

Varierande gaskvalitet - gasförsörjning i Sverige 2011 och framåt

Corfitz Nelsson
Svenskt Gastekniskt Center AB

Oktober 2011

SGC:s FÖRORD

FUD-projekt inom Svenskt Gastekniskt Center AB avrapporteras normalt i rapporter som är fritt tillgängliga för envar intresserad.

SGC svarar för utgivningen av rapporterna medan uppdragstagarna för respektive projekt eller rapportförfattarna svarar för rapporternas innehåll. Den som utnyttjar eventuella beskrivningar, resultat eller dylikt i rapporterna gör detta helt på eget ansvar. Delar av rapport får återges med angivande av källan.

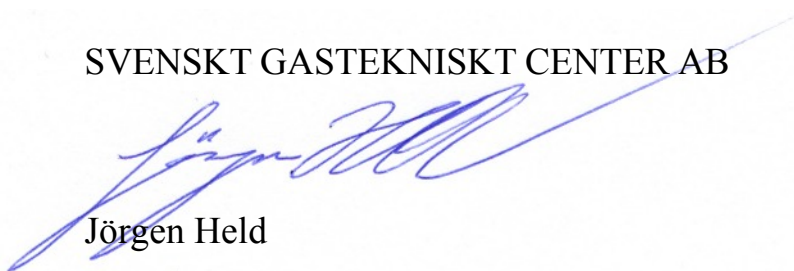
En förteckning över hittills utgivna SGC-rapporter finns på SGC's hemsida www.sgc.se.

Svenskt Gastekniskt Center AB (SGC) är ett samarbetsorgan för företag verksamma inom energigasområdet. Dess främsta uppgift är att samordna och effektivisera intressenternas insatser inom områdena forskning, utveckling och demonstration (FUD). SGC har följande delägare: Svenska Gasföreningen, E.ON Gas Sverige AB, E.ON Sverige AB, Lunds Energikoncernen AB (publ), Göteborg Energi AB, och Öresundskraft AB.

Följande parter har gjort det möjligt att genomföra detta utvecklingsprojekt:

Energimyndigheten
E.ON Gas Sverige AB
Göteborg Energi AB
Lunds Energikoncernen AB
Stockholm Gas AB
Swedegas AB
Varberg Energi Ab
Öresundskraft AB

SVENSKT GASTEKNISKT CENTER AB



Jörgen Held

Sammanfattning

Sedan hösten 2010 importeras begränsade volymer gas från Tyskland till Danmark som även når Sverige, dock endast mellan 10-30 % av den totala gasvolymen under vintern. Gasen som importeras från Tyskland har en sammansättning som avviker något från den danska Nordsjögasen vilket medför konsekvenser för svenska gasdistributörer och kunder. Rapporten belyser olika möjliga konsekvenser samt hur dessa hanteras i framförallt Danmark.

Man kan konstatera att tills vidare råder det begränsad importkapacitet mellan Danmark och Tyskland men arbete pågår för att förstärka kapaciteten och inom fem år finns möjligheten att man genom import kan försörja stora delar av Sverige och Danmark vid behov. I dagsläget kan man i normala fall dock räkna med mellan 10-40 % importgas i den gas som når Sverige vilket innebär relativt begränsad påverkan på svenska kunder. Om ett antal olika händelser sammanfaller kan dock påverkan tillfälligt bli hög men detta bedöms som mindre sannolikt i det korta perspektivet.

Det finns ett antal frågor som måste utredas vidare gällande, skatter och avgifter, debitering och avräkning som måste utredas vidare och förslag på några punkter till vidare arbete lämnas.

INNEHÅLL

1	INLEDNING	1
1.1	PROBLEMSTÄLLNING.....	1
1.1.1	Dansk naturgas	1
1.1.2	Gasimport till Danmark	1
2	UPPBYGGNAD AV DET SVENSKA, DANSKA OCH NORDTYSKA GASNÄTET.....	2
2.1	NORDTYSKLAND	2
2.2	DANMARK	2
2.2.1	Quality Tracker.....	3
2.3	SVERIGE	4
2.4	FLÖDESSITUATIONER	4
2.4.1	Framtida flöden	6
2.5	FÖRVÄNTADE GASKVALITETER.....	6
2.5.1	Väsentliga möjliga skillnader i gaskvalitet mot idag.....	12
2.5.2	Omslag mellan importgas och dansk Nordsjögas	13
3	DEBITERING, MÄTNING OCH AVRÄKNING MED VARIERANDE GASKVALITET	15
3.1	VÄRMEVÄRDE I OLIKA DELAR AV NÄTET.....	15
3.1.1	Bestämning av värmevärde för avräkning	15
3.2	MAXIMALA FEL.....	17
3.3	VARIERANDE KOMPRESSIBILITETSFAKTOR	18
3.4	CO ₂ - OCH ENERGISKATT SAMT UTSLÄPPSRÄTTER	18
4	ERFARENHETER FRÅN DANMARK.....	20
4.1	OLYCKOR OCH INCIDENTER.....	20
4.2	VILLAPANNOR	20
4.3	GASMOTORER OCH GASTURBINER	20
4.4	INDUSTRIER	21
4.5	KUNDINFORMATION ETC.	21
5	MÖJLIGA KONSEKVENSER I SVERIGE	22
5.1	DEBITERING OCH AVRÄKNING	22
5.1.1	Mycket stora kunder	22
5.1.2	Fordonsgaskunder.....	22
5.2	MÖJLIGA TEKNISKA KONSEKVENSER FÖR OLIKA KUNDKATEGORIER.....	22
5.2.1	Gasturbiner.....	22
5.2.2	Temperaturkänsliga processer.	23
5.2.3	Fordon	23
5.2.4	Gasmotorer	23
5.2.5	Hushållskunder.....	23
5.2.6	Industrier	24
6	RELATERADE FRÅGOR	25
6.1	PROPANSFETSNING AV BIOGAS	25
6.2	ANPASSNING AV GAS TILL EN KONSTANT KVALITET	25
6.3	ÄNDRADE BIOGASKRAV	26
6.4	LEGALA ASPEKTER	26

7	FÖRSLAG TILL FORTSATT PROJEKTVERKSAMHET	27
7.1	UTVECKLING AV SVENSK QUALITY TRACKER FÖR TRANSMISSIONSNÄTET	27
7.2	UTVECKLING AV QUALITY TRACKER FÖR DISTRIBUTIONSNÄT	27
7.3	DEBITERING AV FORDONSGAS.....	27
7.4	HANTERING AV SKATTER OCH AVGIFTER.....	27
7.5	ÖKAD KVÄVGASHALT	27
7.6	INMATNING AV BIOGAS	27
7.7	INFORMATION.....	28
8	SLUTSATSER.....	29
9	REFERENSER	31

1 Inledning

Begreppet naturgas omfattar en mängd olika gasblandningar som var och en har olika förbränningsegenskaper, fysikaliska egenskaper med mera. I Sverige avses vanligen naturgas från de danska Nordsjöfälten när det rör sig om försäljning och distribution av naturgas. Denna danska naturgas ingår i sin tur i gasfamilj 2H, d.v.s. naturgaser med ett wobbeindex mellan 45,7-54,7 MJ/Nm³. Rent tekniskt ingår även uppgraderad biogas i gasfamilj 2H.

1.1 Problemställning

När gasens sammansättning ändras uppstår risken att det finns gaseldad utrustning som inte kan hantera den nya gaskvaliteten. Denna studie skall utröna vilka variationer som kan bli aktuella ur ett svenskt perspektiv till följd av ökad import av gas från Nordtyskland till Sverige via Danmark. Vidare skall de tekniska konsekvenserna bedömas. Andra frågor som debitering och avräkning berörs mer översiktligt i form av redogörelser för hur detta hanteras i Danmark.

Som inledning till föreliggande rapport kan SGC Rapport 209 Varierande gaskvalitet – Litteraturstudie läsas som är gratis tillgänglig på www.sgc.se/Dokument/SGC209.pdf.

1.1.1 Dansk naturgas

Den danska naturgasen kännetecknas av ett högt värmevärde, högt innehåll av högre kolväten (etan och propan) högt wobbeindex och låg andel inerta komponenter (CO₂ och N₂). Många andra naturgaskvaliteter innehåller en lägre andel tyngre kolväten, mer metan samt mer inerta komponenter. Tekniskt sett är samtliga gaser dock naturgas och kan användas för samma ändamål. När naturgasens egenskaper varierar enligt ovan innebär det vissa konsekvenser för gasleverantörer, gasdistributörer samt kunder vilket föreliggande rapport ämnar belysa.

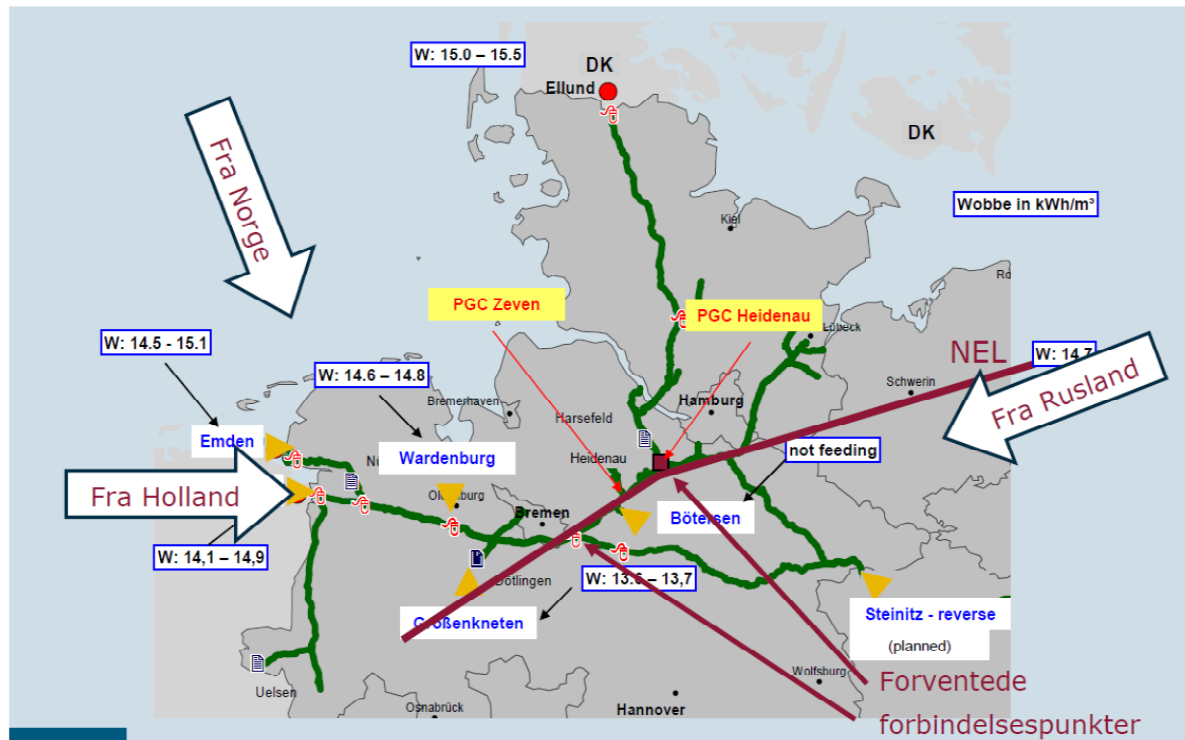
1.1.2 Gasimport till Danmark

Gasnäten i Europa är i hög grad sammanlänkade, en förutsättning för hög försörjningstrygghet men ger också möjlighet till ekonomisk optimering för företag som handlar med gas. Beroende på aktuella gaspriser, aktuella lediga kapaciteter, aktuella flöden i nätet med mera, kan det finnas skäl att importera gas från Tyskland. Eftersom det är svårt att förutsäga alla dessa parametrar är det också svårt att förutse när samt hur länge import av gas kommer ett ske. Sannolikheten för import bedöms vara högre under perioder med hög förbrukning (november-mars) men det finns inget som säger att import inte kommer ske i större utsträckning under övriga perioder. Det är en strikt ekonomisk optimering som därmed är svårförutsägbar.

2 Uppbyggnad av det svenska, danska och nordtyska gasnätet

Här görs en kortfattad redogörelse för hur transmissionsnäten är uppbyggda i Nordtyskland, Danmark och Sverige. Den som önskar mer detaljerad information hänvisas till Gasunie Deutschland, Energinet.dk samt Swedegas.

