 bepaalt dat “de beheerder van het aardgasvervoersnet, de beheerder van de opslaginstallatie voor aardgas, de beheerder van de LNG-installatie, de [CREG] en de Nationale Bank van België worden geraadpleegd” en dat “het ontwerp van prospectieve studie voor advies wordt voorgelegd aan de Interdepartementale Commissie Duurzame Ontwikkeling en aan de Centrale Raad voor het Bedrijfsleven. De adviezen worden bezorgd binnen de zestig dagen na het verzoek om advies. Bij gebrek aan advies wordt de procedure op het vlak van de uitwerking van de prospectieve studie voortgezet.”

De beheerder van het aardgasvervoersnet, de beheerder van de opslaginstallatie voor aardgas, de beheerder van de LNG-installatie (Fluxys), de CREG en de NBB werden geraadpleegd door middel van hun deelname aan de werkzaamheden van de groep die het ontwerp van PSG heeft opgesteld.

Op het einde van december 2010 werden de Interdepartementale Commissie Duurzame Ontwikkeling (ICDO) en de Centrale Raad voor het Bedrijfsleven (CRB) uitgenodigd om een advies over te maken over het ontwerp van PSG.

Beide instanties hebben geantwoord. Nochtans heeft geen van beiden een advies uitgebracht.

De ICDO heeft verkozen om zich te onthouden aangezien “de experts die zich zouden kunnen uitspreken over het project en een advies formuleren dezelfde zijn als diegenen die het ontwerp hebben opgesteld”. De ICDO is immers samengesteld uit vertegenwoordigers van de federale administratie. Bijgevolg zijn de experts waarop de ICDO zou moeten steunen om een advies uit te brengen over het ontwerp van PSG, de ambtenaren van de AD Energie of de experts van het FPB. Welnu, deze zijn de auteurs van de PSG.

De CRB heeft aangegeven dat hij “thans niet in de mogelijkheid verkeerde om de prospectieve studie betreffende de zekerheid van de aardgasbevoorrading tot 2020 grondig te bestuderen, noch a fortiori om desbetreffend een advies uit te brengen en dit hoofdzakelijk om twee redenen. Enerzijds omdat [zijn] leden vaststellen dat het document dat hen voor advies wordt voorgelegd moet worden geactualiseerd in functie van de nieuwe Europese verordening be-



treffende de bevoorradingszekerheid en dat zij zich bijgevolg niet wensen uit te spreken over een document dat in deze omstandigheden slechts als voorlopig kan worden beschouwd. Anderzijds omdat zij van mening zijn dat het opportuun zou zijn om de analyse te verruimen tot het Europees niveau wegens de sterke interconnectie tussen de verschillende gasmarkten.”

7.1.2 Raadplegingen bepaald in de wet van 13 februari 2006

De wet van 13 februari 2006 bepaalt voor de raadpleging over het ontwerp van PSG en het MER:

- van betrokken instanties (Adviescomité SEA; Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling – FRDO; gewestregeringen, ...). “De adviezen worden bezorgd binnen zestig dagen na het verzoek. Bij ontstentenis wordt de procedure verder gezet.”
- van het publiek. Deze “ publieksraadpleging [wordt] aangekondigd, uiterlijk vijftien dagen voor de aanvang ervan, door middel van een bij het Belgisch Staatsblad gevoegd bericht, op de Federale Portalsite en door minstens een ander communicatiemiddel dat door de opsteller van het plan wordt gekozen. De publieksraadpleging duurt zestig dagen en wordt opgeschort tussen 15 juli en 15 augustus.”

Raadplegingen van de instanties

Op het einde van december 2010, werden vijf instanties geraadpleegd: het Adviescomité SEA, de FRDO en de regeringen van de drie gewesten (ministers belast met Leefmilieu en Energie).

Het Adviescomité SEA, de FRDO, het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (minister belast met Leefmilieu en Energie), Wallonië (minister belast met Energie) en het Vlaams Gewest (minister belast met Energie) hebben geantwoord.

Zij hebben allemaal een advies uitgebracht, met uitzondering van de FRDO, die hierover het volgende verklaart: “Het document dat voor advies was voorgelegd aan de Raad zou blijkbaar opnieuw geactualiseerd moeten worden in functie van de nieuwe Europese verordening betreffende de bevoorradingszekerheid. In die context wenst de Raad geen advies uit te brengen en dit bij wijze van uitzondering.”

Publieksraadpleging

Een publieksraadpleging die hoofdzakelijk plaatsvond via een internetsite werd georganiseerd van 12 januari tot 12 maart 2011.

Deze publieksraadpleging werd aangekondigd in het Belgisch Staatsblad, op de federale portalsite en op de internetsite van de FOD Economie op het einde van december 2010. Begin januari 2011 werd zij toegelicht in een perscommuniqué en in een email aan de betrokkenen van de AD Energie en van de Algemene Directie Leefmilieu van de FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de Voedselketen en Leefmilieu.

Zij gaf aanleiding tot twee reacties: vanwege de CREG en van FEBELIEC¹⁴².

¹⁴² FEBELIEC (Federation of Belgian Industrial Energy Consumers) vertegenwoordigt de industriële verbruikers van elektriciteit en aardgas in België.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

7.2. Resultaten van de raadplegingen

De adviezen en reacties zijn beschikbaar op de website van de FOD Economie (<http://economie.fgov.be>).

In de volgende tekst wordt de inhoud ervan samengevat en wordt toegelicht hoe ze in overweging werden genomen.

7.2.1 Inhoud van de adviezen en reacties

De adviezen en reacties bevatten positieve commentaren, negatieve commentaren, vragen om verduidelijking en suggesties voor verbetering die zowel betrekking hebben op de vorm als op de inhoud van de documenten die voor advies zijn voorgelegd.

Als positieve commentaar werd het volgende aangehaald:

- het “interessante” karakter van de studie;
- de goede beschrijving van de werking van de gasmarkt en de onzekerheden die daarin spelen.

De negatieve commentaren en suggesties voor verbetering hebben hoofdzakelijk betrekking op:

- wat het ontwerp van PSG betreft:
 - zwakke punten in het totstandkomingproces;
 - verouderde wetgevende context en verouderde maatregelen die eruit voortvloeien;
 - verouderde gegevens;
 - zwakke punten in de methodologie;
 - onvoldoende uitgediepte analyses;
 - gebrek aan aanbevelingen;
- wat het MER betreft:
 - verouderde wetgevende context en verouderde maatregelen die eruit voortvloeien;
 - te korte tijdslijmiet;
 - zwakke punten in de methodologie;
 - onvoldoende uitgebreide evaluatie.



7.2.2 Wijze waarop de adviezen en reacties in overweging werden genomen

Hier moet men een onderscheid maken tussen het ontwerp van PSG en het MER. In tegenstelling immers tot het ontwerp van PSG moet het MER niet worden aangepast in functie van de raadplegingen. Aangezien de AD Energie dit document echter wenste te publiceren op het internet van de FOD Economie heeft ook dit document enkele aanpassingen ondergaan. In deze context werden enkel de vragen om verduidelijking en de suggesties voor verbetering over de vorm van het document weerhouden.

Aangaande het ontwerp van EPG werden bepaalde negatieve commentaren en suggesties voor verbeteringen over de inhoud van het document verworpen aangezien zij foutief waren of buiten het gebied van de studie bleken te liggen. Andere werden weerhouden maar zij zullen opnieuw worden onderzocht en/of worden toegepast bij opstelling van de volgende PSG's, aangezien zij een te diepgaande herziening van het ontwerp van PSG ofwel de actualisering van andere langdurige studies impliceren. Wat overbleef heeft aanleiding gegeven tot wijzigingen van het ontwerp van PSG.

De vragen om verduidelijking en de suggesties voor verbetering over de vorm van het document hebben in het algemeen eveneens aanpassingen van het ontwerp van PSG ten gevolge gehad.

Bijlage 4 geeft enkele voorbeelden van de manier waarop de adviezen en de reacties in overweging werden genomen.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

SAMENVATTING EN HOOFDELEMENTEN

Aan het einde van deze studie is het passend:

- te herinneren aan de belangrijkste resultaten die zij heeft opgeleverd;
- de aandacht te vestigen op een aantal elementen die de bevoorradingszekerheid voor aardgas in België in de toekomst zullen beïnvloeden.

Recente evolutie van het jaarlijkse aardgasverbruik in België

Verdeling van het jaarlijkse verbruik voor een referentiejaar

Tabel 27 geeft een samenvatting van het jaarlijks Belgisch verbruik voor 2008 (het gekozen referentiejaar) per activiteitssector, met name de openbare distributie (TD), de industrie aangesloten op het transportnet (TI) en de elektriciteitsproductie (TE), alsook per type aardgasnet, d.w.z. het aardgasnet met laag calorisch vermogen (L) en het aardgasnet met hoog calorisch vermogen (H). Voor de openbare distributie is het verbruik genormaliseerd volgens een gegeven temperatuurprofiel op jaarbasis.

Tabel 27: Jaarlijks aardgasverbruik van België per activiteitssector en per nettype, 2008 (GWh/jaar)

	L+H	H	L
TD	94.369	49.121	45.249
TD/Totaal	48,0 %	35,0 %	80,5 %
Net/L+H		52,1 %	47,9 %
TI	47.751	39.616	8.135
TI/Totaal	24,3 %	28,2 %	14,5 %
Net/L+H		83,0 %	17,0 %
TE	54.489	51.682	2.806
TE/Totaal	27,7 %	36,8 %	5,0 %
Net/L+H		94,8 %	5,2 %
Totaal	196.609	140.419	56.190
Net/L+H		71,4 %	28,6 %

Het totale jaarlijkse verbruik loopt tegen de 200.000 GWh. Bijna $\frac{3}{4}$ daarvan is verbruik van H-gas.

Wanneer we de situatie per sector bekijken, zien we dat de openbare distributie de voornaamste aardgasverbruiker is omdat deze sector goed is voor bijna 50 % van het totale verbruik. Wij zien tevens een bijna identieke verdeling over het L-net en het H-net. De industrie en de elektriciteitsproductie delen de overige 50 % voor ongeveer evenveel. Beide sectoren worden hoofdzakelijk bevoorrad via het H-net (respectievelijk voor 83 % en voor 95 %).



Wat de situatie per nettype betreft, zien we dat het verdelingsprofiel sterk verschilt van sector tot sector. Bij het net voor H-gas vertegenwoordigt elke sector ongeveer 1/3 van het verbruik. Bij het net voor L-gas is de openbare distributie veruit de belangrijkste verbruiker (80 %).

Evolutie van het jaarverbruik

De evolutie van het jaarverbruik van aardgas is onderzocht voor de periode 2001-2008.

