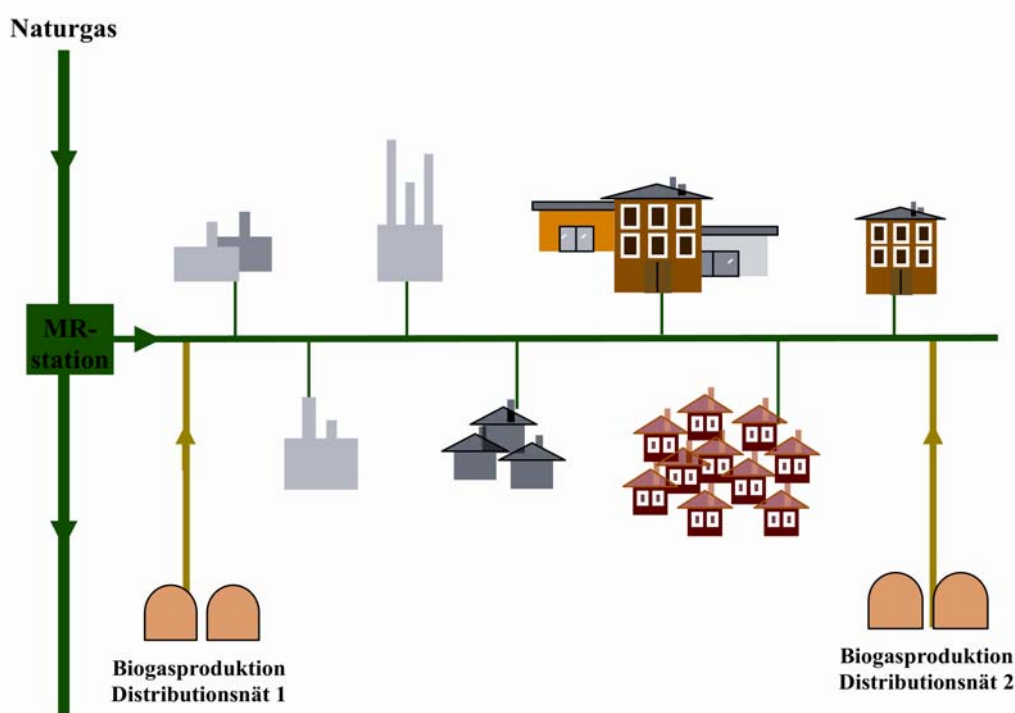


Rapport SGC 176

Biogas på gasnätet utan propantillsats

©Svenskt Gastekniskt Center – Juni 2007



Ingemar Kristensson
Anna Pettersson
Klas Johansson
Vattenfall Power Consultant AB

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.

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, Göteborg Energi AB, Lunds Energikoncernen AB (publ) och Öresundskraft AB.

Följande parter har gjort det möjligt att genomföra detta utvecklingsprojekt:

E.ON Gas Sverige AB
Öresundskraft AB
Lunds Energikoncernen AB (publ)
Göteborg Energi AB
AB Fortum Värme samägt med Stockholms stad
Svensk Biogas i Linköping AB
Varberg Energi AB
Statens energimyndighet

SVENSKT GASTEKNISKT CENTER AB



Jörgen Held

SAMMANFATTNING

I dag finns bara en naturgaskvalitet i Sverige, dansk naturgas, med ett värmevärde på ca 11 kWh/Nm³. Dagens debiteringssystem är utformat för en kvalitet och en inmatningspunkt, Klagshamn.

På fyra platser i Sverige blandas uppgraderad biogas in på naturgasnätet. För att debiteringen skall fungera och förbrukarna inte få problem med sina anläggningar höjs den uppgraderade biogasens värmevärde med propan från ca 9,7 kWh/Nm³ till 11,0 kWh/Nm³.

En propananläggning är en extra kostnad i form av investering, drift och underhåll. En propananläggning ger också en något lägre tillgänglighet på uppgraderingen av biogas eftersom både propananläggningen och uppgraderingsanläggningen måste vara i drift för att biogasen skall kunna uppgraderas och blandas in på naturgasnätet.

I följande studie har utretts hur mycket uppgraderad och icke uppgraderad biogas som kan blandas in på det svenska naturgasnätet utan propantillsats. Studien har både utrett förbrukarnas krav på gaskvalitet och diskuterat frågeställningar kring debitering.

De naturgasförbrukare som har undersökts är: värmekunder, processer, gasmotorer, gasturbiner, fordon och användare av kärnlågan.

Studiens slutsats är att utrustningen hos samtliga förbrukare i distributionsnätet accepterar en variation i gaskvalitet som motsvarar en omställning mellan 100 vol-% naturgas och 100 vol-% uppgraderad biogas. Icke uppgraderad biogas bör dock inte blandas in på distributionsnätet eftersom förbrukarna, oavsett placering i nätet, under vissa driftförhållanden kan få 100 % icke uppgraderad biogas vilket inte accepteras.