2.1 Nordtyskland

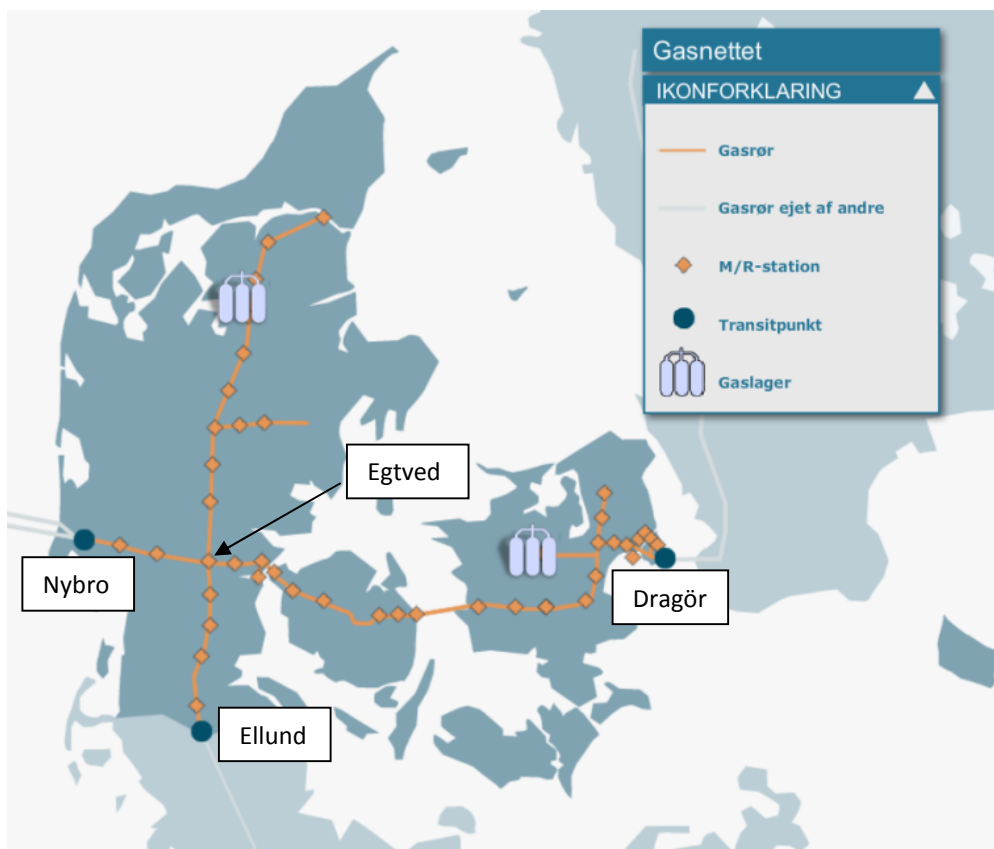


Figur 1. Det nordtyska gassystemet [1].

Det nordtyska gasnätet förses med gas från flera källor, från lokal tysk produktion, från Holland (H-gas) samt från Norge. På sikt kan man förvänta sig gas från Ryssland när Nordstream tas i drift, ledningen markerad med "not feeding" i Figur 1 kommer att få en kapacitet på 500.000 Nm³/h. Som kan ses i Figur 1 varierar wobbleindex en hel del mellan de olika försörjningsvägarna.

2.2 Danmark

Det danska transmissionsnätet visas i Figur 2. Inmatningspunkter för naturgas är för närvarande från de danska Nordsjöfälten (Nybro) samt från Tyskland (Ellund). I Ellund kan man reversera flödet och även exportera gas till Nordtyskland vilket varit det normala driftfallet fram till 2010. I dagsläget är man begränsad till maximalt 200.000 Nm³/h via Ellund men man bygger för närvarande ut kapaciteten och från 2013 kommer den att vara 700.000 Nm³/h på den danska sidan. Dock har Gasunie Deutschland under juni 2011 tillkännagivit att man avser skjuta upp en planerad utbyggnad på den tyska sidan och därmed kommer importkapaciteten att vara begränsad till cirka 310.000 Nm³/h [2]. Gaskromatografer (GC) finns i alla exit/entry points (Nybro, Ellund och Dragör), gaslagren samt i Egtved.



Figur 2. Det danske gassystemet [3].

Det finns två gaslager i Danmark, Stenlille på Sjælland och Lille Torup på Jylland. Inmatning av biogas görs i Fredericia sedan september 2011. Enligt det danska Gasreglementet tillåts wobbeindex på mellan 51,9-55,8 MJ/Nm³ och efter speciellt tillstånd från danska Sikkerhedsstyrelsen kan man kortvarigt tillåta wobbeindex upp till 56,8 MJ/Nm³ [4].

2.2.1 Quality Tracker

Energinet.dk använder sedan flera år en Quality Tracker (QT) för det danska transmissionsnätet och denna har som funktion att kontinuerligt beräkna värmevärde, wobbeindex m.m. Detta görs genom att utnyttja att flöden och dimensioner är kända och därmed kan man beräkna en sammansättning utifrån uppmätta värden i respektive Entry-point. Energinet.dk har haft sin QT i drift under flera år och modellen är kvalitetssäkrad gentemot data från de GC som de har i det danska gasnätet. QT kan beräkna data för debitering och avräkning i de olika M/R stationerna som sedan rapporteras till respektive gasdistributör och för varje M/R station finns data (timdata för senaste veckan samt månadsmedelvärden för senaste året) tillgängliga på Energinet.dk:s hemsida. I dagsläget använder man inte QT för detta ändamål utan man använder data från närmaste GC. Dock avser man inom kort att gå över till att använda QT helt och hållet.

2.3 Sverige

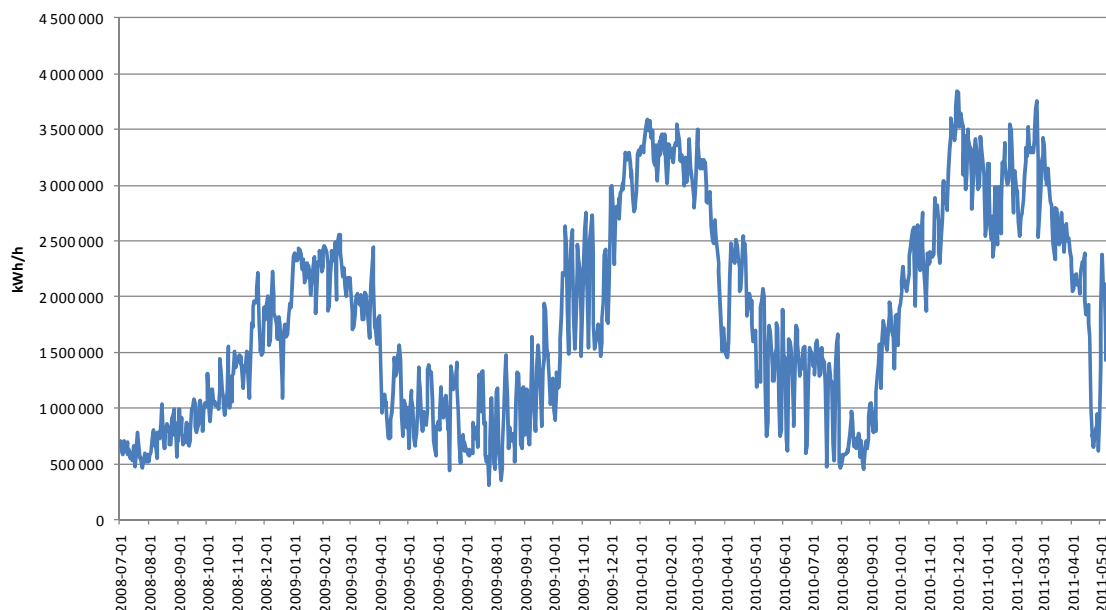


Figur 3. Det svenska ledningsbundna gassystemet [5].

Det svenska transmissionsnätet i Figur 3 matas bara från Danmark via Dragör, inmatning av biogas görs på 8 platser (Malmö, Lund, Helsingborg x 2, Bjuv, Laholm, Falkenberg och Göteborg). All inmatning sker dock på distributionsnätet och inget på transmissionsnätet. I dagsläget finns ingen LNG inmatning på transmissionsnätet men det är inte orimligt att anta att det inom 5-10 år finns terminaler som även har möjlighet att förse det svenska transmissionsnätet vid behov. I Sverige finns ingen motsvarighet till det danska Gasreglementet men i princip är vi låsta till de gränser som gäller Danmark eftersom all naturgas för närvarande importeras via Danmark. Swedegas har en kvalitetsspecifikation som anger wobbeindex till mellan 49-56,91 MJ/Nm³ (13,6-15,6 kWh/Nm³). Det finns två gaskromatografer, en i Årstad strax utanför Falkenberg och en i Rävekärr (Mölnådal).

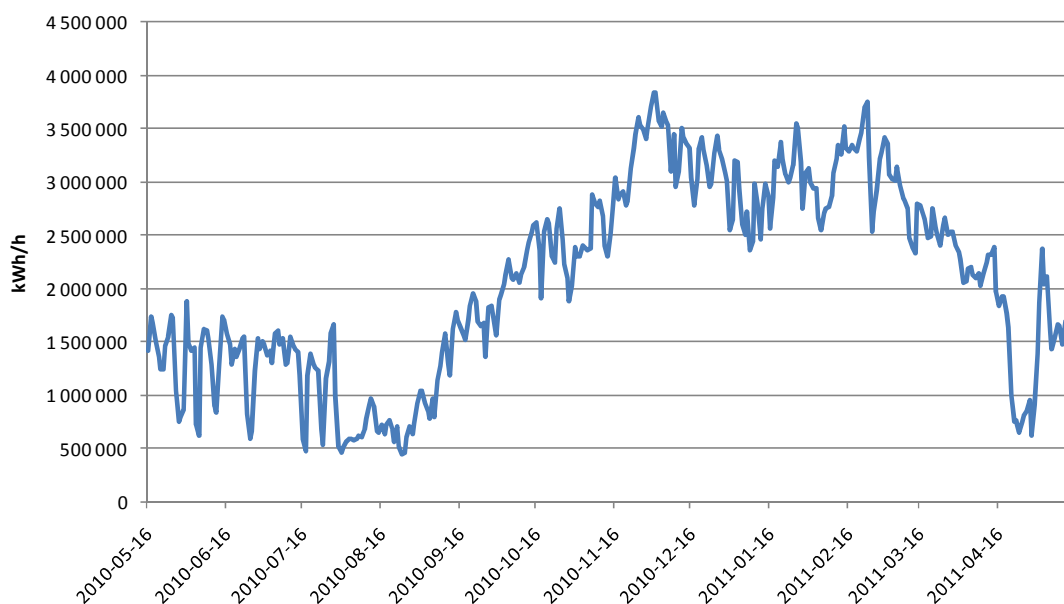
2.4 Flödessituationer

Det svenska gasnätet är dimensionerat för en maximal kapacitet av cirka 35 TWh (energi på årsbasis) och cirka 350.000 Nm³/h (effekt). Flödet (uttryckt i kWh/h, volymflödet är cirka 1/12) till Sverige från Dragör under de senaste tre åren visas i Figur 4. I figuren visas inte timvärden utan timmedelvärden för dygnet (kWh/24h dividerat med 24). Den markanta skillnaden mellan 2009 och senare beror framförallt på att Öresundsverket togs i drift och detta förbrukar cirka 65.000 Nm³/h i full drift. I Sverige tillförs också cirka 3.000 Nm³/h uppgraderad biogas (propanspetsad) vilket dock har obefintlig påverkan på totalflödet.



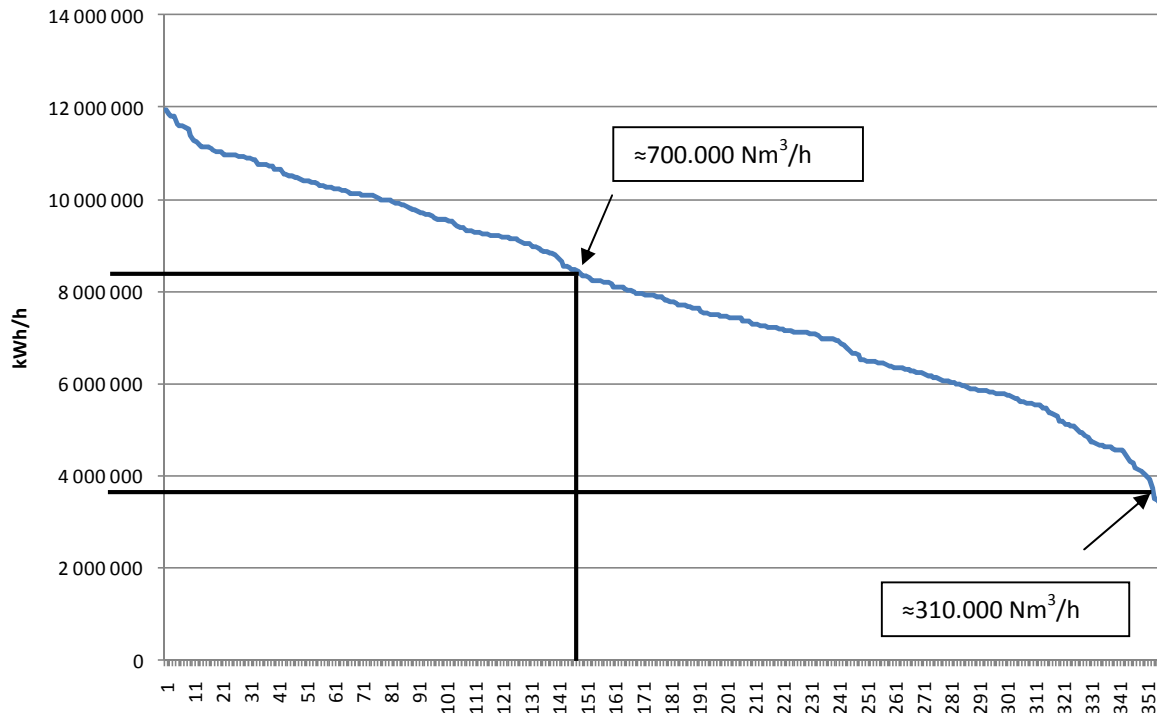
Figur 4. Gasanvändning i Sverige 2008-2011 [3].