Voor het bepalen van een globale tendens baseren wij ons op de belangrijkste tendensen per activiteitensector die blijken uit de gegevens van tabel 28.

Tabel 28: Evolutie van het jaarverbruik van aardgas in België per activiteitensector en per nettype, 2001-2008 (GWh/jaar)

	TD			TI			TE			Totaal		
	L+H	H	L	L+H	H	L	L+H	H	L	L+H	H	L
2001	84.383	42.920	41.463	46.646	38.000	8.645	40.909	39.009	1.900	171.937	119.929	52.008
...
2007	95.802	50.188	45.614	49.873	40.860	9.013	56.674	53.757	2.917	202.349	144.805	57.544
2008	94.369	49.121	45.249	47.751	39.616	8.135	54.489	51.682	2.806	196.609	140.419	56.190
2001-2008	1,6 %	1,9 %	1,3 %	0,3 %	0,6 %	-0,9 %	4,2 %	4,1 %	5,7 %	1,9 %	2,3 %	1,1 %
2001-2007	2,1 %	2,6 %	1,6 %	1,1 %	1,2 %	0,7 %	5,6 %	5,5 %	7,4 %	2,8 %	3,2 %	1,7 %
2007-2008	-1,5 %	-2,1 %	-0,8 %	-4,3 %	-3,0 %	-9,7 %	-3,9 %	-3,9 %	-3,8 %	-2,8 %	-3,0 %	-2,4 %

De cijfers van de *openbare distributie* zijn verkregen na normalisering van het verbruik volgens een gegeven temperatuurprofiel op jaarbasis.

Tijdens de periode 2001-2008 is het jaarlijkse verbruik van de openbare distributie gestegen. De gemiddelde groei in deze periode bedraagt 1,6 %. Die groei is groter bij het net voor H-gas (1,9 %) dan bij het net voor L-gas (1,3 %). Het jaar 2008 buiten beschouwing gelaten, bedraagt de totale gemiddelde jaarlijkse groeipercentage (tijdens de periode 2001-2007) 2,1 % en bedragen de jaarlijkse gemiddelde groeipercentages voor het net voor H-gas en voor L-gas respectievelijk 2,6 % en 1,6 %.

In het jaar 2008 komt er een einde aan deze groeitendens. Het verbruik van de openbare distributie daalt immers met 1,5 % tegenover 2007. Deze opmerkelijke tendens gezien de stijging van het aantal aansluitingen op het aardgasnet kan als volgt worden verklaard: de verwachte stijging van het verbruik wordt gecompenseerd door rationeler energiegebruik hetzij door een veranderd gedragspatroon van de verbruikers in economisch moeilijke tijden hetzij door de effecten van energiebesparende maatregelen (zoals betere isolatie, efficiëntere toestellen, ...). Deze dalende tendens is duidelijker merkbaar op het net voor H-gas (-2,1 %) dan op het net voor L-gas (-0,8 %).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Bij de *industrie* stagneert het verbruik sinds 2003, zowel op het net voor H-gas als op het net voor L-gas. Bij het net voor H-gas en het net voor L-gas blijft het verbruik respectievelijk stabiel op 40.000 GWh/jaar en 10.000 GWh/jaar. In 2008 kent het totale industriële verbruik van aardgas een terugval met 4,3 % (-9,7 % op het net voor L-gas).

Tijdens de periode 2001-2007 stijgt het aardgasverbruik door *elektriciteitscentrales* constant op het net voor H-gas. De jaarlijkse gemiddelde groeipercentage bedraagt 5,6 %. De elektriciteitsproductie op het net voor L-gas is gering en heeft geen significante invloed op het totale aardgasverbruik door elektriciteitscentrales. Net zoals voor de sector van de openbare distributie is het jaar 2008 gekenmerkt door een terugval van het verbruik met ongeveer 4 % tegenover 2007 waardoor de totale toename voor de periode 2001-2008 4,2 % bedraagt.

Gesteund door de groei van de openbare distributie en de elektriciteitsproductie bedraagt de *globale* jaarlijkse gemiddelde groeipercentage (alle sectoren samen) voor de periode 2001-2007 2,8 %. Aangezien in 2008 voor alle sectoren een daling van het verbruik wordt vastgesteld, wordt de periode 2001-2008 gekenmerkt door een lagere globale jaarlijkse groeipercentage namelijk 1,9 %.

Seizoensgebonden balanceringsbehoeften

Naar gelang de betrokken sector wordt het afnameprofiel in mindere of meerdere mate beïnvloed door de buitentemperatuur. We stellen vast dat het verbruik in de industrie en de elektriciteitsproductie weinig verband houdt met de buitentemperatuur. In de openbare distributie, echter, waar aardgas hoofdzakelijk voor verwarming wordt aangewend, zien we grote seizoensgebonden schommelingen die het gebruik van bijzondere instrumenten vergen.

Zowel de tekorten gedurende de winter als de overschotten gedurende de zomer vergen een portefeuillebeheer van de aardgasleveranciers en -bevrachters. Zij kunnen gebruik maken van een aantal instrumenten voor het beheer van de seizoensgebonden vraag, met name:

- de aardgasopslag in België (Loenhout voor H-gas) of elders;
- de flexibiliteit van de bevoorradingscontracten;
- de aankoop en verkoop van aardgas op korte termijn;
- swaptransacties tussen de Belgische en de grens-tot-grensvervoersmarkt.

De verhouding tussen het aardgasverbruik gedurende de piek- en de dalmaand bedraagt 2,2. Op het net voor L-gas is de verhouding tussen het verbruik tijdens de piekmaand en de dalmaand het grootst, namelijk 4,1.

De gemiddelde seizoensgebonden balanceringsbehoeften voor de periode 2004-2008 bedragen ongeveer 24.000 GWh; dit is 12 % van het jaarlijks verbruik (196.000 GWh). Van deze 24.000 GWh is ongeveer 22.000 GWh bestemd voor de sector van de openbare distributie, of meer dan 90 %. Via de opslagcapaciteit van Loenhout (7.560 GWh) wordt 70 % van de balanceringsbehoeften op het net voor H-gas ingevuld (d.i. 10.907 GWh). Op het net voor L-gas komt de seizoensgebonden balanceringsbehoefte hoofdzakelijk tot stand via flexibiliteit in de contracten.



Vooruitzichten over de evolutie van de vraag naar aardgas in België tot 2020

Om de evolutie van de vraag naar aardgas tot 2020 te evalueren, werden verscheidene scenario's geanalyseerd op basis van recente studies. Het kader van die analyse staat beschreven in hoofdstuk 4. Daaruit blijken volgende sectorale vooruitzichten.

Het aardgasverbruik in de *industrie* (ongeacht het net waarop men is aangesloten) zou opnieuw moeten stijgen na een periode waarin daling en quasistagnatie elkaar afwisselen. In 2020 zou het verbruik opnieuw een niveau bereiken dat nauw aansluit bij dat van 2000: tussen 70.400 GWh en 72.680 GWh naar gelang het scenario, vergeleken met 70.581 GWh in 2000; in 2008 bedroeg het aardgasverbruik in de industrie ongeveer 58.000 GWh¹⁴³.

Deze inhaalbeweging heeft te maken met het concurrentievoordeel van aardgas tegenover andere energiedragers, meer bepaald in de context van het Energie-klimaatpakket en de hypothesen met betrekking tot de economische groei in de industrie en dan vooral in de chemische industrie die op zich meer dan de helft van het industrieel aardgasverbruik vertegenwoordigt.

In de *residentiële sector* zou het aardgasverbruik tot 2020 moeten blijven stijgen tenzij er, in het kader van het Energie-klimaatpakket, snel werk wordt gemaakt van een beleid en maatregelen die de ontwikkeling van warmtepompen, condensatieketels op aardgas en isolatie van gebouwen stimuleren. In dat geval zou het (genormaliseerde) aardgasverbruik in de residentiële sector vrij dicht bij het niveau van 2005 kunnen blijven. Zo niet, zou dat verbruik tussen 2005 en 2020 met 17 % of zelfs met 27 % kunnen stijgen naar gelang van de penetratiegraad van deze energievorm bij de residentiële klanten.

Het (genormaliseerde) aardgasverbruik zou in de *tertiaire sector* tegen 2020 moeten toenemen, maar de groeipercentage van de vraag zou aanzienlijk beperkt kunnen worden door het toepassen van het Energie-klimaatpakket: gaande van 29 % in de scenario's die geen rekening houden met de nieuwe "broeikasgasemissie-" en "hernieuwbare" doelstellingen voor België tot slechts 15 % tussen 2005 en 2020 indien er snel een ambitieus beleid en maatregelen worden opgezet die energiebesparing en het gebruik van hernieuwbare energiebronnen stimuleren.

In de *elektriciteitssector* kent het aardgasverbruik een evolutie die zeer verschillend is naar gelang het bestudeerde scenario. In 2020 kunnen de behoeften aan aardgas als brandstof voor het opwekken van elektriciteit variëren van een forse daling met 60 % naar een stijging met 20 % in vergelijking met 2005. Bij het bepalen van de aardgasbehoeften voor de elektriciteitssector spelen de variabelen "vraag naar elektriciteit", "maatregelen inzake energie-efficiëntie", "netto-elektriciteitsinvoer", "klimaatbeleid" en "beleid ten gunste van hernieuwbare energie" een cruciale rol.

¹⁴³ Het verschil met het cijfer voorgesteld in tabel 28 (47.751 GWh) komt van het verbruik van de industrie aangesloten op de openbare distributie.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Algemeen genomen en ceteris paribus kunnen wij zeggen dat hoe kleiner de vraag naar elektriciteit is (wegens een geringere economische groei, een betere energie-efficiëntie of het toepassen van een klimaatbeleid) en/of hoe groter de netto-elektriciteitsinvoer, hoe kleiner de behoeften aan aardgas zullen zijn. Ook het nastreven van doelstellingen over hernieuwbare energiebronnen (in het kader van het Energie-klimaatpakket) leidt tot een daling van de aardgasbehoeften in de sector van de elektriciteitsproductie.

Wat de *totale vraag* naar aardgas betreft, besluit de analyse tot een stijging tussen 2005 en 2020 ongeacht het bestudeerde scenario. De bovengrens geeft een toename met 18 % tussen 2005 en 2020, dit komt overeen met een gemiddelde jaarlijkse groeipercentage van 1,1 %. De ondergrens waarbij rekening is gehouden met de impact van het Energie-klimaatpakket vertoont een meer gematigde groei in de orde van 2 % tussen 2005 en 2020, of een gemiddelde jaarlijkse groeipercentage van 0,1 %.

De vooruitzichten voor het totale jaarlijkse aardgasverbruik volstaan niet om de graad van bevoorradingszekerheid voor aardgas tegen 2020 in zijn geheel te kunnen evalueren. Hiervoor moet men de piekvraag analyseren.