På transmissionsnätet kan en andel på 10 vol-% icke uppgraderad biogas och 37 vol-% uppgraderad biogas blandas in utan att förbrukarnas utrustning måste justeras.

För att kunna ersätta en så stor del av naturgasförbrukningen som möjligt krävs att biogasen kan lagras eller att produktionskapaciteten kan varieras över året. Detta på grund av att förbrukningen i naturgasnätet varierar mycket över året.

Om biogas, uppgraderad eller inte kan blandas in på naturgasnätet utan propantillsats är en debiteringsteknisk fråga. Förbrukarnas utrustning accepterar biogas till sina anläggningar.

Debiteringsproblematiken gäller dock inte bara biogasen utan är en mycket aktuell frågeställning med anledning av att vi troligtvis snart kommer att få in andra gaser och gaskvaliteter på naturgasnätet. Diskussioner pågår idag angående att ta in norsk naturgas, vilken är mycket lik den uppgraderade biogasen, och möjligheten för inblandning av vätgas och energirik processgas från industrier undersöks.

Frågeställningar kring debiteringen har bland annat berört möjligheten att mäta energiinnehåll i flera punkter på nätet, debitera efter lägsta eller genomsnittliga energiinnehållet, anpassa den danska naturgasen till uppgraderad biogas (och norsk naturgas), fatta principbeslut och hur debiteringen mellan gasdistributörer kan lösas på en avreglerad gasmarknad.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1	INLEDNING	4
1.1	Bakgrund	4
1.1.1	Det svenska naturgasnätet	4
1.1.2	System för debitering av naturgas till slutkund	5
1.1.3	Inblandning av biogas på naturgasnätet	6
1.2	Syfte	6
2	FÖRUTSÄTTNINGAR	8
2.1	Naturgas	8
2.2	Uppgraderad biogas	8
2.3	Icke uppgraderad biogas	9
3	GRÄNSER FÖR NATURGASKUNDER	10
3.1	Värmekunder	10
3.1.1	Ändrat luftöverskott	10
3.1.2	Problem vid lågt luftöverskott:	11
3.1.3	Problem vid högt luftöverskott	11
3.1.4	Påverkan vid inblandning av biogas	11
3.2	Processer	12
3.3	Gasmotorer	12
3.4	Gasturbiner	12
3.4.1	Mikroturbiner	14
3.5	Fordon	14
3.6	Kärnlåga	15
3.7	Sammanställning av kundtypernas kvalitetskrav	16
4	ANDEL BIOGAS SOM KAN BLANDAS IN I NATURGAS UR FÖRBRÄNNINGSTEKNISK SYNVINKEL	17
4.1	Distributionsnät	17
4.1.1	Uppgraderad biogas	17
4.1.2	Icke uppgraderad biogas	17
4.2	Transmissionsnät	17
4.2.1	Uppgraderad biogas	17
4.2.2	Icke uppgraderad biogas	18
5	UPPBYGGNAD AV NATURGASNÄT FÖR SIMULERING	19
5.1	Kundtyper	19
5.1.1	Värmekund bostad	19
5.1.2	Värmekund offentlig byggnad	19
5.1.3	Processkund 1-skift	20
5.1.4	Processkund 2-skift	20
5.1.5	Processkund 3-skift	20
5.1.6	Industrikund 1-skift	20
5.2	Distributionsnät	21
5.2.1	Uppbyggnad av fiktivt distributionsnät	22
5.3	Transmissionsnät	23
6	SIMULERING AV BIOGASINBLANDNING I NATURGASNÄT	24
6.1	Distributionsnät	24
6.1.1	Distributionsnät 1	25
6.1.2	Distributionsnät 2	27

6.2	Transmissionsnät.....	29
6.2.1	Uppgraderad biogas	30
6.2.2	Icke uppgraderad biogas	32
7	DEBITERING VID INBLANDNING AV BIOGAS PÅ NATURGASNÄTET	35
7.1	Frågeställningar vid debitering av olika gaskvaliteter	36
7.1.1	Debitering enligt lägsta energiinnehåll.....	36
7.1.2	Debitering enligt ett medelvärde av energiinnehållet.....	37
7.1.3	Olika värmevärden för olika områden i ett distributionsnät.....	37
7.1.4	Försäljning av gas i volym.....	37
7.1.5	Större förbrukare utrustas med kalorimeter	37
7.1.6	Endast inblandning av biogas utan propantillsats på transmissionsnätet	38
7.1.7	Tillåta endast karburerad biogas.....	38
7.1.8	Fast värmevärde med inblandning av biogas i förhållande till gasförbrukningen	38
7.1.9	Möjlighet att sänka värmevärdet på naturgasen	38
7.1.10	Fatta ett principbeslut om debitering och hålla fast vid detta	39
7.1.11	Är det möjligt att uppnå ”millimeterrättvisa”?.....	39
8	SLUTSATSER	40
8.1	Naturgasförbrukares krav på gaskvalitet	40
8.2	Andel biogas som kan blandas in i naturgas	41
8.3	Biogasinblandning på distributionsnät	41
8.4	Biogasinblandning på transmissionsnät	42
8.5	Debitering vid inblandning av biogas på naturgasnätet	43
9	FÖRSLAG PÅ VIDARE STUDIER.....	43