Den senaste 12-månadersperioden visas i Figur 5. Här kan ses att den maximala förbrukningen låg runt 3800 MWh/h (317.000 Nm³/h) och den lägsta förbrukningen kring 450 MWh/h (37.500 Nm³/h). Man kan konstatera att det är en period runt augusti/början av september där gasanvändningen är mycket låg, den primära orsaken är att Öresundsverket under denna period inte var i drift.



Figur 5. Gasanvändning i Sverige 2010-2011 [3].

Varaktighetsdiagrammet i Figur 6 för Sverige och Danmark tillsammans för de senast 12 månaderna visar att den initialt tänkta importkapaciteten på 700.000 Nm³/h kan täcka hela det svensk-danska behovet under cirka 215 dagar medan det därutöver krävs tillförsel av Nordsjögas. Även om inte den nuvarande importkapaciteten på 310.000 Nm³/h kommer att utnyttjas fullt ut i alla lägen finns det möjlighet att importgas försörjer Sverige och Danmark till runt 40 %. I händelse av driftavbrott i Nordsjön eller andra tillfälliga störningar kan man försörja såväl Sverige som Danmark med importgas samt vissa uttag från gaslagren



Figur 6. Varaktighetskurva för det danska och svenska gassystemet 2010-2011 [3].

2.4.1 Framtida flöden

Det svenska gasnätet ligger nära sin övre gräns effektmässigt medan energitnyttjandet är runt 50 % på årsbasis. Det betyder att de maximala flödena inte kan antas öka speciellt mycket medan det finns potential att öka andelen gas som används under resten av året. I Danmark är dock gasanvändningen relativt stabil och till och med något sjunkande.

Eftersom det inte finns några på förhand bestämbara kriterier när import kommer att ske är det omöjligt att uttala sig om andelen importgas som kommer att nå Sverige. Baserat på flöden och en maximal importkapacitet på $310.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ kan man dock tänka sig följande ungefärliga scenarion:

- Normalfall: 0 (ingen gasimport till Danmark) alternativt 10-40 % gas från Tyskland.
- Extremfall: 60-80 % gas från Tyskland (endast korta perioder, exempelvis i samband med en produktionsstörning i Nordsjön som sker under perioden augusti-september).

För svenskt perspektiv finns också möjligheten att man inom 5 år kommer att börja mata in större mängder gas från termisk förgasning av biomassa. De anläggningar som ligger i planeringsstadiet indikerar att runt $10.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ kan tillföras vilket inte kommer ha någon större inverkan på gaskvaliteten på transmissionsnätet. Dock kan det ha en stor lokal inverkan på distributionsnätet.

2.5 Förväntade gaskvaliteter

På kort sikt kan man förvänta sig att importgasen består av en blandning av norsk gas, holländsk H-gas och inhemsk tysk gas. Under 2011 förväntas den första ledningen av

Nordstream tas i drift och därmed kan rysk gas börja levereras direkt till Nordtyskland i större mängder. Under 2012 tas den andra Nordstream ledningen i drift och då finns en kapacitet på 55 miljarder Nm³/år rysk gas tillgänglig vilket innebär att stora volymer rysk gas kommer importeras. Därmed kan man förvänta sig ett ökande inslag av rysk gas till Nordtyskland från och med slutet av 2011. I Tabell 1 visas beräknade egenskaper för att några olika naturgaser samt skillnaden mellan dansk Nordsjögas och de olika naturgaserna för några nyckelparametrar.

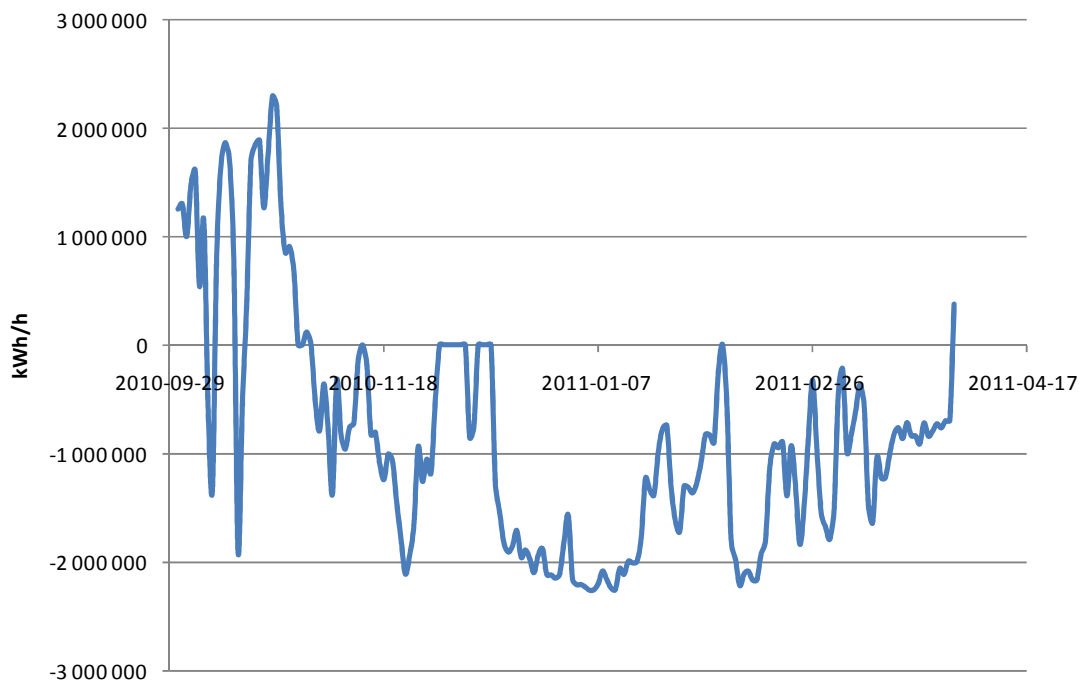
Tabell 1. Gassammansättningar och några egenskaper för olika naturgaser. Siffror inom parentes anger absoluta avvikelser från dansk Nordsjögas [6].

	Dansk gas 2010	Dansk gas 2010	Dansk gas 2010	Importgas 2011 ex 1	Importgas 2011 ex 2	Importgas 2013-		Rysk gas
	Medel	Min	Max	Medel	Medel	Min	Max	Medel
Metan vol-%	90	85,3	91,8	90	90	86,6	98,2	98
Etan vol-%	5,7	4,9	8	5,0	3,4	0,7	7,6	0,7
Propan vol-%	2,2	1,4	3,7	1,0	0,7	0,2	3,3	0,2
Butan+ vol-%	1,1	0,6	1,2	0,3	0,2	1,5	0,1	0,1
Kvävgas vol-%	0,3	0,2	1	2,5	4,8	0,2	5,2	0,1
Koldioxid vol-%	0,7	0,2	1,5	1,3	0,8	0	2,5	0,9
Wobbeindex MJ/Nm ³	54,9	53,1	55,2	51,8 (5,6 %)	50,3 (8,4 %)	50	55,4	52,7 (4,0 %)
H _u MJ/Nm ³	39,4	38	40,8	36,6 (7,1 %)	35,4 (11,5 %)			35,8 (10,3 %)
H _u MJ/kg	48,3			46,0 (4,8 %)	45,0 (6,6 %)			48,7 (0,8 %)
H _o MJ/Nm ³	43,5	42,1	45,1	40,6 (6,7 %)	39,2 (10,1 %)	10,7	12,4	39,8 (8,7 %)
Densitet kg/Nm ³	0,82			0,80	0,79	0,73	0,85	0,74
Stökiometriskt luftbehov (Nm ³ /Nm ³)		10,55		9,79 (7 %)	9,45 (10,5 %)			9,54 (9,5 %)
Z, 1 bar, 0 °C	0,997			0,997 (- %)	0,997 (- %)			0,997 (- %)
Z, 5 bar, 0 °C	0,985			0,986 (- %)	0,987 (0,1 %)			0,988 (0,3 %)
Z, 35 bar, 0 °C	0,891			0,904 (1,4 %)	0,912 (2,3 %)			0,915 (2,7 %)
Z, 60 bar, 0 °C	0,812			0,837 (3,1 %)	0,851 (4,8 %)			0,856 (5,4 %)
Z, 200 bar, 0 °C	0,699			0,727 (4,0 %)	0,745 (6,6 %)			0,749 (7,2 %)
Konv faktor 200 bar, 0 °C	281			270	263			263
CO ₂ faktor g/MJ	57			56,7 (0,5 %)	56,2 (1,4 %)			55 (3,5 %)
CO ₂ innehåll g/Nm ³	2280			2087 (9,3 %)	1989 (12,8 %)			1974 (13,4 %)
Metantal	73	68	76	>80	>80			>80
Svavelväte* mg/nm ³	2,5	0,9	4,8					

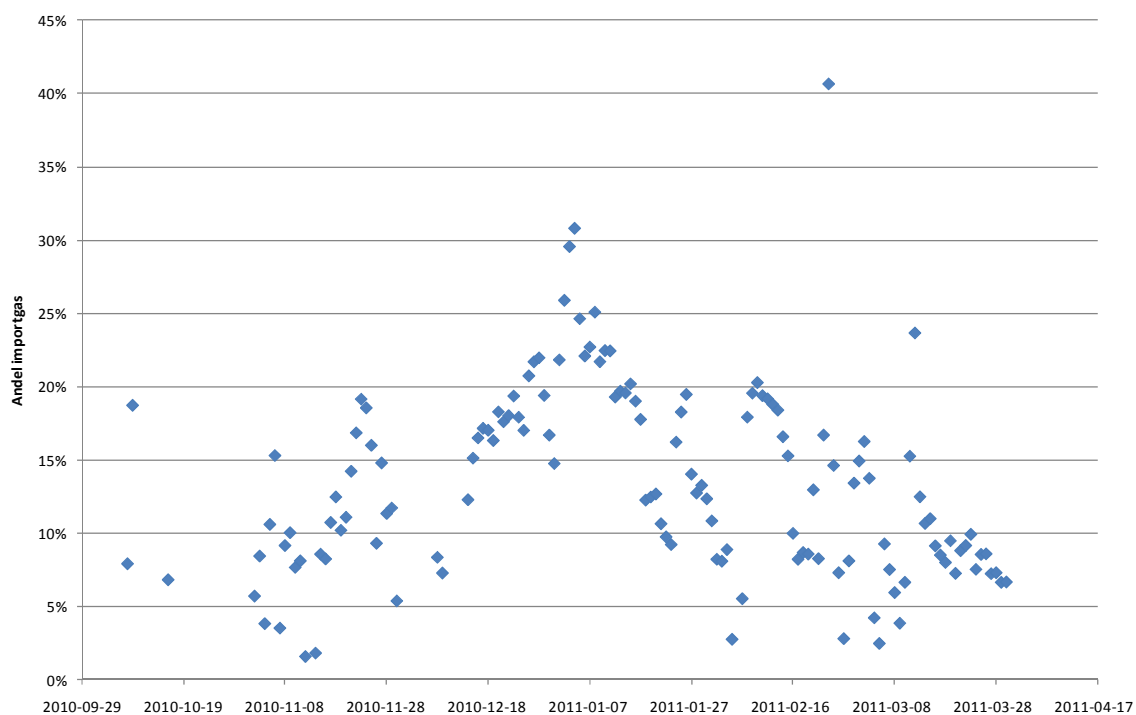
*Endast svavelväte, exklusive odorant

Skillnaden mellan dansk Nordsjögas och olika importgaser är relativt höga för vissa egenskaper. Skillnaden i wobbeindex bör inte vara av den storleken att det vid förväntade andelar importgas (10-40 %) kommer förorsaka problem. Luftbehovet påverkas av gaskvalitet och beräkningarna av luftbehov för de olika gaserna visar att för förbränningsprocesser med fast luft/bränslekvot där man byter från dansk Nordsjögas till importgas (10-40 % inblandning) så kommer luftöverskottet att öka. I en sådan process får man räkna med cirka 0,2-1,2 % högre O_2 -halt i rökgaserna vid förbränning av importgas. Detta skall inte resultera i några tekniska eller säkerhetsmässiga problem men en något sämre bränsleekonomi för vissa kunder till följd av ökade rökgasförluster. En annan konsekvens för anläggningar som dimensionerats för vissa kapaciteter och man idag ligger nära den övre kapacitetsgränsen avseende volym/effekt så kan maximala kapaciteten inte längre räcka till.