Piekvraag en capaciteitsbehoeften

De invoercapaciteit voor de nationale markt, ook de ingangscapaciteit op het vervoersnet geheten, en de vervoerscapaciteit zijn van die omvang dat zij in een extreme situatie – piekvraag – aan de vraag naar aardgas kunnen voldoen. Die extreme situatie is omschreven als de samenloop van volgende omstandigheden:

- gezinnen moeten kunnen verwarmen gedurende drie opeenvolgende dagen bij een equivalente temperatuur van -11 °C;
- de tertiaire sector moet kunnen verwarmen gedurende drie opeenvolgende dagen bij een equivalente temperatuur van -11 °C;
- het maximale piekverbruik van de industrie, geraamd op dagbasis, moet kunnen plaatsvinden;
- de elektriciteitscentrales die werken op aardgas draaien op volle kracht;
- de grens-tot-grensvervoerscontracten moeten tegen hun hoogste capaciteit kunnen worden nageleefd.

De piekvraag stemt overeen met de gemiddelde vraag per uur tijdens een dag met een piekverbruik (VUDP).



Vooruitzichten over de evolutie van de piekvraag

De vooruitzichten over de evolutie van de piekvraag zijn de vooruitzichten voor de sectoren die rechtstreeks op het aardgasvervoersnet zijn aangesloten.

Voor de *openbare distributie* wordt geschat dat de VUDP tijdens de winter 2019/20 voor H-gas en voor L-gas respectievelijk ongeveer 2.019 km³(n)/u en 2.100 km³(n)/u zal bedragen.

Voor de *industrie* schat men dat de VUDP voor H-gas tijdens de winter 2019/20 ongeveer 761 km³(n)/u zal bedragen.

Wat de *elektriciteitsproductie* betreft, vertegenwoordigt de VUDP op het net voor L-gas slechts een geringe hoeveelheid (2,4 % van de totale VUDP in L-gas of 3,7 % van de totale VUDP van de elektriciteitssector). Geraamd wordt dat de VUDP tussen de winter van 2009/10 en de winter van 2019/20 stabiel zal blijven en in de buurt van 53 km³(n)/u zal liggen. Voor het H-gasnet is de evolutie van de VUDP gebaseerd op de gekende projecten met grote kans op realisatie van de transportnetbeheerder. Die kennis bestrijkt een periode van 5 jaar, d.w.z. tot de winter van 2013/14. Voor de periode daarna is de informatie waarover de transportnetbeheerder beschikt ontoereikend om op betrouwbare wijze de evolutie van de VUDP te kunnen inschatten. Daarom werd de VUDP voor de winter van 2014/15 en de daarop volgende winters constant gehouden. Men schat dat de jaarlijkse groeipercentage van de VUDP die toe te schrijven is aan de elektriciteitsproductie tussen de winter van 2009/10 en de winter van 2013/14 gemiddeld 13,7 % zal bedragen. De vraag zal stijgen van 1.367 km³(n)/u naar 2.283 km³(n)/u; d.i. bijna een verdubbeling van de VUDP.

Vooruitzichten over het capaciteitsaanbod

Het Belgische net voor L-gas wordt gevoed door het Nederlandse transportnet voor L-gas. Het knooppunt van deze twee netwerken wordt gerealiseerd tussen Hilvarenbeek aan de Nederlandse kant en Poppel aan de Belgische kant van de grens. De ingangscapaciteit die bestemd is voor transport (dus buiten het grens-tot-grensvervoer) te Poppel, bedraagt 1.694 km³(n)/u. Bij deze invoercapaciteit moet men de 400 km³(n)/u rekenen, die kunnen worden geproduceerd vanuit de conversie-installaties van H-gas in L-gas van Lillo en Loenhout. Het capaciteitsaanbod in L-gas bedraagt bijgevolg 2.094 km³(n)/u. Om bovendien het hoofd te bieden aan een winterpiek zal er een bijkomende capaciteit van 60 km³(n)/u beschikbaar zijn voor de Belgische markt tijdens de winters van 2012/13 en 2013/14 (als gevolg van de werkzaamheden van de Task Force L-gas).

Voor het H-gas is er een verhoging van de ingangscapaciteit voorzien voor de 5 volgende jaren. Hierdoor zal deze capaciteit stijgen van 3.734 km³(n)/u (winter 2009/10) naar 6.480 km³(n)/u (winter 2014/15). Bij de investeringen die zullen bijdragen tot deze verhoging moet men de versterking vermelden van de transportleiding VTN.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Analyse van de toestand van vraag en aanbod in omstandigheden waarin zich winterpieken voordoen (t_{eq} -11 °C)

Voor het net voor L-gas kan men aannemen dat er zich geen capaciteitsproblemen zullen stellen tot aan de winter 2014/15, zelfs indien de analyse lijkt te wijzen op een klein tekort tijdens de winters van 2011/12 en 2013/14.

Men mag immers niet vergeten dat het model dat gebruikt wordt om de VUDP te bepalen gebaseerd is op de veronderstelling van de meest ongunstige omstandigheden. In de praktijk zullen deze omstandigheden zich zelden gezamenlijk voordoen.

Om de bevoorrading te waarborgen en op middellange termijn het hoofd te bieden aan een tekort aan L-gas, moet men de geleidelijke conversie naar H-gas overwegen van de klanten die L-gas gebruiken.

Wat het net voor H-gas betreft, wordt de vraag naar capaciteit verkregen door de VUDP van de sectoren van de openbare distributie, de industrie en de elektriciteitssector op te tellen en er 360 km³(n)/u H-gas bij te tellen die noodzakelijk zijn voor de convertoren van Lillo en Loenhout om de 400 km³(n)/u L-gas te produceren.

De evolutie van de capaciteitsbehoeften is voornamelijk toe te schrijven aan de stijging van de vraag naar aardgas voor elektriciteitsproductie. Hierbij stelt men vast dat de binnenlandse transportcapaciteit volstaat om de Belgische markt te bevoorraden. Bovendien zal vanaf de winter van 2011/12 een reservecapaciteit van ongeveer 1.000 km³(n)/u beschikbaar zijn op het net voor H-gas. Een gedeelte van deze capaciteit zal moeten worden aangewend voor de conversie naar H-gas uit zones die gevoed worden in L-gas en zal eveneens kunnen worden gebruikt in het kader van eventuele nieuwe projecten voor elektriciteitscentrales op aardgas na 2015.

Tenslotte is het niet overbodig eraan te herinneren dat de markt op korte termijn grens-tot-grensvervoerstromen inzet om te voorzien in de bevoorradingsbehoeften van de eindafnemers in België. Deze techniek levert bijkomende ingangscapaciteit (in backhaul) op om de Belgische markt te bevoorraden, welke gecontracteerd wordt in Blaregnies H en in Blaregnies L.



Enkele bepalende elementen voor de toekomstige bevoorradingszekerheid voor aardgas in België

Centrale rol van aardgas in de energiebevoorrading van België

Wat België betreft werd de belangrijke rol van aardgas in de energiebevoorrading – en vooral in de bevoorrading van elektriciteit – al beklemtoond in de studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017. Met behulp van een dynamisch klimaatbeleid zou het aandeel van aardgas in de Belgische energiemix stijgen, hoewel de stijging eerder matig zou verlopen gegeven de hernieuwbare-energie-doelstelling die de deur op een kier laat voor elektriciteitsproductie op basis van steenkool.

Aanbeveling

De Algemene Directie Energie geeft de aanbeveling om in de komende jaren zeer waakzaam te blijven m.b.t. de energietoestand van België, vooral betreffende de afhankelijkheid ten aanzien van de invoer van aardgas. Hiervoor zal de prospectieve studie betreffende de zekerheid van de aardgasbevoorrading een waardevol hulpmiddel zijn.

Een duidelijke sprong voorwaarts op het vlak van bevoorradingszekerheid voor aardgas: de nieuwe Europese verordening en de “Gas Coordination Group”

Het toenemende gebruik door de Europese Unie van ingevoerde energie vormt een belangrijk risico voor de energiebevoorradingzekerheid.

Om de bevoorradingszekerheid voor aardgas in Europa te verbeteren, heeft de Europese Unie een nieuwe verordening (994/2010) aangenomen dat de richtlijn 2004/67/EG vervangt. De grote principes van deze verordening zijn:

- het voor de marktspelers (shippers, netbeheerders, ...) mogelijk maken zolang mogelijk het hoofd te bieden aan de stroomopwaartse storingen van de bevoorrading alvorens de staten tussenkomen;
- hiervoor beschikken over voldoende transportinfrastructuur en markttransparantie waardoor men zich kan vergewissen van de toestand en van de mogelijkheden over beheer van de vraag, vooral voor de grote industriële verbruikers;
- ingeval de markt de toestand onmogelijk zou kunnen beheren, ervoor zorgen dat de lidstaten passende en op gewestelijk en Europees niveau gecoördineerde maatregelen nemen.

Bovendien vereist deze verordening meer transparantie en informatie van de lidstaten betreffende de grote investeringsprojecten, vooral m.b.t. transport en opslag van aardgas.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De recente bevoorradingscrisissen (bijvoorbeeld de crisissen tussen Rusland en Oekraïne en tussen Rusland en Wit-Rusland) hebben aangetoond hoezeer het van belang is dat de lidstaten elkaar raadplegen en snel gezamenlijk de balans van hun bevoorradingstoestand opmaken, dat zij samen overleggen over de maatregelen die moeten worden genomen en als één stem spreken samen met de belangrijkste aardgasleveranciers. Hierbij is de rol van de “Gas Coordination Group” van cruciaal belang. Deze groep is samengesteld uit vertegenwoordigers van de lidstaten, de representatieve instanties van de sectoren en de verbruikers. Hij wordt voorgezeten door de Europese Commissie.

België, een draaischijf voor het grens-tot-grensvervoer van aardgas

Dank zij de strategie om te investeren in de Belgische gasinfrastructuur waarbij de klemtoon werd gelegd op de centrale geografische ligging van ons land in Noordwest-Europa is België in deze regio een draaischijf voor aardgasgrens-tot-grensvervoer geworden. Deze strategie heeft geleid tot een grotere bevoorradingzekerheid voor het land.

België beschikt immers over een zeer belangrijke transportinfrastructuur voor aardgas die het land verbindt met tal van bevoorradingbronnen en dit via grote internationale leidingen (zoals de Interconnector of de Zeepipe), interconnecties met de aangrenzende landen of ook nog met de gasterminal van Zeebrugge.

Het binnenlandse verbruik van België bedraagt thans bijna 20 miljard m³ per jaar¹⁴⁴, maar ongeveer 90 miljard m³ (gecontracteerde capaciteit) transiteert jaarlijks door ons aardgas-transportnet, van het noorden naar het zuiden van Europa, van Rusland en Oost-Europa naar het Verenigd Koninkrijk en vandaar naar het continent...