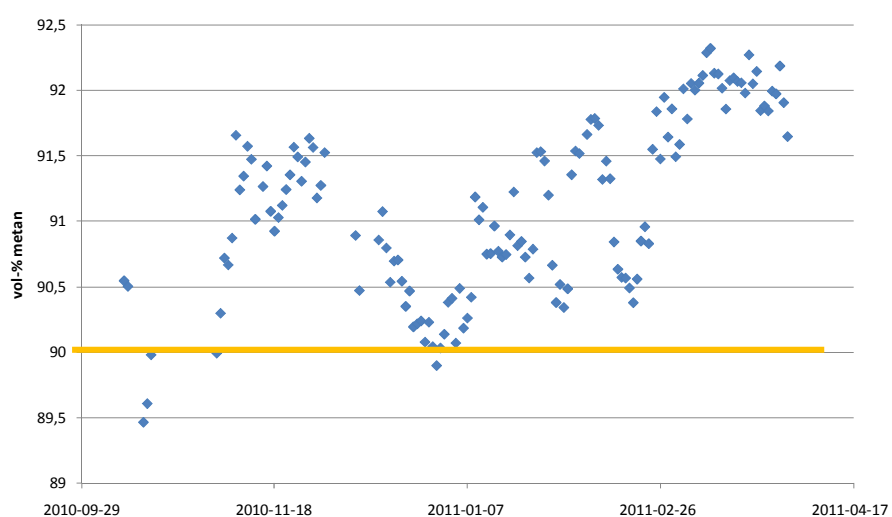
Från oktober 2010 till april 2011 har import skett relativt kontinuerligt vilket visas i Figur 7. Andelen av de olika komponenterna, värmevärde och wobbeindex har varierat enligt Figur 8 till Figur 16. Orange streck markerar innehållet i dansk Nordsjögas. Även om importperioden har varit förhållandevis kort kan man konstatera att det råder väsentliga skillnader mellan importgasen och den danska Nordsjögasen. Man kan konstatera att skillnaden var liten men märkbar i Dragör, avvikelser från vad som är "normalt" var i storleksordningen 1-3 % för värmevärde och wobbeindex medan halten kvävgas låg på det dubbla mot normalt (0,6 % mot 0,3 %), dock en låg halt.



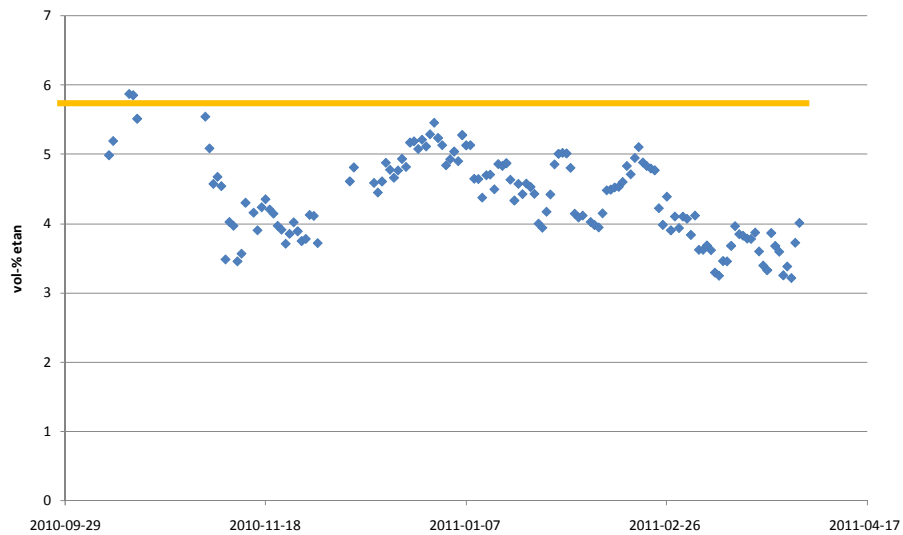
Figur 7. Flöden i Ellund oktober 2010 till april 2011, negativt flöde anger import av gas [3].



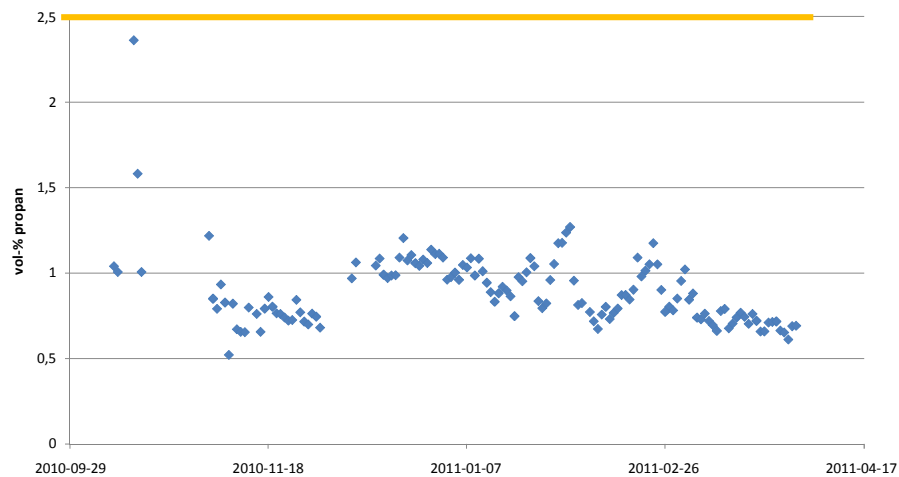
Figur 8. Andel importgas av den totala gastillförseln till Danmark mellan oktober 2010 till april 2011.



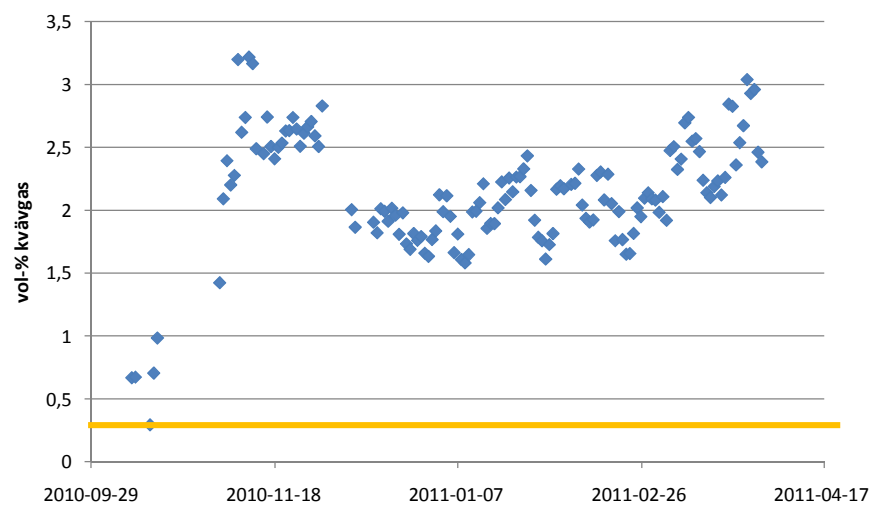
Figur 9. Metanhalt för importgas uppmätt i Ellund [7].



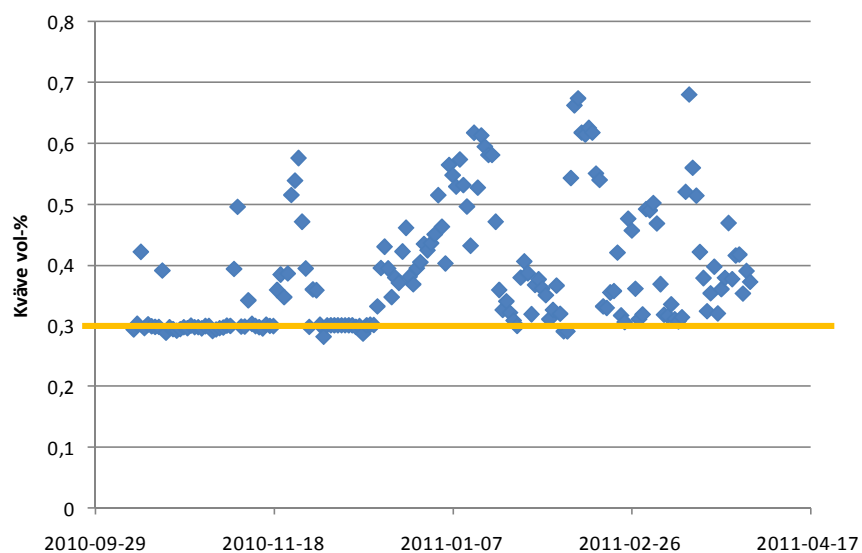
Figur 10. Etanhalt för importgas uppmätt i Ellund [7].



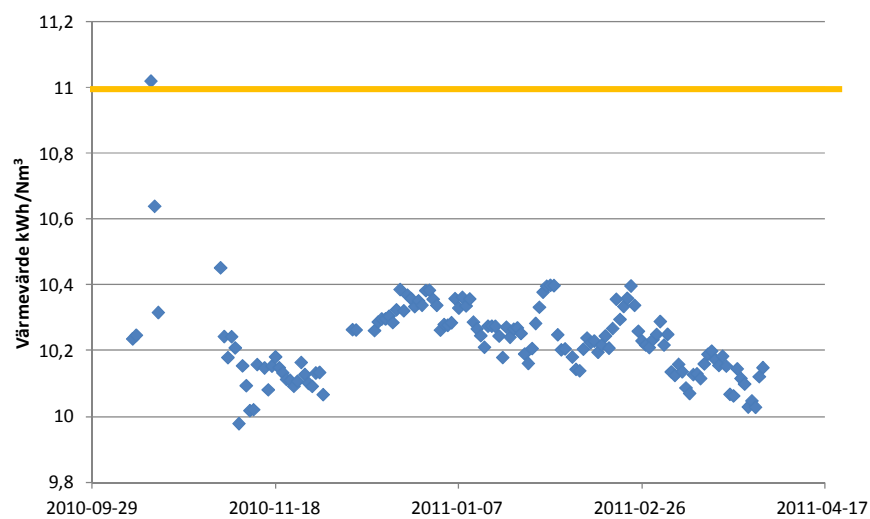
Figur 11. Propanhalt för importgas uppmätt i Ellund [7].



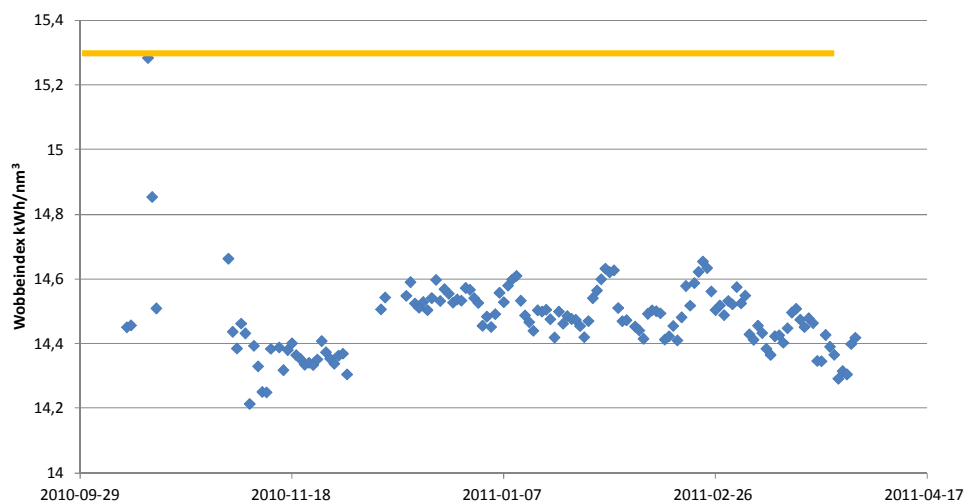
Figur 12. Kvävgashalt för importgas uppmätt i Ellund [7].



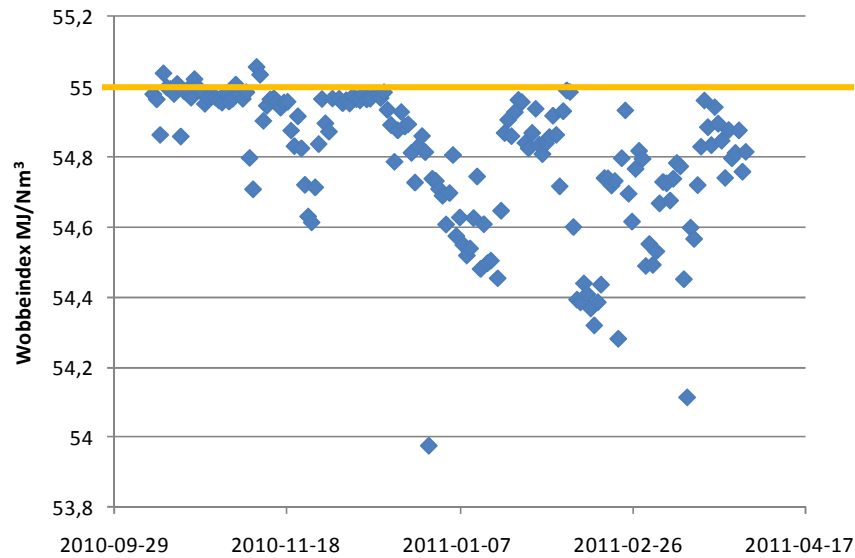
Figur 13. Kvävgashalt för naturgas uppmätt i Dragör [8].



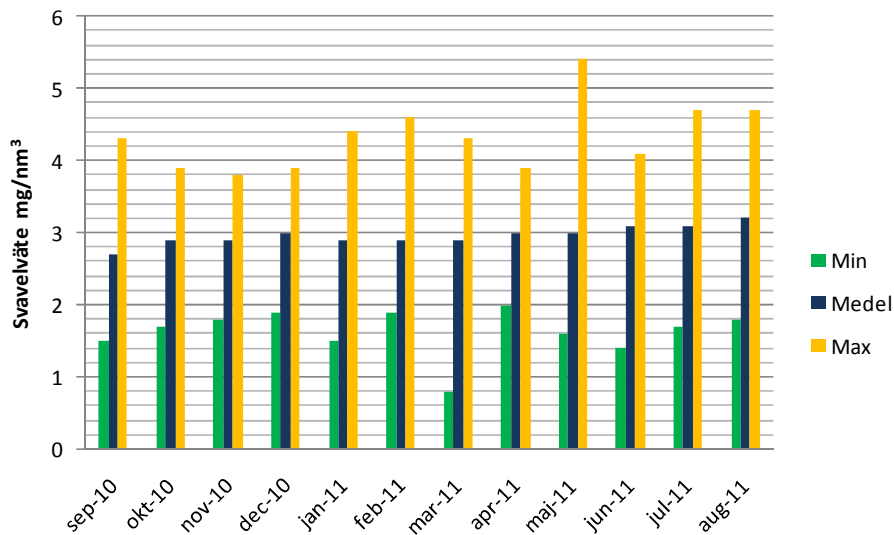
Figur 14. Värmevärde för importgas uppmätt i Ellund [7].



Figur 15. Wobbeindex för importgas uppmätt i Ellund [7].



Figur 16. Wobbeindex för naturgas uppmätt i Dragör [8].



Figur 17. Svavelinnehåll för naturgas uppmätt i Egtved.

2.5.1 Väsentliga möjliga skillnader i gaskvalitet mot idag

Baserat på ovanstående och att importkapaciteten de närmaste 2-3 åren kommer att vara 1,55 ggr nuvarande så är det rimligt att anta:

- Naturgasen kommer normalt att innehålla 0 % eller 10-40 % importgas.
- I extremfall (produktionsstörningar och liknande) kan 60-80 % importgas nå Sverige.
- 1-3 % kvävgas i naturgasen i samband med import från Nordtyskland.
- 1 procentenheter lägre etanhalt i naturgasen i samband med import från Nordtyskland.
- 0,7 procentenheter lägre propanhalt i naturgasen i samband med import från Nordtyskland.
- 1-5 % lägre värmevärde per volymenhet i naturgasen i samband med import från Nordtyskland.

- 1-4 % lägre wobbeindex per volymsenhet i naturgasen i samband med import från Nordtyskland.
- Högre metantal i naturgasen i samband med import från Nordtyskland.
- 0,2-1 % lägre CO₂ emissionsfaktor beräknat per tillförd energienhet i naturgasen i samband med import från Nordtyskland.
- Upp till 5 % lägre CO₂-utsläpp beräknat per tillförd Nm³ gas. Dock högre Nm³-förbrukning till följd av lägre värmevärde.
- Inga noterbara skillnader i svavelväteinnehåll under perioder med importgas jämfört med perioder med enbart dansk Nordsjögas.

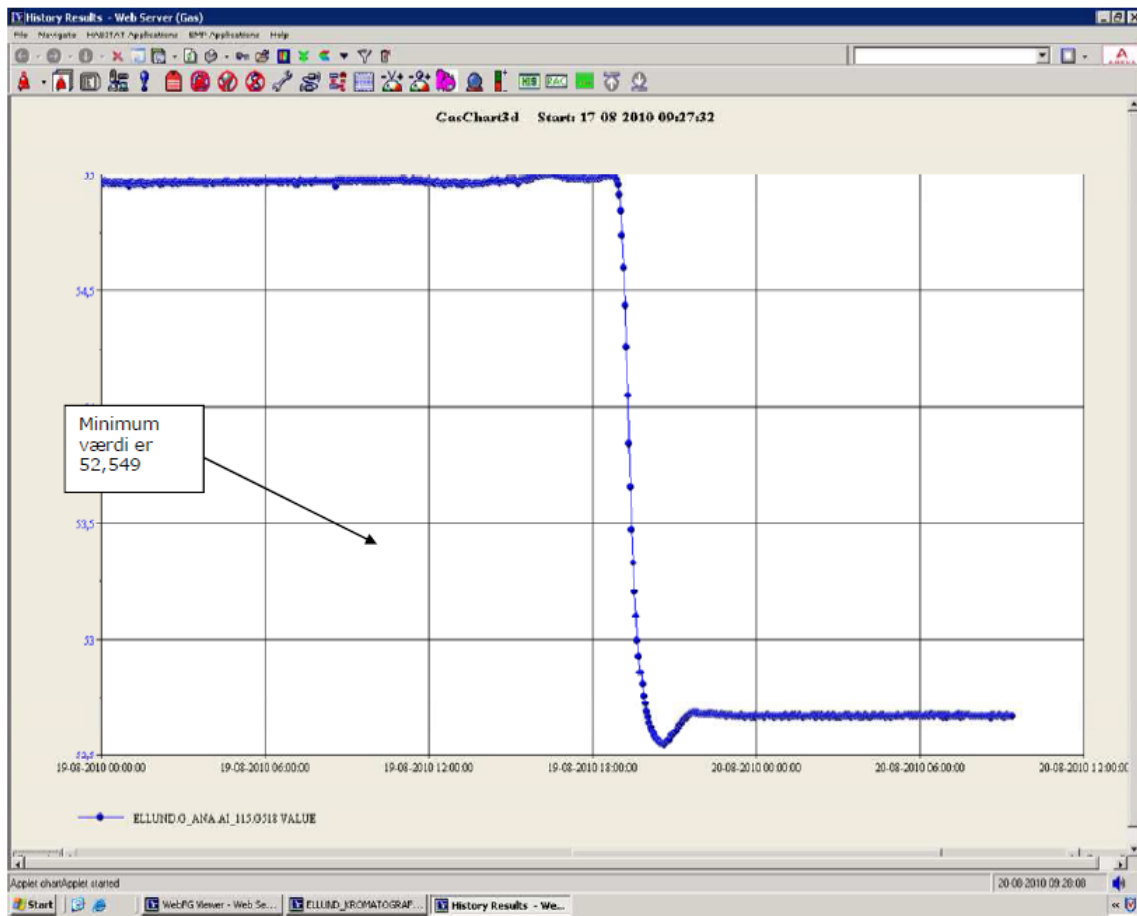
Ovanstående resonemang betyder inte att det kontinuerligt kommer att vara svängningar med 1-5 % lägre värmevärde utan att det finns en möjlighet att gas med upp till 5 % lägre värmevärde når Sverige under vissa perioder. Samma sak för övriga komponenter och egenskaper. För att de högsta avvikelserna från dagens gaskvalitet skall kunna uppträda krävs dock att följande är uppfyllt:

1. Relativt låga flöden i det dansk-svenska gassystemet.
2. Hög import.
3. Import av gas med mycket lågt wobbeindex/lågt värmevärde/hög N₂-halt etc.

Att en eller två av ovanstående inträffar räcker inte för att gaskvaliteten i Sverige skall avvika markant från dagens gaskvalitet. Dock är det inte omöjligt att alla tre inträffar samtidigt men de inträffar sannolikt inte samtidigt eller under längre perioder. Resonemangen gäller för den gaskvalitet som idag levereras i Nordtyskland, det är rimligt att anta att när Nordstream tagits i drift och är förbunden med det dansk/nordtyska systemet kommer ett större inslag rysk gas att kunna noteras. Den ryska gasen kännetecknas av ett lågt innehåll av inerta komponenter och tyngre kolväten samt ett högt metaninnehåll. Om/när rysk gas kommer in i systemet innebär det att gaskvaliteten kommer att påverkas på motsvarande sätt.

2.5.2 Omslag mellan importgas och dansk Nordsjögas

De danska erfarenheterna är att omslaget mellan två gaskvaliteter sker relativt fort. Beroende på flöden och eventuella uttag/fyllning av gaslager tar det mellan 24-48 timmar för gasen att nå Sverige från det att den når Danmark och sedan tar det ytterligare 30 timmar innan den når Göteborg och 42 timmar innan den når Stenungsund som är den nordligaste delen av det svenska transmissionsnätet. Samtliga tider avser vintermånader. Det betyder att det är förhållandevis gott om tid från det att ett större omslag i gaskvalitet kan detekteras i Egtved innan gasfronten når Sverige. När fronten väl når fram kan man dock förvänta sig ett förhållandevis hastigt omslag. Figur 18 visar hur wobbeindex förändras i Ellund i samband med importstart och det tar cirka 15-20 minuter för wobbeindex att falla med nästan 4,5 %. En viss diffusion kommer att ske så att gaserna successivt blandas upp mer innan fronten når Sverige men det är realistiskt att tro att omslaget kommer ske förhållandevis snabbt, troligen på runt 30 minuter.



Figur 18. Wobbeindex i Ellund i samband med importstart [9].

3 Debitering, mätning och avräkning med varierande gaskvalitet [10,11,12]

Idag är systemet för mätning och avräkning enkelt i den mening att man nästan uteslutande mäter volym och sedan konverterar detta till energi genom att multiplicera med värmevärdet. I vissa fall mäts massa istället för volym. När värmevärdet och sammansättningarna varierar mer än de gör idag så uppstår ett antal frågeställningar:

- Hur fastställer man värmevärdet hos olika kunder i olika delar av nätet?
- Vilka blir de maximala felen för olika kundekategorier?
- Omvandling mellan uppmätt volym och normalkubikmeter görs utifrån tryck (P), temperatur (T) och kompressibilitetsfaktor (Z). När gassammansättningen varierar kommer även Z att ändras vilket gör att man måste ta hänsyn till detta vid avräkning.

Här görs en översiktlig redogörelse för hur detta hanteras i Danmark och dokumenten som respektive avsnitt hänvisar till ger mer ingående beskrivningar. Observera att övre värmevärdet används i samtliga beräkningar. Debitering sker på volymsbasis där den debiteringsgrundande korrigerade volymen beräknas enligt

$$V_{\text{Korr}} = V_{\text{Verkl}} \cdot \frac{H_{\text{ö}}}{12,157 \cdot 3,6}$$

V_{Korr} Korrigerad debiteringsgrundande volym

V_{Verkl} Uppmätt volym

$H_{\text{ö}}$ Övre värmevärde (MJ/Nm³) som fastställs enligt avsnitt 3.1

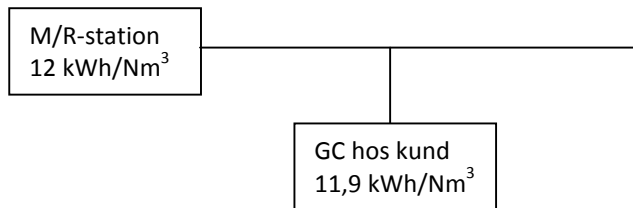
3.1 Värmevärde i olika delar av nätet

Detta avsnitt fokuserar mot distributionsnätet så det endast är ett fåtal kunder anslutna direkt till transmissionsnätet. I Danmark har man tagit fram ett dokument som reglerar hur värmevärden allokeras i distributionsnätet (Naturgasselskabernes kontrolmanual for allokering af brændværdi i distributionsnettet). Dokumentet kan laddas hem från DGC:s hemsida <http://www.dgc.dk/publikationer/manualer.htm>. I denna anger man att felet på årsbasis för avräkningsvärmevärdet maximalt får vara ±2 % för kunder med normal gasanvändning. Detta krav har sin bakgrund i vad som mättekniskt anses vara tekniskt och ekonomiskt försvarbart.

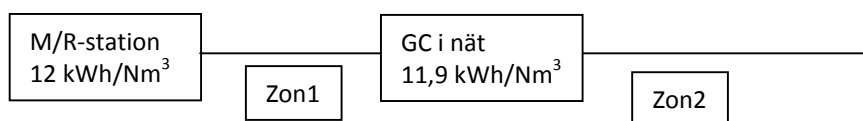
3.1.1 Bestämning av värmevärde för avräkning

Värmevärdet bestäms i varje inmatningspunkt i distributionsnätet, d.v.s. alla M/R stationer samt andra inmatningspunkter (exempelvis biogasanläggningar). Månadsmedelvärdet bestäms antingen som medelvärdet av alla tim- eller dygnsmedelvärden eller som detsamma fast viktat med flöden. Om flödesviktning används skall flödesdata ha en noggrannhet på maximalt ±10 % på dygnsbasis. Idag tilldelar man ett värmevärde till respektive M/R station som baseras på värmevärdet från närmast belägna GC men framöver kommer man att övergå till att bestämma värmevärdet med Quality Tracker.

I distributionsnät med en inmatningspunkt används normalt ovanstående värmevärde för samtliga kunder. Undantagen är när kund(-er) har GC för bestämning av värmevärde eller när det finns utrustning för bestämning av värmevärdet i distributionsnätet.



Här blir värmevärdet för kund med GC 11,9 kWh/Nm³ och för övriga kunder 12 kWh/Nm³.



Enligt ovan blir värmevärdet för samtliga kunder i Zon1 12 kWh/Nm³ och för samtliga kunder i Zon2 11,9 kWh/Nm³.