De gasterminal van Zeebrugge speelt eveneens een belangrijke rol in de bevoorrading van Noord-Oost-Europa. De ontvangstcapaciteit wordt geschat op min of meer 10 % van de totale Europese grensoverschrijdende capaciteit. De flexibiliteit die geboden wordt door de handel in lpg is primordiaal in geval van een onderbreking van de bevoorrading van een bron “op het land” (leiding) of in geval van extreme weersomstandigheden.

Behalve zijn functie van terminal vervult Zeebrugge eveneens een hub-functie waardoor de haven een belangrijke rol krijgt toebedeeld in de internationale aardgashandel in deze regio. Dit betekent eveneens dat de Belgische leveranciers op elk ogenblik kunnen rekenen op een bijkomende bevoorradingbron, hetgeen het concurrentieniveau verhoogt.

¹⁴⁴ 19 miljard m³ per jaar in 2010.



Aanbeveling

De positie van België als draaischijf voor aardgas in Noordwest-Europa pleit voor een verruiming op termijn van de analyse van de perspectieven over verbruik en behoeften van aardgastransport van België naar de buurlanden. Voortaan zouden de overheden die belast zijn met de planning van de investeringen van de verschillende landen moeten samenwerken. Ook de Europese netbeheerders wensen hierover overleg te plegen om dure overinvesteringen te vermijden.

Specifiek geval van het L-gas

Op initiatief van de minister van Energie werd met de betrokken actoren een “Task Force L-gas” opgericht om te evalueren of het aanbod een antwoord kan bieden op de vraag op middellange en lange termijn, om de mogelijkheden te onderzoeken om de eventuele tekorten te ondervangen en een energiebeleid te bepalen.

Een van de geanalyseerde maatregelen bestaat in het optimaliseren van de transportcapaciteit aan het Frans-Belgische ingangs/uitgangspunt (vermindering van grens-tot-grensvervoer naar Frankrijk, dat een bijkomende terbeschikkingstelling voor de Belgische markt mogelijk maakt). Deze maatregel maakt het mee mogelijk de kritieke winter met twee jaar en gedurende twee jaar op te schuiven. Deze periode moet worden benut om technische, economische en reglementaire acties voor te bereiden die noodzakelijk zijn.

Nochtans werd een andere optie weerhouden, namelijk de gedeeltelijke conversie van een zone (zone van de Limburgse Kempen). Die optie biedt immers verschillende voordelen:

- op definitieve wijze de problematiek oplossen van de bevoorrading in L-gas van deze zone;
- een belangrijk deel van de industriële klanten gevoed in L-gas naar H-gas te converteren;
- de groei van de markt voor L-gas tegengaan door de in deze zone door conversie vrijgekomen volumes anders te bestemmen;
- de globale groei van de markt voor L-gas geleidelijk verminderen voor zover technisch gezien voorrang kan worden gegeven aan de conversie van zones met forse groei van L-gas (dit is het geval voor de zone van de Limburgse Kempen).

Volgens de Task Force is het belangrijk ervoor te zorgen dat de markt van L-gas stagneert op het niveau van de ingangscapaciteit en dat de groei wordt gedekt door de conversie van de klanten van L-gas naar H-gas. Indien men kan rekenen op het grens-tot-grensvervoer van het L-gas naar Frankrijk d.m.v. contractuele waarborgen en indien het energiebeleid deze optie verdedigt, is het niet nodig nieuwe klanten van L-gas naar H-gas te converteren tegen de winter 2019/20. Dit betekent eveneens dat België een politieke waakzaamheid aan de dag moet leggen ten aanzien van de betrokken landen.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Problematiek van de termijnen

Ook de problematiek van de termijnen die blijkt uit de studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017 voor de productie en het transport van elektriciteit is van belang voor de aardgassector, hoewel iets minder nijpend.

Nochtans zijn de termijnen in de aardgassector zeer lang (van 4 tot 5 jaar), wat commerciële onderhandelingen moeilijk en riskant maakt. Zoals bij elektrische leidingen vergt de aanleg van nieuwe transportleidingen het doorlopen van talrijke procedures (en het bekomen van tal van vergunningen) waarvoor een beroep moet worden gedaan op verschillende politieke niveaus (federaal, gewestelijk, lokaal, ...).

Aanbeveling

In navolging van de transportnetbeheerder (Fluxys) geeft de Algemene Directie Energie de aanbeveling om de toekenningsprocedures efficiënter te laten verlopen (bijvoorbeeld met het gebruik van een enig loket).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

BIJLAGEN

Bijlage 1: Graaddagen en equivalente graaddagen

Meer uitleg over de graaddagen kunt u vinden op de site <http://www.synergrid.be>.

Voor een bepaalde dag zijn de graaddagen gelijk aan het verschil tussen 16,5 °C en de gemiddelde dagtemperatuur gemeten door het KMI te Ukkel.

Bijvoorbeeld indien de gemiddelde temperatuur van een dag -2 °C was, is het aantal graaddagen voor die dag 18,5 °C (GD = 16,5 – (-2)). Indien de gemiddelde dagtemperatuur groter is dan 16,5 °C wordt de waarde 0 aangenomen.

In deze studie worden de "equivalente graaddagen" (GDeq), zoals gedefinieerd voor Synergrid, gebruikt als referentie voor de reële behoeften aan aardgas voor verwarming. We houden dus rekening met de warmtebuffer van de gebouwen via de registratie van de behoeften aan verwarming tijdens de twee voorgaande dagen.

Twee berekeningsvoorbeelden:

Dag 1: gemiddelde dagtemperatuur van 18 °C Dag 2: gemiddelde dagtemperatuur van 14 °C Dag 3: gemiddelde dagtemperatuur van 12 °C dus GD (dag 1) = 0 GD (dag 2) = 2,5 GD (dag 3) = 4,5 GDeq (dag 3) = 3,45	Dag 1: gemiddelde dagtemperatuur van -2 °C Dag 2: gemiddelde dagtemperatuur van +3 °C Dag 3: gemiddelde dagtemperatuur van -4 °C dus GD (dag 1) = 18,5 GD (dag 2) = 13,5 GD (dag 3) = 20,5 GDeq (dag 3) = 18,2
---	--

In de studie wordt de vraag naar aardgas geschat voor de verwarming op de distributienetten gecorrigeerd voor de temperatuur.

Voor de correctie van het jaar- en maandverbruik volgens een "normaal temperatuurprofiel" (t° norm.), worden de gemiddelde equivalente graaddagen genomen over de periode 1976-2005. Het gemiddelde aantal GDeq op jaarbasis gedurende deze 30 jaar bedraagt 2.415 GDeq.

Voor de correctie van het jaar- en maandverbruik volgens een "extreem temperatuurprofiel" (t° extreem), worden de equivalente graaddagen genomen voor de periode 1962-1963, gekenmerkt door een extreem koude winter. De jaarlijkse GDeq voor het extreme temperatuurprofiel bedraagt 3.040 GDeq. De verwarmingsbehoeften voor dit temperatuurprofiel zijn bijgevolg hoger dan 26 % op het gemiddelde profiel tijdens de periode van 1976-2005.

Beide temperatuurprofielen worden in tabel 29 voorgesteld.



Tabel 29: Normaal temperatuurprofiel en extreme temperatuurprofiel (GDeq)

	GDeq (t° norm.)	GDeq (t° extreem)
J	417	648
F	367	520
M	306	329
A	219	208
M	110	161
J	48	32
J	17	13
A	16	47
S	65	68
O	166	175
N	298	349
D	386	490
Totaal	2.415	3.040

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Bijlage 2: Impact van de sluiting van de kerncentrales op de aardgassector

De wet van 31 januari 2003¹⁴⁵ stipuleert dat de nucleaire centrales bestemd voor de industriële elektriciteitsproductie door splijting van kernbrandstoffen gedisactiveerd dienen te worden veertig jaar na de datum van hun industriële ingebruikname en dat ze vanaf dan geen elektriciteit meer produceren. In oktober 2009 verklaarde de regering echter, in navolging van het GEMIX rapport dat zich over de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030 boog, over te gaan tot een verlenging met tien jaar van de werkingsduur van de drie oudste kerncentrales en alzo terug te komen op de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kern-energie.

Aangezien deze verklaring niet werd bekrachtigd¹⁴⁶, wordt in deze bijlage de impact van de integrale toepassing van de wet van 31 januari 2003 nagegaan. In hoofdstuk 4 kon u lezen wat de toekomstige aardgasbehoeften van de elektriciteitsproductiesector zouden zijn in geval van een verlenging van de operationele werkingsduur van de drie oudste kerncentrales gezien dit ten tijde van het opstellen van de PSG de heersende overtuiging was, in deze bijlage wordt dan aandacht besteed aan de impact van de sluiting van de drie oudste nucleaire eenheden op de aardgasbehoeften van de elektriciteitsproductiesector.

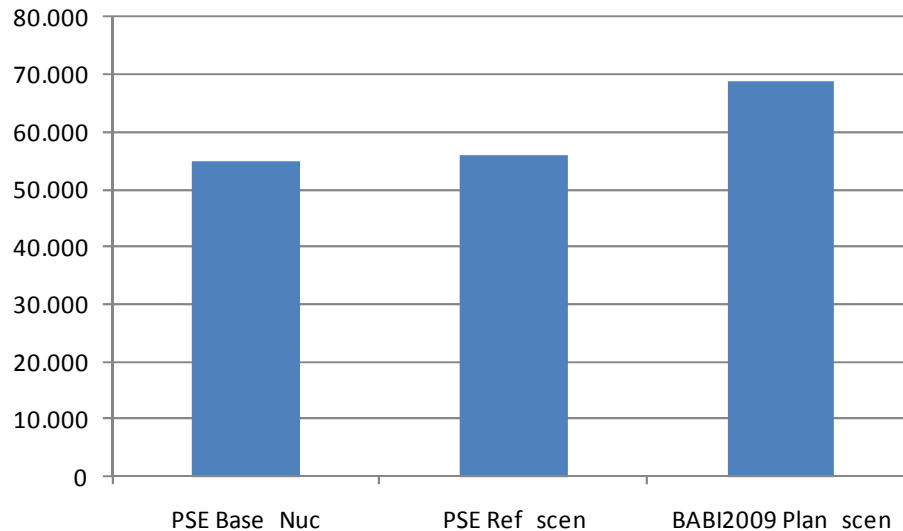
Om deze impact te kwantificeren, is het nodig te beschikken over scenario's die een sluiting van de drie oudste nucleaire reactoren opnemen als hypothese. Het referentiescenario van de PSE schrijft zich in in deze filosofie en integreert de kernuitstap in 2015 van de drie oudste nucleaire eenheden. Dit PSE-referentiescenario plaatsen we naast het Base_Nuc-scenario (zonder kernuitstap in 2015) om alzo de impact van de sluiting op de aardgasbehoeften van de elektriciteitsproductiesector na te gaan. De PSE-resultaten worden vervolgens vergeleken met het planningsscenario van BABI2009 dat zich eveneens inschrijft in de sluitingsfilosofie.