För distributionsnät som matas från mer än ett håll, blir det något mer komplext och principen är att man beräknar ett flödesviktat månadsmedelvärde för respektive inmatningspunkt samt för hela nätet. Under förutsättning att skillnaden mellan månadsmedelvärdet för nätet och det lägsta månadsvärdet för de olika inmatningspunkterna är lägre än 2 %, används det lägsta månadsmedelvärdet för nätet. Är skillnaden större än 2 % görs ett tillägg på (2-s) till det lägsta månadsmedelvärdet för de olika inmatningspunkterna. Spridningen s beräknas enligt nedan och om spridningen är högre än 2 % görs inte tillägget (2-s) utan man använder det lägsta månadsmedelvärdet istället.

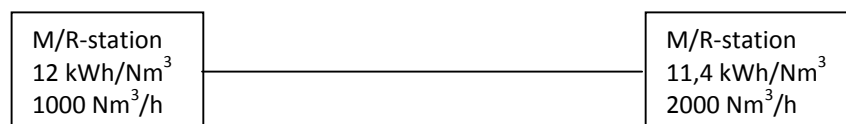
$$s = \frac{100}{H_m} \cdot \frac{\sum_{i=1}^n |H_i - H_m|}{n \cdot \sqrt{\frac{2}{\pi}}}$$

H_i = Dygnsmedelvärmvärde för dag i för stationen

H_m = Månadsmedelvärmvärde för stationen

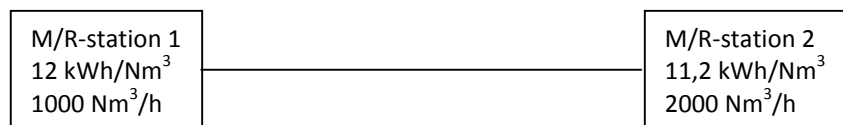
n = antal dagar i månaden

Nedan visas olika typfall där ett distributionsnät matas från två håll.



Flödesviktat månadsmedelvärde $\frac{1000 \cdot 12 + 2000 \cdot 11,4}{3000} = 11,6 \text{ kWh/Nm}^3$.

Lägsta uppmätta månadsmedelvärde för respektive inmatningspunkt är 11,4 kWh/Nm³. Skillnaden mellan lägsta månadsmedelvärde och medelvärdet är $(11,6-11,4)/11,4 = 1,8 \%$, d.v.s. under 2 % och därmed används månadsmedelvärdet för avräkning.



Flödesviktat månadsmedelvärde $\frac{1000 \cdot 12 + 2000 \cdot 11,2}{3000} = 11,5 \text{ kWh/Nm}^3$.

Lägsta uppmätta månadsmedelvärde för respektive inmatningspunkt är 10,2 kWh/Nm³. Skillnaden mellan lägsta månadsmedelvärde och medelvärdet är $(11,5-11,2)/11,2 = 2,7 \%$, d.v.s. över 2 % och därmed måste spridningen beräknas.

I Fall 1 antas att M/R station 2 (som har det lägsta månadsmedelvärdet) under 15 dagar har erhållit gas med värmevärdet 11,1 kWh/Nm³ och under 15 dagar erhållit gas med 11,3 kWh/Nm³. Spridningen s beräknas då till 1,2 % vilket är under 2 % och avräkningsvärmevärdet fastställs då till: $11,2 \cdot (100+2-1,3)/100 = 11,3 \text{ kWh/Nm}^3$.

I Fall 2 antas att M/R station 2 (som har det lägsta månadsmedelvärdet) under 15 dagar har erhållit gas med värmevärdet 11,0 kWh/Nm³ och under 15 dagar erhållit gas med 11,4 kWh/Nm³. Spridningen s beräknas då till 2,5 % vilket är över 2 % och avräkningsvärmevärdet fastställs då till det lägsta månadsmedelvärdet utan något tillägg d.v.s. 11,2 kWh/Nm³.

I kontrollmanualen finns fler exempel på hur man avräkningsmässigt skall hantera olika situationer i distributionsnät med två eller flera inmatningspunkter. Det rekommenderas att man försöker undvika skillnader som överstiger 2 % genom att:

- Dela upp nätet så att endast en inmatningspunkt används.
- Använda lokal värmevärdesbestämning så att nätet kan delas i flera zoner.
- Justera gaskvaliteten lokalt.
- Använda en lokal Quality Tracker.

3.2 Maximala fel

Felet som kan uppstå till följd av värmevärdesberäkningen beror på flera faktorer och en viktig faktor är kundens load factor (LF) som är kvoten av årlig förbrukning och maximal timeffekt. Kunder med LF större än 200 anses ha en normal förbrukning medan kunder med LF mindre än 200 anses ha en ojämn förbrukning. Exempel på de förstnämnda är villakunder (typisk LF runt 1000) och exempel på de sistnämnda är fordonsgaskunder som inte tankar dagligen (LF under 100). För kunder med LF över 200 finns flera exempel i ovan nämnda kontrollmanual som visar att felet kan hållas under $\pm 2 \%$ på årsbasis. Vad som möjligen kan skilja Danmark från Sverige är att vi i Sverige troligen har fler större kunder i förhållande till småkunder ansluta till varje M/R-station. Det innebär att det timmedelvärdesviktade flödet i M/R-stationen i högre grad återspeglar större förbrukares uttag än de mindre. Hur det påverkar felet för mindre kunder är oklart och får eventuellt utredas vidare.

3.3 Varierande kompressibilitetsfaktor

I installationer där man kompenserar för tryck (P), temperatur (T) och kompressibilitetsfaktor (Z), PTZ-kompensation, mäts tryck och temperatur medan Z är fastlagt sedan tidigare. När gasens sammansättning varierar så kommer också Z att variera vilket visas för några olika gaskvaliteter i avsnitt 2.5. Därmed måste man korrigera i efterhand för att Z ändrats. Typiska installationer där detta är viktigt är:

- Kunder anslutna vid tryck över 4 bar, exempelvis gasturbiner.
- M/R stationer.

Konverteringsfelet skall vara högst $\pm 0,5$ % på månadsbasis och högst $\pm 0,25$ % på årsbasis. Det finns två dokument på DGC:s hemsida som beskriver tillvägagångssätten:

1. Naturgasselskabernes kontrolmanual for kontrol og opdatering af gasdata i konverteringsudstyr.
http://www.dgc.dk/publikationer/kontrolman/kontrolmanual_konvertering.pdf
2. Tillæg: Midlertidig procedure for opdatering af gasdata ved varierende gaskvalitet.
http://www.dgc.dk/publikationer/kontrolman/kontrolmanual_konvertering_tillaeg.pdf

3.4 CO₂- och energiskatt samt utsläppsrätter

CO₂ emissionsfaktorn för dansk Nordsjögas är väldigt jämn, cirka 57 g/MJ. CO₂ emissionsfaktorn har ingen teknisk påverkan på processer och liknande men en stor ekonomisk inverkan på anläggningar som omfattas av utsläppssystemet och CO₂-skatter då det är emissionsfaktorn som bestämmer CO₂-utsläppen.

Dansk Nordsjögas 2011	57 g/MJ
Importgas 2011	56,2-56,7 g/MJ
Rysk naturgas	55 g/MJ

Skillnaden är alltså upp mot 3,5 % mellan möjlig framtida gaskvalitet (med hög nordtysk import från Ryssland) och dagens. Idag betalas energiskatt och koldioxidskatt för naturgas per använd Nm³ gas. I en framtid med varierande gaskvalitet kommer dels emissionsfaktorn, dels värmeverdet att variera. Detta innebär att det möjliga felet jämfört med idag kan bli stort vilket kan exemplifieras med jämförelsen dansk Nordsjögas (DNG) – importgas (IG).

	DNG	IG	
CO ₂ emissionsfaktor	57	56,4	g/MJ
Värmeverde	40	36	MJ/Nm ³
Totalt CO ₂ innehåll	2280	2026	g/Nm ³

Koldioxidutsläppen per kubikmeter skiljer sig alltså med upp mot 11 % jämfört med dansk Nordsjögas och att basera koldioxidskatt på enbart volym blir därmed orimligt. Om systemet med skatt per volymsenhet skall fortsätta kan man exempelvis införa en korrigerad volym enligt:

$$V_{\text{kor}} = \frac{H_{\text{akt}}}{40} \cdot \frac{CO2_{\text{Akt}}}{57} \cdot V \quad \text{för koldioxidskatt}$$

$$V_{\text{kor}} = \frac{H_{\text{akt}}}{40} \cdot V \quad \text{för energiskatt}$$

Där H_{Akt} är månadens medelvärden för värmevärdet och $CO2_{\text{Akt}}$ är månadens emissionsfaktor. Man korgerar alltså uppmätt förbrukning mätt i kubikmeter med hänsyn till värmevärde och emissionsfaktor. Denna typ av korrektionsfaktor måste beräknas separat för energiskatt och koldioxidskatt och lämpligen görs en sådan korrektionsfaktor tillgänglig på samma sätt som emissionsfaktorn för koldioxid.

4 Erfarenheter från Danmark [13]

Man har importerat gas från Nordtyskland till Danmark mer eller mindre kontinuerligt från 1 november 2010 till slutet av mars 2011. Många dagar har importen legat på eller nära maximala kapaciteten 200.000 Nm³/h. Det betyder att Sydjylland periodvis har försörjts av 100 % importgas. Därmed har man kunnat få många erfarenheter avseende gasapparater som är injusterade för dansk Nordsjögas med högt wobbeindex men som plötsligt försörjs med gas med ett förhållandevis lågt wobbeindex.

Energinet.dk har arrangerat informationsmöten under 2010 och 2011 där ett antal tekniska problem har redovisats samt vilka åtgärder man vidtagit för att lösa dem. Presentationerna kan laddas hem från:

[http://www.energinet.dk/DA/OM-OS/Konferencer/Sider/Informationsm%C3%B8de-om-de-nye-forsyningsveje-Viborg\).aspx](http://www.energinet.dk/DA/OM-OS/Konferencer/Sider/Informationsm%C3%B8de-om-de-nye-forsyningsveje-Viborg).aspx)

4.1 Olyckor och incidenter

Inga olyckor eller incidenter som har kunnat relateras till varierande gaskvalitet har rapporterats. Man har konstaterat ökad CO-bildning i samband med problem i villapannor men i samtliga fall har avgassystemet varit tätt och välfungerande.

4.2 Villapannor

På Sydjylland uppstod problem i ett antal äldre villapannor med premixbrännare i samband med att man försörjde området med 100 % importgas. Problemen yttrade sig genom att pannan började brumma/tjuta högt för att slutligen stanna. Det som hände var att man vid låga laster och wobbeindex under 14,3 kWh/Nm³ erhöll instabil förbränning vilket resulterade i ovan nämnda oljud och problem. Dessutom konstaterades bitvis hög CO-bildning. Omjustering enligt de rutiner som tagits fram löste problemen. Gasdistributören har i många fall stått för kostnaden för det extra servicebesöket.

4.3 Gasmotorer och gasturbiner

Det finns över 200 gasmotorer anslutna till det danska gasnätet och ett antal av dessa drabbades av driftproblem i samband med byte till importgas. De stannade helt enkelt och i några fall har det krävts större insatser för att de skall kunna hantera den varierande gaskvaliteten. I ett fåtal fall har man ännu ingen långsiktig lösning på problemet utan är hänvisad till manuell omjustering.

DGC utförde mätningar på såväl gasmotorer som en gasturbin vid drift med dansk Nordsjögas ($W_0 = 15,4 \text{ kWh/Nm}^3$) samt med inblandad importgas ($W_0 = 14,6 \text{ kWh/Nm}_3$) [14]. Skillnaden är alltså i storleksordningen 5 %. Till följd av lägre (7 %) värmevärde ökar Nm³ förbrukningen för turbinen, de yttre förhållandena (lufttryck, utetemperatur) var också olika vid de olika mätningarna men slutsatsen är att det inte kan konstateras någon skillnad avseende verkningsgrad och emissioner för de olika driftfallen.