¹⁴⁵ Houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie (BS van 28.2.2003).

¹⁴⁶ De dato juli 2011.



Figuur 60: Impact van de kernuitstap op de aardgasbehoefte in de elektriciteits- en stoomproductiesector, vergelijking PSE en BABI2009, 2020 (GWh-CBW)



Bronnen: PRIMES, PSE (2009), CREG (2009)

Figuur 60 leert ons dat de aardgasbehoeften van beide PSE-scenario's, zijnde het Base_Nuc-scenario waarin de nucleaire centrales niet gedeselecteerd worden na 40 jaar dienst, maar een werkingsduurverlenging krijgen toegekend van 20 jaar¹⁴⁷ en het sluitingsscenario (PSE Ref_scen), heel dicht bij elkaar aanleunen. Ze verschillen slechts met 1.100 GWh, of de aardgasbehoeften bij een sluiting van de drie oudste kerncentrales liggen in 2020 ongeveer 2 % hoger dan wanneer men de kerncentrales langer zou laten functioneren. Dit schijnbaar marginaal verschil is te wijten aan het feit dat het referentiescenario gekenmerkt wordt door een merkbaar hogere invoer (12,7 TWh tov 3,8 TWh in het Base_Nuc-scenario in 2020). We kunnen dus stellen dat de nucleair geproduceerde energie grotendeels vervangen wordt door extra invoer, maar dat de aardgasbehoeften, tenminste voor de horizon 2020, minder aangesproken worden.

Het onderling verschil tussen de PSE-scenario's is heel wat kleiner dan het verschil tussen de PSE-scenario's en de BABI2009-studie. Dit heeft te maken met de onderliggende methodologie van beide studies: de BABI2009-studie integreert immers alle geplande eenheden waarvan aangekondigd werd dat ze tegen de horizon 2020 gebouwd zouden worden, terwijl de PSE-scenario's steunen op de som van de besliste investeringen in aardgascentrales in 2006 en de "endogene" (door het model als opportuun geachte) investeringen. Het verschil in

¹⁴⁷ De alternatieve "nucleaire" scenario's in de PSE (waaronder Base_Nuc) komen niet exact overeen met wat de regering in oktober 2009 heeft aangekondigd. De Nuc-scenario's in de PSE gaan uit van een werkingsduurverlenging met 20 jaar voor alle functionele kerncentrales, terwijl de federale regering enkel verklaard heeft de operationele duur van de drie oudste kerneenheden (Doel 1 en 2, Tihange 1) met 10 jaar te verlengen. Voor de horizon 2020 (en de PSG) maakt dit echter geen verschil.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

aardgasbehoefte voor de elektriciteitsproductie tussen BABI2009 (met kernuitstap) en het Base_Nuc-scenario (zonder kernuitstap) belooft dan ongeveer 14.000 GWh.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Bijlage 3: Beschrijving SIMONE simulator

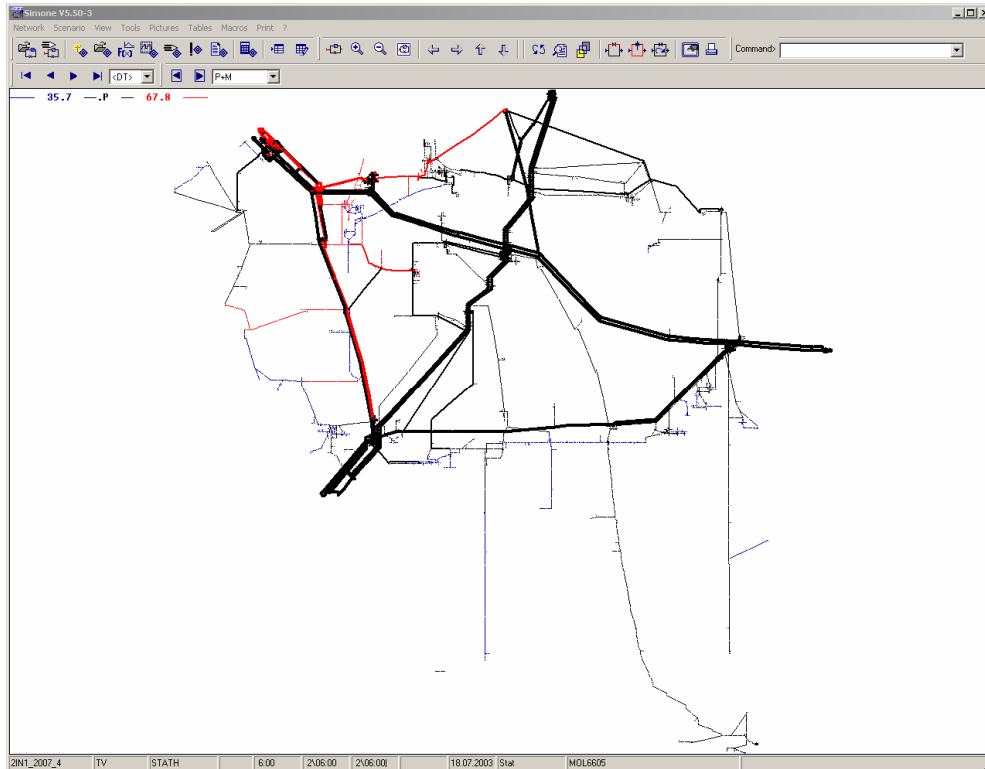
Beschrijving van de simulatietool

Bij Fluxys wordt het simulatiepakket SIMONE (versie 5.54) van de firma Liwacom gebruikt om het gastransportnet te simuleren. Dit pakket laat zowel statische als dynamische simulaties toe. In het eerste geval is er evenwicht tussen de constante, binnenkomende en uitgaande aardgasstromen (randdebieten) en wordt een tijdsafhankelijke evenwichtstoestand berekend, in het tweede geval kunnen alle randdebieten van een tijdsprofiel worden voorzien en wordt de tijdsafhankelijke toestand van het net als gevolg van deze randdebieten voor elke tijdsstap berekend. De berekening bestaat erin op elke geografische lokatie op het net de gasdruk en het debiet te bepalen, met daarnaast een aantal afgeleide parameters (gassnelheid, -samenstelling, -temperatuur, etc.).

In de simulator werd de topologie van het transportnet (zie foto 2) opgenomen en dit in voldoende detail om de volledige functionaliteit van de gasbeweging op het net te simuleren:

- alle ingangspunten van het net ten behoeve van de binnenkomende aardgasstromen, met de druk- en debietslimieten en de stromingsweerstand van de meetstations;
- alle transportleidingen met de correcte lengte, diameter en hoogteligging t.o.v. de zeespiegel;
- alle drukreducerstations, debietregelstations en compressiestations met hun stromingskarakteristieken en met de nodige afsluiters om alle functionele configuraties van aardgastransfer mogelijk te maken;
- alle eindafnemers met hun gegarandeerde druk ten behoeve van uitgaande overbrengingsaardgasstromen;
- alle uitgangspunten van het net ten behoeve van de uitgaande grens-tot-grens vervoeraardgasstromen, met de druk- en debietslimieten en de stromingsweerstand van de meetstations.

Foto 2: Topologie van het transportnet



Bron: Fluxys (2008)

De gegevens die naar de simulator moeten worden overgebracht vooraleer een berekening kan worden uitgevoerd, zijn:

- de debieten of drukvoorwaarden voor alle ingangspunten;
- de debieten of drukvoorwaarden voor alle uitgangspunten;
- de configuratie van de gastransfer in alle stations (ingangsbron en uitgangsbestemming) en de regeling van het station (uitgangs- of ingangsdruk, debiet, etc.) en eventueel een profiel voor de debieten en een tijdstempel voor de regeling bij een dynamische simulatie. Het inbrengen van deze input-gegevens kan met de hand, via de gebruikersinterface van SIMONE, of kan vanuit een andere software via de API (Application Programming Interface).

Na de uitvoering van de simulatie kunnen de resultaten via de gebruikersinterface van het simulatiepakket zelf worden gevisualiseerd of via de API door een andere software worden opgehaald voor verdere analyse.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Toepassing van de simulatietool bij Fluxys

Zoals hierboven beschreven, is het simulatiepakket SIMONE de rekenmotor die voor een gegeven scenario van ingangs- en uitgangsstromen en van regelconfiguratie van het net de resulterende nettoestand berekent. De voorbereiding van de gegevens die naar de simulator moeten worden gestuurd, het opstarten van de simulatie en het ophalen van de resultaten van de simulatie voor interpretatie en verdere verwerking, worden uitgevoerd door een toepassing in Excel-omgeving die via de API met de simulator communiceert.

In het commerciële model van Fluxys wordt samen met de capaciteit in basis balanceringsflexibiliteit aangeboden en daarenboven kan door de shippers additionele flexibiliteit geboekt worden. Een groot deel van deze balanceringstolerantie wordt technisch gerealiseerd via de linepack (gasbuffer in het net tussen de extreem hoge en extreem lage druksituatie). Dit betekent dat niet alleen het verifiëren van de statische capaciteit van het net via de simulatie nodig is, maar eveneens de linepackbeschikbaarheid. Dit kan door een dynamische simulatie of door de statische simulatie van de twee extreme druksituaties op het net, waarbij het verschil tussen de gashoeveelheid in het net in de hoge-druksituatie en deze in de lage-druksituatie de beschikbare linepack geeft. De hoge-druksituatie is deze met de maximaal toelaatbare druk op de ingangspunten of de uitgangspunten van de compressiestations, de lage-druksituatie is deze met de minimaal gegarandeerde druk bij de eindafnemers of op de uitgangspunten.

Voor de verificatie van de beschikbare capaciteit op de ingangspunten, werd gekozen voor de statische methode, d.w.z.. de toetsing van de minimaal gegarandeerde drukken op het net in de hoge-druksituatie en de toetsing van de beschikbare linepack t.o.v. de nodige linepack (voor het voldoen van de flexibiliteitsbehoeften) door de berekening van de hoge-druk en de lage-druksituatie. Deze methode laat een iteratief proces toe, zodat door de optimale sturing van de actieve elementen op het net (drukreducer-, debietregel- en compressiestations) de ingangscapaciteit kan worden gemaximaliseerd. Uit deze berekening volgen de netbeperkingen op ingangsniveau en dus de nodige investeringen op de hoofdassen om de ingangscapaciteit te verhogen.