4.4 Industrier

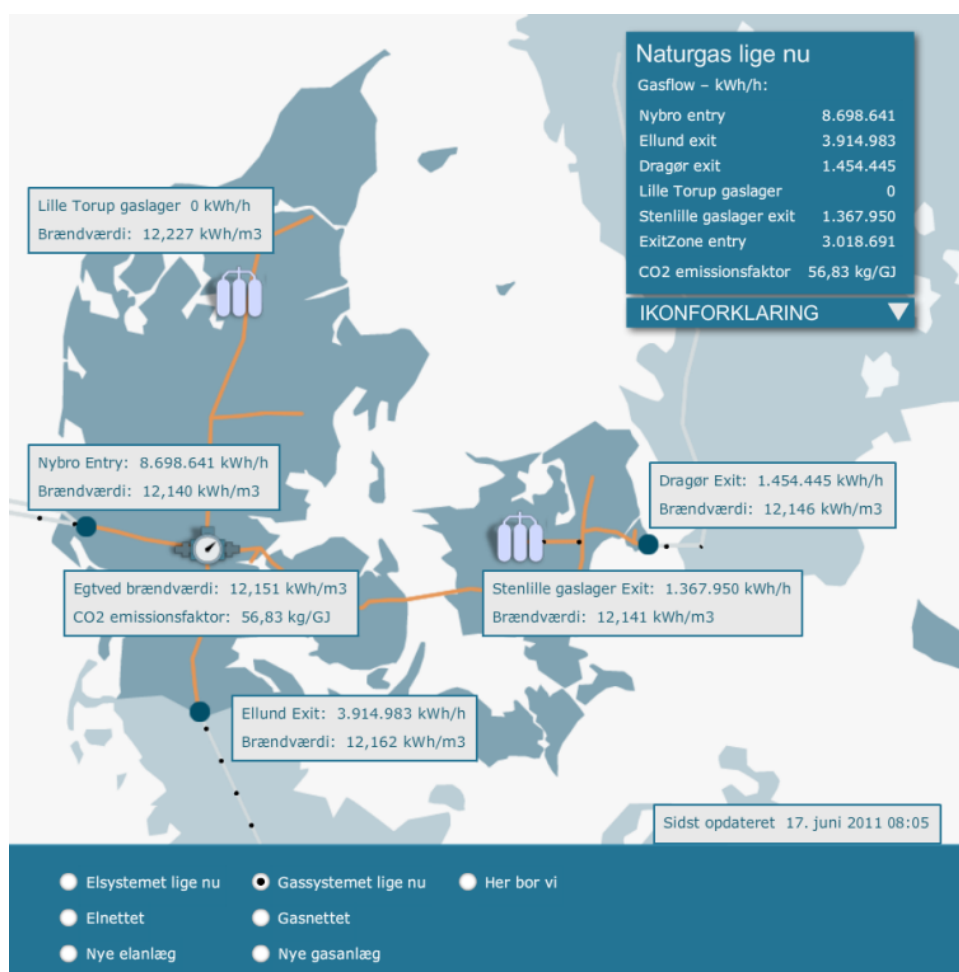
Generellt sett har det varit få problem inom industrin och de som har rapporterats har varit att det varit problem att tända IR-brännare och katalytiska brännare. Ett fåtal anläggningar som tidigare har varit nära sin övre gräns effektmässigt har inte kunnat köras vid maximal effekt i samband med importgasanvändning.

4.5 Kundinformation etc.

DONG Energy har bland annat etablerat en SMS tjänst som meddelar de anslutna när import kommer att inledas samt när import kommer att avslutas.

Dansk Gasteknisk Center a/s (DGC) har tagit fram ett flertal nya injusteringsrutiner för gaspannor och -brännare. Man har också hållit utbildningar för ett stort antal personer angående in- och omjustering av brännare och pannor [15].

På Energinet.dk hemsida kan man ladda hem historiska flödesdata, man kan få upp den senaste veckans beräknade värmevärden för olika M/R stationer samt mycket mera. Gaskvalitet för att antal knutpunkter, bland annat Nybro, Dragør och Ellund, finns på dygns, månads och årsbasis. Man har även en Q&A angående gaskvalitet. "Gassystemet lige nu" är en karta över det danska transmissionsnätet som visar aktuella flöden och värmevärden.



Figur 19. "Gassystemet lige nu" [3].

5 Möjliga konsekvenser i Sverige

Det är omöjligt att i detalj kunna bedöma vad som kommer att ske i Sverige när gaskvaliteten varierar. Här ges korta beskrivningar på olika aspekter ur ett svenskt perspektiv.

5.1 Debitering och avräkning

Samma koncept som används i Danmark bör kunna användas i Sverige, möjligen bör man se över hur felet för småkunder som är anslutna till samma M/R-station som större kunder påverkas. Situationen är dessutom lättare eftersom transmissionsnätet i dagsläget endast matas från Danmark och därmed blir kvaliteten i olika delar av nätet endast en funktion av flöden och diametrar. Nedan ges några korta kommentarer avseende vissa specialfall.

5.1.1 Mycket stora kunder

För mycket stora förbrukare kan gaskromatografer vara aktuella, dock måste man beakta att gaskromatografer kräver noggrann skötsel och periodisk kalibrering.

5.1.2 Fordonsgaskunder

Till skillnad från de flesta andra förbrukare vars gasanvändning pågår under en längre tidsperiod, sker tankning av fordon genom att en mycket hög effekt (>1 MW) utnyttjas under en mycket kort tidsperiod (< 5 min) och med en låg frekvens (mellan några gånger per dag och någon dag per vecka). Det innebär att om man använder månadsdebitering så kan det innebära vissa fel för individuella kunder. Kunder som tankar ofta eller flera gånger per dag (taxi, bussar, andra renhållningsfordon) bör dock på årsbasis erhålla låga fel.

5.2 Möjliga tekniska konsekvenser för olika kundkategorier

Olika kundkategorier kommer att påverkas olika av varierande gassammansättning och nedan ges exempel på påverkan av olika kundgrupper. För mer information hänvisas till SGC Rapport 209 [16].

5.2.1 Gasturbiner

Moderna gasturbiner är väldigt känsliga för förbränningstemperatur eftersom man i brännkammare och det första turbinsteget är väldigt nära materialens högsta tillåtna temperaturer. Samtidigt styr man just en gasturbin efter brännkammartemperatur så därmed har man bra kontroll över densamma. Man kan förvänta sig ett omslag i gaskvalitet som sker under 15-30 minuter vilket motsvarar att wobbeindex förändras med $0,3-0,5 \text{ MJ/Nm}^3$ per minut. Maximala reglerhastigheten för en modern gasturbin är dock i storleksordningen $2-3 \text{ MJ/Nm}^3$ per minut och därmed skall det inte förorsaka problem.

Uppstarten är en kritisk fas då gasturbiners startkurva är anpassad till en gas och avvikelserna från wobbeindex bör hållas till $\pm 5 \%$. Vet man att variationerna kan bli väsentligen högre än så finns även möjlighet till två startkurvor, en för lägre wobbeindex och en för högre. Slutsatsen är att gasturbinerna i Sverige skall kunna hantera den varierande kvaliteten men att man som användare bör diskutera saken med leverantören.

5.2.2 Temperaturkänsliga processer.

Här ingår ett antal industriella processer samt även gasturbiner. De danska erfarenheterna är att omslaget mellan gaskvaliteter går fort, det sker på minuter. Här gäller alltså att samplings- och responstider för mät- och reglerutrustning inte får vara för lång eftersom man då kan riskera över- eller undertemperaturer.

5.2.3 Fordon

Variationer som ligger utanför fordonsgasstandarden är oönskade samt att man från motortillverkarna önskar så höga metantal som möjligt. Importgasen kommer ej att hamna utanför fordonsgasstandarden även om det kommer att förekomma vissa variationer. Samtidigt är skillnaden mellan dansk Nordsjögas och 100 % importgas är i storlek med skillnaden mellan biogas och naturgas, något som fordon idag skall kunna hantera. Risken för problem relaterat till knackning minskar snarare med ökande andel importgas då metantalet ökar och därmed ökar motståndet mot knackning. Dock sjunker räckvidden något då man erhåller gas med ett lägre värmevärde samt något högre kompressibilitetsfaktor vid 200 bar. Skillnaden blir dock mindre än den skillnad man upplever mellan biogas och naturgas.

5.2.4 Gasmotorer

I Sverige finns ett fåtal gasmotorer för kontinuerlig drift anslutna till gasnätet och inga är av det fabrikat som haft stora problem i Danmark. Därmed skall det inte resultera i några problem för gasmotorer. Gasdistributörer som eventuellt har kunder som har gasmotorer för nöddrift bör kontakta dessa kunder och göra dem uppmärksamma på att gaskvaliteten kan förändras och att kunderna bör genomföra försök att starta motorerna under en period med lägre wobbeindex.

5.2.5 Hushållskunder

Typiska applikationer för hushållskunder är pannor, spisar, grillar, terassvärmare, brasor etc. I princip kan man konstatera att alla applikationer med atmosfärsbrännare (spisar med mera) bör kunna hantera varierande gaskvalitet utan problem. Problem kan uppstå i äldre pannor men detta är hanterbart med hjälp av de rutiner som tagits fram i Danmark. I korthet innebär de nya injusteringsrutinerna följande:

- Nya pannor injusteras inte på plats utan fabriksinjusteringen till G20 används.
- Befintliga pannor omjusteras efterhand (i samband med ordinarie besök, service etc.) till G20.
- Minsta effekten på fläktgasbrännare ökas med 20 %.
- CO₂ halt får inte användas för injusterings, endast O₂ halt.
- Kalibrering och korrekt handhavande av rökgasanalysatorer blir viktigare.
- Luftöverskottet i fläktgasbrännare ökas marginellt.

Material över hur detta går till kan laddas ned från:

http://www.dgc.dk/tekniker/gaskval_indreg.htm

<http://www.dgc.dk/publikationer/vejledninger.htm>

Vad det gäller moderna pannor med CO eller O₂ sensor för styrning av förbränningen kan man konstatera att dessa verkar kunna hantera stora variationer i gaskvalitet utan problem. E.ON Ruhrgas har testat fyra olika pannor alla försedda med denna typen av styrning och använt testgaser med wobbeindex mellan 11,5-16,1 kWh/Nm³, d.v.s. ett mycket stort spann. Från resultaten kan man konstatera att styrningen fungerar mycket väl och att varierande gaskvalitet har en marginell inverkan på denna typ av pannor. Man jämförde också med hur pannor utan elektronisk förbränningsövervakning kunde hantera kvalitetsvariationerna och påverkan av gaskvalitet på dessa pannor var stor [17].

Slutsatsen är att gaskvaliteten påverkar pannor men att det för svensk del inte bör innebära några stora problem då vi i huvudsak kommer erhålla gas där wobbeindex överstiger de 14,3 kWh/Nm³ vilken är den gräns då man i Danmark började få problem. Man skall dock vara uppmärksam på potentiella problem och att installatörer, besiktningsmän och serviceorganisationer lär sig känna igen problemen. Dessutom bör de nya danska injusteringsrutinerna införas.

5.2.6 Industrier

Industrier med förbränningsbaserade processer bör inte löpa större risk att drabbas av tekniska och säkerhetsmässiga problem än vad som upplevts i Danmark, d.v.s. relativt få och små problem. Däremot kan bränsleekonomin bli marginellt sämre för industrier som använder fasta luft/bränsleförhållanden till följd av högre luftöverskott i samband med förbränning av importgas.

För de industrier som använder naturgasen som råvara kan en del utmaningar uppstå:

1. Det finns möjlighet att gasen under vissa perioder kan innehålla upp till 2-3 % kvävgas. Just kvävgas är oönskat i vissa kemiska processer då det försämrar utbytet vilket leder till ökade driftskostnader. Kvävgashalten i dansk Nordsjögas är normalt mycket låg (cirka 0,3 %) och i normalfallet med mellan 10-40 % importgas till Sverige är det rimligt att anta att upp till 1 % kvävgas kommer vara fullt normalt och att tillfälligt kan väsentligen (totalt 2-3 %) högre halter uppträda. För vissa industrier med vätgasframställning finns dessutom farhågor att kvävgas kan följa med vätgasströmmen och att halterna kan bli så pass höga att vätgasen tillfälligt ej går att använda för det önskade ändamålet.
2. Frågan om hur svavelinnehållet kommer att påverkas har framfört från industrier med katalytiska processer, dessa är mycket svavelkänsliga och därför önskar man en stabilt låg svavelhalt i gasen. Utifrån resonemanget under avsnitt 2.5 går det inte att under den gångna importperioden att notera några skillnader mellan importgas och dansk Nordsjögas avseende svavelhalt. Odorisering görs i Sverige och påverkas ej av gaskvalitet. Därmed kommer svavelhalten inte att påverkas av importerad gas.

6 Relaterade frågor

Det är inte bara tekniska frågor som uppstår även om fokus i föreliggande rapport ligger mot de tekniska och säkerhetsmässiga aspekterna. Här är några exempel på frågor som är relaterade till varierande gaskvalitet.

6.1 Propanspetsning av biogas

I dagsläget tillsätts cirka 7-9 % propan till uppgraderad biogas för att värmevärde och wobbeindex skall stämma med dansk Nordsjögas. I en situation där det normala driftfallet innebär avvikelser på mellan 4-7 % från dansk Nordsjögas bör man undersöka vilka konsekvenser en helt slopad propandosering får. De tekniska konsekvenserna bör vara likartade de som uppstått på Jylland i samband med försörjning av 100 % importgas medan de debiteringsmässiga konsekvenserna måste utredas närmare. Här får man väga engångskostnader för ytterligare mätutrustning (volymmätare och eventuell GC) mot den löpande kostnaden för propan samt engångskostnaden för propananläggningen. Framtida biogasinmatningar och förgasningsanläggningar bör i den mån det är möjligt placeras så nära M/R stationer som möjligt för att avräkning skall vara lättare.