Voor de verificatie van de lokale afnamecapaciteit is de dynamische methode beter geschikt, daar met deze methode de minimale druk ter hoogte van het afnamepunt bij toepassing van het afnameprofiel kan worden geverifieerd. Het is deze minimale gegarandeerde druk die bepalend is voor de lokale investeringen die nodig zijn.

Beide methodes worden bij Fluxys toegepast om op basis van de groeihypothesen, zowel op ingangs- als op afnameniveau, en 'worst case' scenarios van grens-tot-grensvervoer en binnenlands transport de nodige investeringen en hun timing vast te leggen.

Daarnaast wordt de statische methode gebruikt voor de capaciteitsverificatie aan de ingangszijde naar aanleiding van een vraag naar vervoerscapaciteit door een bevrachter en voorafgaand aan de toekenning van een capaciteitscontract. Hierbij wordt tevens de overeenkomstige uitgangscapaciteit geverifieerd op basis van vroegere dynamische simulaties van het lokale net waarop de eindafnemer zich bevindt.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Bijlage 4: Voorbeelden van de manier waarop de adviezen en de reacties die bij de consultaties geformuleerd zijn in overweging werden genomen

Tabel 30 illustreert de manier waarop de adviezen en reacties die geformuleerd zijn tijdens de consultaties die plaatsvonden met toepassing van de wetten van 12 april 1965 en van 13 februari 2006 behandeld zijn.

In de tabel worden enkele commentaren bondig toegelicht. Die commentaren zijn gekozen in functie van de frequentie en/of het belang ervan. Voor alle commentaren wordt er verwezen naar het thema en de auteur(s), het antwoord daarop en de mogelijkheid om er rekening mee te houden, met vermelding van het ogenblik (in het raam van de huidige PSG en/of van de volgende PSG's) en eventueel de manier.

Eerst komen de commentaren over het ontwerp van PSG aan bod en vervolgens die met betrekking tot het MER waarbij een onderscheid wordt gemaakt tussen de grote categorieën die vermeld zijn in punt 7.2.1.

Tabel 30: Voorbeelden van de manier waarop de adviezen en de reacties die bij de consultaties geformuleerd zijn in overweging werden genomen

Commentaar		Antwoord	Is het mogelijk er rekening mee te houden?/ Ogenblik ¹⁴⁸ / Manier
Thema	Auteur(s)		
Ontwerp van PSG			
<i>Zwakke punten in het totstandkomingproces</i>			
De gewesten werden er te laat bij betrokken; pas na de opmaak van het ontwerp van PSG.	Brussels Hoofdstedelijk Gewest Wallonië	Noch de wet van 12 april 1965 noch die van 13 februari 2006 bepaalt dat bij de opmaak van het ontwerp van PSG overleg moet worden gepleegd met de gewesten. De wet van 13 februari 2006 schrijft voor dat het advies van de gewesten moet worden gevraagd maar wel over het ontwerp van PSG en het MER, dit wil zeggen wanneer het ontwerp van PSG is afgerond.	Misschien/ Volgende PSG's
<i>Verouderde wetgevende context en verouderde maatregelen die eruit voortvloeien</i>			
Er werd geen rekening gehouden met verordening (EU) nr. 994/2010 van het Europees Parlement en de Raad van 20 oktober 2010 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gaslevering en houdende intrekking van richtlijn 2004/67/EG van de Raad.	CRB ¹⁴⁹ FRDO ¹⁴⁹ CREG Vlaams Gewest	De verordening 994/2010 die zich op het ogenblik van de opmaak van het ontwerp van PSG in het stadium van voorstel bevond, is uitvoerig beschreven in punt 2.7. van het ontwerp van PSG. Deze wettekst kon niet in aanmerking worden genomen omdat hij pas is aangenomen toen de analyses voor het ontwerp van PSG waren afgesloten (de teksten waren voltooid in mei 2010).	Ja/ Huidige PSG en volgende PSG's/ <ul style="list-style-type: none"> Huidige PSG: actualisering van de beschrijvende delen maar niet van de analytische delen Volgende PSG's: in aanmerking nemen in de gehele studie
Er werd geen rekening gehouden met het koninklijk besluit van 23 december 2010 betreffende de gedragscode inzake de toegang tot het aardgasvervoersnet, de opslaginstallatie voor aardgas en de LNG-installatie en tot wijziging van het koninklijk besluit van 12 juni 2001 betreffende de algemene voorwaarden voor de levering van aardgas en de toekenningvoorwaarden van	CREG Vlaams Gewest	Het koninklijk besluit betreffende de gedragscode wordt aangehaald op blz.76 (NL versie)/79 (FR versie) van het ontwerp van PSG, waar er sprake is van de herziening van het koninklijk besluit van 4 april 2003. Deze wettekst kon niet in aanmerking worden genomen omdat hij pas is aangenomen toen de analyses voor het ontwerp van PSG waren afgesloten (de teksten waren voltooid in mei 2010).	Ja/ Huidige PSG en volgende PSG's/ <ul style="list-style-type: none"> Huidige PSG: actualisering van de beschrijvende delen maar

¹⁴⁸ Huidige PSG en/of volgende PSG's.

¹⁴⁹ De CRB en de FRDO hebben geen echt advies uitgebracht maar de redenen die zij daarvoor aanhalen zijn een vorm van advies.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

de leveringsvergunningen voor aardgas.			niet van de analytische delen <ul style="list-style-type: none"> • Volgende PSG's: in aanmerking nemen in de gehele studie
<i>Verouderde gegevens</i>			
Slechte keuze om 2005 als referentiejaar te nemen voor de simulaties die verricht zijn met het PRIMES-model	CREG	Het referentiejaar dat bij de energieprojecties gebruikt is, vormt een belangrijke factor maar hij is niet de enige. Van alle factoren die het verbruik van een welbepaalde energiebron bepalen over een periode van 10-15 jaar ¹⁵⁰ , is het referentiejaar niet de meest consequente. De meest consequente factoren zijn de economische groei, de energieprijzen en – in de elektriciteitssector – de netto-invoer van elektriciteit en de hypothese in verband met kernenergie. Achteraf blijkt de keuze van het jaar 2005 als referentiejaar een relevante keuze te zijn geweest omdat de recentste jaren en meer bepaald 2008, 2009 of 2010 gekenmerkt zijn door de economische en financiële crisis en dus niet representatief zijn voor het verbruik van de industrie en van de elektriciteitssector over een periode van de 10-15 jaar (cf. advies van Wallonië).	Nee
Geen link met het tienjarenplan voor de ontwikkeling van het Europese netwerk dat is opgesteld door het ENTSO	CREG	Het 1 ^{ste} tienjarenplan is door het ENTSO gepubliceerd op 17 februari 2011; dit is na de afsluiting van het ontwerp van PSG (mei 2010).	Ja/ Volgende PSG's
Het indicatieve investeringsprogramma 2008-2017 van Fluxys is voorbijgestreefd omdat er een indicatief investeringsprogramma 2010-2019 is afgekondigd (2011)	CREG	Het indicatief investeringsprogramma 2010-2019 van Fluxys is gepubliceerd na de afsluiting van het ontwerp van PSG (mei 2010). Tal van evoluties die hebben plaatsgevonden tussen het ogenblik van de opmaak van het programma 2008-2017 en de opmaak van het programma 2010-2019 zijn echter geïntegreerd in het ontwerp van PSG.	Ja/ Huidige PSG en volgende PSG's/ <ul style="list-style-type: none"> • Huidige PSG: actualisering van de beschrijvende delen maar niet van de analytische delen • Volgende PSG's: in aanmerking nemen in de gehele studie

¹⁵⁰ De rol van het referentiejaar van een projectie vermindert naarmate de periode van de projectie toeneemt.


Zwakke punten in de methodologie

Behoeftte aan een model dat debieten genereert, zoals PEGASUS	CREG	De AD Energie heeft een methodologie ontwikkeld waarmee hetzelfde type resultaten kan worden gegenereerd als met PEGASUS.	Nee
<i>Onvoldoende uitgediepte analyses</i>			
Bij de evaluatie van de vraag werd met onvoldoende parameters rekening gehouden, onder meer:			
<ul style="list-style-type: none"> er werd onvoldoende rekening gehouden met de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie omdat de verklaring van de federale regering van oktober 2009 om de drie oudste kerncentrales tien jaar langer open te houden niet bekrachtigd was. 	Brussels Hoofdstedelijk Gewest Wallonië	<p>Dergelijke beperking is eigen aan een oefening als de PSG die veel tijd in beslag neemt. In het geval van de PSG is de procedure bepaald door de wet van 12 april 1965 al zwaar en wordt zij nog verzwaard door de bijzonder ingewikkelde procedure van de wet van 13 februari 2006. Bijgevolg verloopt er heel wat tijd tussen het ogenblik waarop de kwantitatieve analyse wordt uitgevoerd en het ogenblik waarop het ontwerp van PSG en het MER voor consultatie worden voorgelegd. In die tijd kunnen tal van economische, politieke, wetgevende, ... gebeurtenissen plaatsgrijpen die een invloed kunnen hebben op de inhoud van de PSG.</p> <p>Op het gebied van kernenergie werd de auteurs van de PSG geconfronteerd met een politieke evolutie die een opvallende tegenstelling vormt tussen het begin van de opmaak van de PSG in de lente van 2007 en de afsluiting ervan in de lente van 2010. In die periode heeft de federale regering immers op basis van de conclusies van de groep GEMIX beslist de drie oudste kerncentrales langer open te houden; nadien heeft zij ontslag genomen zonder die beslissing nog te kunnen bekrachtigen.</p>	Ja/ Huidige PSG en volgende PSG's/ Huidige PSG: reeds rekening mee gehouden
<ul style="list-style-type: none"> er is nauwelijks aandacht besteed aan de geleidelijke opmars van biogas. 	Brussels Hoofdstedelijk Gewest Vlaams Gewest Wallonië	<p>Met betrekking tot het verbruik is biogas in het ontwerp van PSG in aanmerking genomen via zijn aanwezigheid in de HEB die aan bod komen in de studies die aan de basis liggen van de analyse van hoofdstuk 4.</p> <p>Op het vlak van infrastructuur werd er in het ontwerp van PSG geen rekening gehouden met biogas omdat:</p> <p>de perspectieven i.v.m. de aansluiting van biogasinstallaties op het transportnetwerk binnen de horizon van de PSG, momenteel verwaarloosbaar zijn. De injectie van biogas (na zuivering en upgrading) zal vooral op het niveau van het distributienet gebeuren, dat valt buiten de opdracht van de PSG;</p> <p>de aansluiting van biogasinstallaties op het transportnet vragen nog om studies over de impact van de samenstelling van dit type gas op de transportinfrastructuur en op de apparaten die op gas werken.</p>	Ja/ Huidige PSG en volgende PSG's/ Huidige PSG: reeds rekening mee gehouden
Er is nauwelijks aandacht besteed aan het grens-tot-grensvervoer.	CREG Vlaams Gewest Wallonië	Het ontwerp van PSG houdt rekening met het grens-tot-grensvervoer: in hoofdstuk 5 wordt de beschikbare transportcapaciteit voor binnenlands gebruik bekomen door de capaciteit die nodig is om de contracten van grens-tot-grensvervoer te eerbiedigen, af te trekken van de totale capaciteit.	Ja/ Huidige PSG en volgende PSG's/ Huidige PSG: reeds rekening mee gehouden