6.2 Anpassning av gas till en konstant kvalitet

En möjlighet att anpassa gaskvaliteten till ett specifikt värmevärde är att blanda in luft, kvävgas eller koldioxid och sänka värmevärdet. Om luftinblandning sker i syfte att åstadkomma ett värmevärde strax under 10 kWh/Nm^3 (d.v.s. biogaskvalitet, $>97 \%$ metan) blir konsekvenserna att man erhåller ett wobbeindex på $13,2 \text{ kWh/Nm}^3$, det vill säga under vad man i danska gasreglementet anser vara acceptabelt ($14,1 \text{ kWh/Nm}^3$) men dock innanför specifikationen för naturgas 2H ($12,7\text{-}15,2 \text{ kWh/Nm}^3$). Från dansk Nordsjögas är det en avvikelse på $13,8 \%$ vilket inte kan anses vara acceptabelt. Samma sak sker vid ren kvävgas- eller koldioxidinblandning där det sistnämnda resulterar i ett wobbeindex på endast $12,7 \text{ kWh/Nm}^3$. En annan konsekvens är att man med luft- eller kväveinblandning erhåller upp till $8\text{-}10 \%$ kväve i gasen vilket kommer förorsaka problem för vissa kemiska processer.

Det andra alternativet är att kondensera ut tyngre kolväten som sedan kan säljas till slutförbrukare. Vid en årsförbrukning på $1,6 \text{ Mrd Nm}^3$ blir det dock stora volymer som skall kondenseras ut, lagras och distribueras. Här är också en begränsning i att under perioder med en hög andel importgas är det inte aktuellt med avskiljning eller enbart mindre mängder samt att tekniken endast är aktuell att tillämpa om nationell nedgradering skall göras. För lokal nedgradering blir kostnaden alltför hög.

Etan:	115.000 ton
Propan:	50.000 ton
C4+:	15.000 ton

Baserat på ovanstående är det tveksamt om lokal eller nationell nedgradering av gasen kan bli aktuellt. Avvikelserna i wobbeindex blir oacceptabelt höga om nedgraderingen inte görs genom att kondensera ut tyngre kolväten. Man skall samtidigt komma ihåg att det finns kemisk industri som enbart är ute efter de tyngre kolvätena och att avskiljning därmed kräver att man distribuerar dessa kolväten till berörda industrier med båt eller tankbil.

Energinet.dk genomför för närvarande en studie som ur ett samhällsekonomiskt perspektiv utreder om gasen skall anpassas till ett konstant värmevärde eller om den skall tillåtas variera. Liknande arbete pågår på EU-nivå och en preliminär rapport finns tillgänglig [18].

6.3 Ändrade biogaskrav

Uppgraderad biogas med 97 % metan har ett wobbeindex på 14 kWh/Nm³ vilket är lågt jämfört med dansk Nordsjögas (9 % lägre). Kan metanhalten höjas till 98-99 % så ger det en mer acceptabel gaskvalitet ur ett rent tekniskt perspektiv. Därmed erhåller man en gas vars wobbeindex ligger relativt nära den gas som erhålls via gasnätet.

	Värmevärde	Wobbeindex
97 %	9,7 kWh/Nm ³	14 kWh/Nm ³
98 %	9,8 kWh/Nm ³	14,3 kWh/Nm ³
99 %	9,9 kWh/Nm ³	14,6 kWh/Nm ³

Det är alltså väsentlig skillnad på wobbeindex för de olika kvaliteterna där höjningen från 97-99 % metan resulterar i ett högre (4 %) wobbeindex.

6.4 Legala aspekter

Gasdistributörer och gasleverantörer bör se över hur avtalen utformas så att det inte finns punkter som i dagsläget blir "omöjliga" att uppfylla i framtiden. Man bör också undersöka vilka eventuella hinder det finns i existerande standards, förordningar och lagar gällande maximal mätosäkerhet.

7 Förslag till fortsatt projektverksamhet

7.1 Utveckling av svensk Quality Tracker för transmissionsnätet

Det svenska transmissionsnätet är förhållandevis litet och principiellt simpelt uppbyggt (matas från ett enda håll, inga ringledningar, m.m.). Därmed bör det relativt enkelt gå att utforma en svensk QT som använder data från Dragör för att sedan beräkna kvalitetsdata i olika delar av nätet utifrån flöden och dimensioner. Modellen kan kalibreras och kvalitetssäkras mot de data som finns från de svenska gaskromatograferna i Råvekärr och Årstad. QT föreslås utvecklas som en off-line lösning som utifrån uppmätta data från Swedegas system beräknar kvaliteten och att nödvändiga data görs tillgängliga i efterhand.

7.2 Utveckling av Quality Tracker för distributionsnät

Inmatning av biogas på distributionsnätet utan propanspetsning kan högst troligt hanteras ur ett rent tekniskt perspektiv men debitering och avräkning måste lösas. Ett alternativ som kan vara värt att undersöka är att göra en mindre studie vilka möjligheterna är att ta fram en QT avsedd för ett specifikt distributionsnät. Jämfört med propaninmatning kan det vara ekonomiskt försvarbart med en sådan lösning.

7.3 Debitering av fordonsgas

I syfte att säkerställa debiteringen på Fordonsgas bör det undersökas hur stora fel som är möjliga att erhålla med en varierande gaskvalitet, framförallt avseende tankningsfrekvens. Debitering per kg reducerar det möjliga felet och man bör därför se över vilka möjligheter och konsekvenser detta skulle resultera i. Som ett första steg bör man införa en månatlig korrektionsfaktor för värmevärdet på samma sätt som beskrivs i avsnitt 3.1.

7.4 Hantering av skatter och avgifter

Konsekvenserna för skatter och avgifter av att såväl CO₂ innehåll som värmevärde kommer att variera måste undersökas samt hur man skall basera och rapportera skatter och avgifter på naturgas framöver.

7.5 Ökad kvävgashalt

Då en ökande kvävgashalt påverkar vätgasframställning, bör man eventuellt göra en mindre studie som mer i detalj ser på vilka konsekvenser som importgasanvändning innebär för dessa industrier. Det är framförallt två olika faktorer som påverkas, hur utbytet försämras samt hur produktkvaliteten av vätgasen eventuellt påverkas.

7.6 Inmatning av biogas

Tekniskt sett bör man kunna hantera inmatningen genom att höja gränsen för uppgraderad biogas till 97,5-99 % metan och därmed får man acceptabla wobbeindex. Dock kvarstår debiterings- och avräkningsproblematiken. Man bör undersöka de biogasinmatningar som finns idag och se vilka möjligheter det finns att ta bort propandoseringen.

Det kan då behövas extra flödesmätpunkter och/eller GC i syfte att beräkna gassammansättningen men det är högst troligt att den kostnaden kan motiveras utifrån slopad propandosering.

Problem kan uppstå för anläggningar som ligger långt ut i distributionsnätet och där flödena efter propandoseringen kan gå såväl uppströms som nedströms distributionsledningen. Rekommendationen är att man om möjligt bör lokalisera framtida biogas- och förgasningsanläggningar så nära M/R-stationerna som möjligt så att man blandar natur- och biogasen innan den når första kunden. Därmed kan man också lösa debiteringen och avräkningen utan att tillsätta propan.

7.7 Information

Information till kunderna har visat sig vara en mycket viktig faktor för att undvika missförstånd, problem, olyckor och annat som kan tänkas uppstå till följd av att gaskvaliteten börjar variera i större utsträckning än tidigare.

- Samlad information på ett ställe angående aktuell och historisk gaskvalitet. I Danmark finns det under Energinet.dk och i Sverige är det Swedegas som har samma roll.
- Eventuell mail- och/eller SMS-tjänst för att uppmärksamma kunder på att importgas i större utsträckning når Sverige inom de närmaste timmarna.
- Generell information angående gaskvalitet kan finnas på respektive gasdistributörs hemsida.
- VVS firmor och installatörer måste uppmärksammas på att det eventuellt kan förekomma problem under perioder med en hög andel importgas samt att det skall användas nya injusteringsrutiner för gaspannor. SGC deltar i ett dansk projekt som tar fram information och här kan troligen många erfarenheter dras.
- Kund- och installatörsseminarier.
- Utbildningar anpassade till scenarion med ny gaskvalitet.

8 Slutsatser

Utan tvekan kommer vi se en mer varierande gaskvalitet i Sverige. Inledningsvis till följd av att importgas från Tyskland blandas med dansk Nordsjögas men i framtiden kan man förvänta sig gas från Norge, Ryssland (via Danmark), LNG anläggningar som matar transmissionsnätet samt kraftigt utbyggd inmatning av biometan. Detta skapar såväl tekniska som administrativa utmaningar som dock hanteras utan större problem utomlands. Man skall inte förvänta sig att allt skall förlöpa helt problemfritt i Sverige inledningsvis men flera faktorer talar för att inga större tekniska problem skall uppstå:

- Vi har ett väsentligen mindre apparatbestånd än Danmark.
- Vi kommer i normalfallet att endast ha 0-40 % importgas.
- Importkapaciteten från Tyskland till Danmark är begränsad till 200.000 Nm³/h fram till 2013 och 310.000 Nm³/h efter det.

finns möjlighet att högre andelar importgas i när Sverige, speciellt under perioden augusti-september då det är låg förbrukning i såväl Sverige som Danmark. Under kortare perioder med störningar i den danska produktionen kan upp till 60-80 % importgas nå Sverige. För att halterna av olika komponenter och/eller värmevärdet, wobbeindex skall förändras så mycket att det har en reell påverkan på olika kunder krävs dock att:

- Användningen är låg.
- Hög import.
- Sammansättningen på gasen som importeras avviker kraftigt (lågt wobbeindex eller värmevärde, hög andel N₂ etc.) från den danska Nordsjögasen.

Gasimporten bedöms inte leda till tekniska eller säkerhetsmässiga problem men kan om alla tre förutsättningarna enligt ovan är uppfyllda eventuellt resultera i något ökade driftskostnader för vissa industrier. Det är framförallt industrier där man använder fasta luft/bränslekvoter och industrier som använder naturgas som råvara där man eventuellt kan förvänta sig vissa något sämre bränsleekonomi under sådana perioder. När eller om importkapaciteten slutligt byggs ut till 700.000 Nm³/h kan vi förvänta oss en högre inverkan på svensk gaskvalitet.

De punkter som i första hand bör utredas vidare är:

1. Hur skatter och avgifter samt rapportering till myndigheter skall utformas för att naturgasen inte skall missgynnas då koldioxidinnehållet per kubikmeter gas kommer att påverkas med upp till 15 %.
2. Debitering av fordonsgas där ett månadsmedelvärde för avräkning av köpt energi kan innebära höga procentuella debiteringsfel.
3. Utformning av svensk Quality Tracker för transmissionsnätet.

Punkt 1 innebär inga tekniska utmaningar utan här måste man bara införa nya administrativa rutiner, exempelvis via korrektionsfaktorer samt få myndigheternas acceptans.

Punkt 2 är svårare att lösa men ett första steg är att utreda vilka fel som kan uppstå.

Punkt 3 innebär troligen inga stora tekniska utmaningar men man måste utveckla, testa och kvalitetssäkra en sådan lösning vilket trots allt tar en tid.

En annan viktig fråga är eventuell slopad propandosering av biogas och eventuell skärpning av kraven på lägsta metanhalt. Detta blir framförallt en avräknings- och debiteringsfråga. Här kan man se över om en lokal Quality Tracker för det aktuella distributionsnätet kan användas. Eventuella framtida biogasanläggningar utan propanspetsning bör placeras så nära M/R stationer som möjligt för att debitering och avräkning skall kunna genomföras så enkelt som möjligt.

9 Referenser

- 1 Tine Lindgren, Fremtidige forventninger til gaskvaliteten og bestemmelse af brændværdi i Energinet.dks net. Informationsmøde Viborg den 31. maj 2011. www.energinet.dk.
- 2 IOS GUD, Shippers' meeting ENDK 8 June 2011. www.energinet.dk.
- 3 www.energinet.dk
- 4 Gasreglementet www.sik.dk.
- 5 www.energigas.se
- 6 Faktblad gaskvalitet – www.energinet.dk.
- 7 Energinet.dk, personlig kommunikation.
- 8 Swedegas, personlig kommunikation.
- 9 Bjarne Koch, Observationer ved import af gas fra Tyskland. Informationsmøde Viborg den 31. maj 2011. www.energinet.dk.
- 10 Naturgasselskabernes kontrolmanual for allokering af brændværdi i distributionsnettet, www.dgc.dk.
- 11 Regler för gasdistribution – www.energinet.dk.
- 12 Tillæg: Midlertidig procedure for opdatering af gasdata ved varierende gaskvalitet. www.dgc.dk.
- 13 Informationsmøde om de nye forsyningsveje, Fredericia 2010-12-20, Energinet.dk.
- 14 De Wit, Jan & Andersen, Steen, Gasmotorer/gasturbiner Importeret naturgas, betydning for ydelser, forbrug og emission Målerapport. Dansk Gasteknisk Center a/s, maj 2011.
- 15 www.dgc.dk
- 16 Corfitz Nelsson, SGC Rapport 209 Varierande gaskvalitet – litteraturstudie, Malmö 2009.
- 17 Dr Petra Ntschke-Kowsky & Harald Radtke, Testing commercially available gas-fired condensing appliances equipped with a combustion control system. Gwf International S 1/2011, pp 54-62.
- 18 Study on Interoperability, Gas Quality Harmonisation - Cost Benefit Analysis. Report prepared for the European Commission by GL Noble Denton and Pöyry Management Consulting, Juli 2011.



Scheelegatan 3, 212 28 Malmö • Tel 040-680 07 60 • Fax 040-680 07 69
www.sgc.se • info@sgc.se