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Gebrek aan aanbevelingen

Over een wettelijke definitie van extreme weersomstandigheden	Vlaams Gewest	<p>Uit bezorgdheid over de continuïteit zijn als hypothesen voor het ontwerp van PSG de bevoorradingscriteria weerhouden die door het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas voor de liberalisatie bekrachtigd zijn en nadien door de CREG zijn aangevend om beide indicatieve plannen op te stellen die volgden op de liberalisering.</p> <p>In 2007-2008 werd afgestapt van het idee om ter zake een reglementering uit te werken wetende dat er binnen een redelijke termijn bevoorradingscriteria zouden worden opgesteld in het raam van de verordening 994/2010.</p> <p>De criteria die in het raam van de verordening 994/2010 weerhouden worden, zouden naar alle waarschijnlijkheid moeten dienen als basishypothesen voor de volgende PSG's.</p>	Nee
---	---------------	---	-----

MER

Verouderde wetgevende context en verouderde maatregelen die eruit voortvloeien

Er is geen rekening gehouden met het Energie-klimaatpakket.	Adviescomité SEA Wallonië	<p>Dergelijke beperking is eigen aan een oefening als de PSG die veel tijd in beslag neemt. In het geval van de PSG is de procedure bepaald door de wet van 12 april 1965 al zwaar en wordt zij nog verzaamd door de bijzonder ingewikkelde procedure van de wet van 13 februari 2006. Bijgevolg verloopt er heel wat tijd tussen het ogenblik waarop de kwantitatieve analyse wordt uitgevoerd en het ogenblik waarop het ontwerp van PSG en het MER voor consultatie worden voorgelegd. In die tijd kunnen tal van economische, politiek, wetgevende, ... gebeurtenissen plaatsgrijpen die een invloed kunnen hebben op de inhoud van de PSG.</p> <p>Het klopt dat niet alle scenario's rekening houden met het Energie-klimaatpakket. Dat geldt met name voor die welke voortvloeien uit de PSE, waarvan de kwantitatieve analyse heeft plaatsgevonden voor de goedkeuring van het pakket. Deze lacune wordt echter gecompenseerd door aanwending van de resultaten van de WP21-08.</p>	Ja/ Huidige PSG en volgende PSG's/ Huidige PSG: reeds rekening mee gehouden
---	---------------------------	--	---

Te korte tijdslijm

Voor zover sommige milieueffecten vooral op lange termijn voelbaar zullen zijn (na 2020)	Adviescomité SEA	<p>Met deze problematiek kan op twee manieren rekening worden gehouden:</p> <p>door de periodieke opmaak van de PSG en derhalve het MER (zoals bepaald in de wet): die milieueffecten zullen diepgaander worden bestudeerd in het raam van de volgende PSG's;</p> <p>door de uitbreiding van de periode waarover de PSG en derhalve het MER zich uitstrekken: hoewel de periode van de huidige PSG reeds met 3 jaar is uitgebreid ten aanzien van het wettelijke minimum (10 jaar), zou zij nog verder kunnen worden uitgebreid voor het aardgasverbruik. Met PRIMES is het immers mogelijk simulaties te maken tot 30 jaar. Een uitbreiding van de periode van de huidige PSG zou echter een nieuwe analyse vergen, zou verscheidene maanden in beslag nemen en zou neerkomen op de realisatie van een nieuwe studie. Verder mag men</p>	Ja/ Volgende PSG's
--	------------------	---	-----------------------



ook niet vergeten dat ook al wordt de studie "prospectief" genoemd in de wet van 12 april 1965, ze toch niet kadert in een prospectieve aanpak want deze betreft de lange tijd en beoogt een periode die veel langer is dan die waarover de PSG zich uitstrekt (tientallen jaren). Besluit: een uitbreiding van de periode is voor de huidige PSG niet aan de orde maar kan enigszins overwogen worden voor de volgende PSG's.

Zwakke punten in de methodologie

Gebrek aan relevantie bij de vergelijking van de scenario's onderling en ten aanzien van de huidige situatie

Adviescomité SEA

De keuze van de scenario's is gebeurd bij het opstellen van het ontwerp van PSG en is een "input" van het MER.

Om de impact van een fenomeen te kunnen inschatten moet de geplande situatie vergeleken worden met een referentiesituatie waarvoor betrouwbare gegevens beschikbaar zijn. Dat is de reden waarom de huidige situatie als referentiesituatie gekozen werd.

Misschien/
Volgende PSG's

Onvoldoende uitgebreide evaluatie

Er is onvoldoende rekening gehouden met de milieueffecten van de nieuwe infrastructuur en met de gecumuleerde effecten van de bestaande en nieuwe infrastructuur (aanleg en exploitatie).

Adviescomité SEA

Binnen het MER is uitgegaan van de gegevens die beschikbaar zijn in het ontwerp van PSG, alsook gegevens die Fluxys ter beschikking kon stellen i.v.m. bestaande vervoerseenheden en geplande nieuwe infrastructuur. De gegevens die beschikbaar zijn, zijn volledig geïntegreerd in het MER. Gezien de belangrijkste nieuwe leidingen op hetzelfde tracé als al bestaande pijpleidingen worden gelegd, zal de impact tijdens de exploitatiefase beperkt blijven en is er enkel een tijdelijke impact tijdens de constructiefase.

Meer precies, voor vijf van de acht bestudeerde thema's van de studie (lucht, klimaat, bodem, menselijke gezondheid en ecosystemen) zijn de effecten van de geplande aardgasinfrastructuur en het geplande aardgasverbruik volledig in rekening gebracht. Voor thema's als landschap, bodemgebruik en biodiversiteit is de impact afhankelijk van de locatie van de te bouwen infrastructuur (die nog niet gekend zijn). Voor de belangrijkste oost-west en noord-zuid verbindingen wordt bovendien geopteerd voor een verdubbeling in het bestaande tracé, zodat niet voor bijkomende effecten van barrièrewerking en wijziging bodemgebruik, ... tijdens de exploitatiefase moet gevreesd worden. Bovendien moeten de effecten zoals barrièrewerking, geluidshinder, wijziging bodemgebruik en andere voor beperktere uitbreidingen van de infrastructuur (voornamelijk aansluiting van nieuwe gasgestookte centrales) in een **project-MER** bestudeerd worden. In dit MER, dat een **plan-MER** is, is de beschrijving van deze effecten aangepast aan het SMB niveau.

Nee

Er is nauwelijks aandacht besteed aan de interacties tussen de verschillende energiebronnen en hun positieve of negatieve effecten op het milieu.

Adviescomité SEA

Het MER is gebaseerd op de gegevens van het ontwerp van PSG en de gegevens van Fluxys. Gegevens met betrekking tot verschuiving in energiebronnen konden niet uit het ontwerp van PSG gehaald worden. Basisstudies geven wel meer gegevens maar op een

Ja/
Huidige PSG/
Gedeeltelijk: op basis van de documenten waarop de PSG

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

hoger aggregatieniveau.
Tenslotte is het passend eraan te herinneren dat een PSG tot doel heeft bij te dragen tot de bevoorradingszekerheid op het vlak van aardgas voor België. Zoals voorgeschreven in artikel 15/13 van de wet van 12 april 1965 dat de inhoud van de PSG bepaalt, moet de PSG zich toespitsen op aardgas. Dat is een andere oefening dan de studie van de groep GEMIX die in 2008-2009 als opdracht had de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030 te omschrijven.

is gestoeld (WP21-08, ...) zal op een beschrijvende manier op de effecten van substitutie worden ingegaan.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

BIBLIOGRAFIE

Documenten

België, *Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie (overeenkomstig Richtlijn 2009/28/EG)*, november 2010.

Bossier F., D. Devogelaer, D. Gusbin, F. Verschueren, *Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy*, WP 21-08, Federaal Planbureau, november 2008.

CREG, *Studie betreffende de behoefte aan aardgasvoorziening, bevoorradingszekerheid en infrastructuurontwikkeling 2009-2020*, 13 juli 2009.

Devogelaer D., D. Gusbin, *Energievooruitzichten voor België tegen 2030 in een tijdperk van klimaatverandering*, Planning Paper 102, Federaal Planbureau, oktober 2007.

Europese Commissie, DG Milieu, *L'action de l'UE pour lutter contre le changement climatique - Le système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE)*, 2009.

Europese Commissie, DG TREN, *European Energy and Transport : trends to 2030 – Update 2007*, april 2008.

Europese Commissie, Eurostat, *Statistiques Environnement et Energie*.

Federaal Planbureau en FOD Economie (AD SEI), *Bevolkingsvooruitzichten 2007-2060*, Planning Paper 105, mei 2008.

Federaal Planbureau, *Economische vooruitzichten 2009-2014*, mai 2009.

Federaal Planbureau, *Het klimaatbeleid na 2012 : analyse van scenario's voor emissiereductie tegen 2020 en 2050*, Studie in opdracht van de Minister van Leefmilieu, juli 2006 .

FOD Economie (AD Energie) en Federaal Planbureau, *Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017*, december 2009.

Instituut voor de Nationale Rekeningen, *Economische begroting 2009-2011*, Federaal Planbureau, september 2009.

Websites

BP, Statistieken, <http://www.bp.com>

CRISP, <http://www.crisp.be/>

Europese Commissie, http://ec.europa.eu/index_en.htm

Eurostat, Europese statistieken, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>

Fluxys, <http://www.fluxys.com>



Koninklijke Vereniging van Belgische Gasvklieden (KVBG), <http://www.aardgas.be/>

Sibelga, Statistieken, <http://www.sibelga.be>

Synergrid, Statistieken, <http://www.synergrid.be>

Thomson Reuters, <http://online.thomsonreuters.com/datastream/>

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

LIJST VAN AFKORTINGEN

Eenheden

km³(n)	kilo (duizend, 10 ³) normaal kubieke meter
Mm³(n)	mega (miljoen, 10 ⁶) normaal kubieke meter
Gm³(n)	giga (miljard, 10 ⁹) normaal kubieke meter
toe	Ton olie-equivalent

Acroniemen

APEE	Actieplan Energie-efficiëntie
AWG-KP	Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol
AWG-LCA	Ad Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention
BABI2009	Studie betreffende de behoefte aan aardgasvoorziening, bevoorradingszekerheid en infrastructuurontwikkeling 2009-2020
bbp	Bruto binnenlands product
BHG	Brussels Hoofdstedelijk Gewest
BKG	Broeikasgas
BRUGEL	Brussel Gas Elektriciteit (de Brusselse Reguleringscommissie voor Energie)
btw	Belasting over de toegevoegde waarde
CBW	Calorische bovenwaarde
CH₄	Methaan
CO₂	Koolstofdioxide
COP	Conference of the Parties



COW	Calorische onderwaarde
CRB	Centrale Raad voor het Bedrijfsleven
CREG	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
CWaPE	Commission wallonne pour l'énergie
DG TREN	Directorate-General for Transport and Energy
Djeq	Equivalente graaddag
DNB	Distributienetbeheerder
EGKS	Europese Gemeenschap voor Kolen en Staal
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
EPK	Europees programma over de klimaatverandering
ETS	Emission Trading System
EU	Europese Unie
F-gas	Gefluoreerd gas
FPB	Federaal Planbureau
FRDO	Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling
GC	Groen certificaat
GD	Graaddag
GTS	Gas Transport Services
HEB	Hernieuwbare energiebron
ICDO	Interdepartementale Commissie Duurzame Ontwikkeling
LNG	Liquified natural gas, vloeibaar aardgas
NBB	Nationale Bank van België
NEC	National Emission Ceilings
NH₃	Ammoniak
N₂O	Distikstofoxide
NO_x	Stikstofoxide

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

OCMW	Openbaar Centrum voor Maatschappelijk Welzijn
Project-MER	Milieueffectenrapport van een project
PSE	Prospectieve studie elektriciteit
PSG	Prospectieve studie aardgas
REDD+	Reducing Emissions from Deforestation and Forest Degradation
RER	Réseau express régional
REG	Rationeel energiegebruik
SMB	Strategische milieubeoordeling
SO₂	Zwavel dioxide
TD	Aardgasverbruik van de sector van de openbare distributie
TE	Aardgasverbruik van de sector van de elektriciteitsproductie die direct op het vervoersnet is aangesloten
TI	Aardgasverbruik van de sector van de industrie die direct op het vervoersnet is aangesloten
TNB	Transmissienetbeheerder
VG	Vlaams Gewest
VOC	Vluchtige organische verbindingen
VREG	Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteit en de Gasmarkt
VUDP	Gemiddelde vraag per uur tijdens een dag met een piekverbruik
W	Wallonië
WP21-08	Studie over de impact van het Energie-klimaatpakket op het Belgisch energetisch en economisch systeem

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

GLOSSARIUM

Bevrachter	Elke natuurlijke of rechtspersoon die een overbrengingscontract met Fluxys heeft gesloten.
Biogas	Resultaat van de anaërobe gisting (bij afwezigheid van zuurstof) van organisch afval (huishoudafval, slib van de zuiveringstations, afvalwater uit de landbouw en uit de voedingsmiddelenindustrie, enz.). Het bevat onder meer methaan (50 %), net zoals aardgas. Het kan omgezet worden in elektriciteit of warmte.
Bottom-up	Opwaartse stroom van informatie van de basis naar boven toe.
CBW	Hoeveelheid warmte die vrijkomt bij volledige verbranding van 1 m ³ (n) gas onder een standaard atmosferische druk van 1,01325 bar, wanneer het water in de verbrandingsproducten naar vloeibare toestand teruggebracht wordt. Ze wordt uitgedrukt in kWh/m(n) ³ .
Compressiestation	Installatie die dient om de druk in het aargasvervoersnet op peil te houden. Om aardgas door een pijpleidingennet te sturen, is druk nodig. Die druk neemt echter gaandeweg af door de wrijving van de aardgasmoleculen tegen de wand van de leidingen.
Congestie	Elke situatie waar de vraag naar vaste capaciteit de beschikbare capaciteit overtreft.
Conventioneel gas	Meest geëxploiteerde vorm van aardgas, waarvan de ontstaanswijze gelijkaardig is aan die van aardolie. Het is vooral dat soort aardgas waarmee de internationale markt en de vervoersnetten hiervan via gasleidingen en LNG-tankers worden bevoorrad.
COW	Hoeveelheid warmte die vrijkomt bij volledige verbranding van 1 m ³ (n) gas onder een standaard atmosferische druk van 1,01325 bar, wanneer het water in de verbrandingsproducten in damptoestand blijft. Ze wordt uitgedrukt in kWh/m(n) ³ .
Ecosysteem	Biologische basiseenheid gevormd door het milieu en de organismen die erin leven (dieren en planten).
Eurostat	Algemene directie van de Europese Commissie die



instaat voor het verzamelen van statistische gegevens op EU-vlak (officiële benaming: Bureau voor de Statistiek van de Europese Unie).

Figaz

Verbond der Gasnijverheid

Gasleiding

Leiding die bestemd is voor het vervoer over lange afstand van onder druk staande gasachtige stoffen, meestal koolwaterstoffen.

Gasleiding voor het binnenlands vervoer of het grens-tot-grensvervoer

Hiermee wordt het verwerkte (droge, ontzwavelde, ...) aardgas onder hoge druk overgebracht tot aan de stedelijke of industriële verbruikszones.

Gedragcode

Hierin wordt o.a. vermeld dat de operatoren voor het vervoer van aardgas de voornaamste voorwaarden op het vlak van toegang tot hun infrastructuur moeten bekendmaken. Deze voorwaarden, die door de CREG in 2004 werden goedgekeurd, komen neer op een aantal operationele handelsregels die het kader vormen waarin Fluxys en Fluxys LNG contracten afsluiten met de gebruikers van de vervoers-, opslag- en LNG-infrastructureur.

Hub Zeebrugge

Eén van de belangrijkste internationale kortetermijnmarkten voor aardgas in continentaal Europa.

Zeebrugge is het hart van het aardgasvervoersnet in België én van het West-Europese aardgassysteem. In Zeebrugge komt vloeibaar aardgas aan per schip en kruisen twee cruciale vervoersassen elkaar: de Oost/West-as van Rusland naar het Verenigd Koninkrijk en de Noord/Zuid-as van Noorwegen naar Zuid-Europa.

Immissie

Concentratie gemeten in het milieu en afkomstig van de emissies van menselijke activiteiten.

De meting van de immissie van een milieu is representatief voor de kwaliteit van dat milieu.

Ingangspunt

Elk fysiek punt van een vervoersnet waar het aardgas kan geïnjecteerd worden op het vervoersnet.

Intercommunale

Vereniging van gemeenten om een materie van openbaar belang te beheren.

De taak van de Belgische intercommunales bestaat erin om gemeenschappelijke diensten te overkoepelen op het grondgebied van verschillende gemeenten. Zo kan dezelfde intercommunale bijvoorbeeld diensten voor elektriciteitsvoorziening aan verschillende gemeenten verstrekken.

Interconnectie

Transmissieleiding die een grens tussen lidstaten overschrijdt of overspant met uitsluitend als bedoeling

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

	de nationale transmissiesystemen van die lidstaten onderling te koppelen (Europese richtlijn 2003/55/EG, art. 2.17)
Linepack	Gasbuffer in het net tussen de extreem hoge en extreem lage druksituatie.
LNG-terminal	<p>Installatie bestemd voor het lossen en laden van schepen met vloeibaar aardgas (liquefied natural gas of LNG).</p> <p>In de LNG-terminal Zeebrugge worden LNG-schepen gelost en het LNG wordt er enkele dagen in buffer gehouden voordat het wordt hervergast en in het aardgasvervoersnet gestuurd.</p>
Net (TDN)	wordt verleend om toegang te krijgen tot de transport- en distributienetten met de ondertekening van een toegangscontract en de betaling van een toegangsrecht.
Netevenwicht	Het evenwicht dat per balanceringsperiode op een vervoersnet bereikt wordt doordat de hoeveelheid aardgas die de netgebruikers in het vervoersnet injecteren gelijk is aan de hoeveelheid aardgas die ze ervan afnemen (koninklijk besluit van 04.04.2003 betreffende de gedragscode inzake toegang tot de vervoersnetten voor aardgas, art. 2.36 - BS van 02.05.2003).
Non-binding capacity form	In het Nederlands: niet-bindende onderschrijving van capaciteit.
Non-conventioneel gas	<p>Aardgas dat zich bevindt in weinig doorlaatbaar gesteente dat moeilijk te ontginnen is. Voor de ontginning ervan moet gebruik worden gemaakt van dure specifieke methoden (horizontale boringen en het openbreken van het gesteente door het aandrijven onder hoge druk van een mengsel van water, zand en chemische producten).</p> <p>Er bestaan verscheidene soorten non-conventionele gassen, onder meer:</p> <ul style="list-style-type: none">• leisteengas, geologische voorvader van het conventionele gas dat ontstaat in fijnkorrelig gesteente zoals leem;• steenkoolgas (of mijngas), methaandampen die vervat zijn in steenkoolerts.
Offshore	Op zee, langs de kusten.



Open season	Procedure voor de raadpleging en inzetten van de marktspelers met het oog op nieuwe investeringen en de vereenvoudiging van de toewijzing van nieuwe capaciteit.
Piekvraag	De piekvraag stemt overeen met de vraag per uur tijdens een dag met een piekverbruik
Residentiële verbruiker	Verbruiker met verbruik van aardgas hoofdzakelijk voor huishoudelijk gebruik
SPOT-transactie	Transactie waarbij de prijs op het ogenblik van de overeenkomst is vastgesteld maar na kennisgeving op korte termijn kan worden aangepast.
Synergrid	Federatie van de netbeheerders van elektriciteit en van aardgas in België.
Shipper	In het Nederlands: bevrachter (zie boven).
Toegang van derden tot het	Recht dat aan elke gebruiker (afnemer, distributeur, producent)
Trading	Aan- en verkooptransactie met het oog op winst op korte termijn.
Upstream	Term die gewoonlijk wordt gebruikt om te verwijzen naar de sector die verantwoordelijk is voor het ondergronds of onderzees exploreren van aardolie of aardgas en het boren van exploratie- en exploitatieputten.
Waarschijnlijkheid	Waarschijnlijkheid dat er zich een risico voordoet.
Windenergie	Energie geproduceerd op basis van een toestel dat voorzien is van vleugels of schoepen die een as doen draaien om de kinetische energie van de wind op te vangen. De hoeveelheid energie in de wind is evenredig met de derde macht van de snelheid van de wind.
Zorgen voor de integriteit van het net	Het netevenwicht waarborgen en toezien op de goede functionering ervan d.m.v. verschillende commerciële en technische regels.



Vooruitgangstraat 50
1210 Brussel
Ondernemingsnummer: 0314.595.348
<http://economie.fgov.be>