BILAGOR:

1. Värmeverksföreningens normalfördelningskurva över värmeförbrukning
2. Förbrukningsmönster vardag och helgdag
3. Resultat från simulering av Distributionsnät 2

1 INLEDNING

1.1 Bakgrund

1.1.1 Det svenska naturgasnätet

Naturgas introducerades i Sverige i mitten av 1980-talet. Gasen togs då, liksom nu, in i Klagshamn i Skåne. Den första delen av naturgasnätet sträckte sig upp till Hasslarp (närheten av Helsingborg) men sedan dess har naturgasnätet byggts ut längs västkusten och sträcker sig numera upp till Stenungsund i norr. I öst-västlig riktning har naturgasnätet inte byggts ut i lika stor utsträckning med undantag för den avstickare som går från Halmstad via Hylte och Gislaved till Gnosjö, se Figur 1.

Naturgasen som vi använder i Sverige har sitt ursprung i den danska Nordsjön och transiteras i de danska näten innan den når Sverige. Den danska naturgaskvaliteten är hög med ett högt energiinnehåll, låg fukthalt och lågt svavelinnehåll.

Förbrukningen av naturgas i Sverige var år 2006 ca 10 TWh. Naturgasnätet är dock dimensionerat för ca 35 TWh, vilket gör att det finns stor potential att öka förbrukningen av gas.

När naturgasnätet byggdes ut under 1980- och 1990-talet var det en reglerad gasmarknad vilket innebar att den som ägde nätet också sålde gasen till slutkund. I dag är gasmarknaden avreglerad vilket medför att gasleverantörerna kan sälja gas var de vill, oavsett vem som äger distributionsnätet. Detta har också inneburit förändringen att en gasaktör inte längre får både äga nät och sälja naturgas.

Den situation vi har i Sverige när det gäller naturgas och naturgasmarknaden skiljer sig från den situation som övriga Europa har på följande punkter:

- I Sverige har vi endast *en inmatningspunkt* av naturgas, Klagshamn. I till exempel Tyskland matas naturgas in i minst tre punkter.
- I Sverige har vi endast *en naturgaskvalitet* med en och samma sammansättning och ett och samma energivärde. Så är inte fallet i många länder i Europa där naturgaskvaliteten varierar inom landet och varierar mellan olika nät.
- Vi har också ett sammanhängande naturgasnät i Sverige.

Kommer situationen att fortsätta se ut så här i Sverige? En inmatningspunkt och en gaskvalitet? Troligtvis inte. De danska naturgaskällorna kommer att sina och Sverige kommer att behöva köpa naturgas från annat håll. I dag (april 2007) förs diskussioner angående att ta in naturgas från Norge med Gassco AS och ett antal naturgasleverantörer. Norsk naturgas skiljer sig från den danska och är istället mer lik biogas. Rysk naturgas är också en tänkbar möjlighet, liksom LNG-import via till exempel Nynäshamn.



Figur 1: Naturgasnätet i Sverige, källa Geir Johansen, Swedegas.

1.1.2 System för debitering av naturgas till slutkund

Det debiteringssystem som används idag är uppdelat i två delar; nätdel och energidel.

Nät delen innebär att nätägarna tar betalt för att transportera gasen till slutkund, underhålla nätet, bekosta flödesmätare och avläsning av dessa m.m.

Energidelen är kopplad till den energimängd kunden förbrukar. Med den avreglerade gasmarknaden kan varje kund köpa sin gas från valfri gasleverantör. Debiteringen av gasen sker i energi men mäts i volym. Eftersom det endast finns en naturgaskvalitet i det svenska naturgasnätet bestäms dess energiinnehåll med hjälp av en gaskromatograf placerad i Dragör där gasen levereras till Sverige. Hos varje kund finns en flödesmätare som mäter den volym som förbrukas. Med hjälp av energimätningen i Dragör kan därefter volymmätningen räknas om till förbrukad energimängd.

1.1.3 Inblandning av biogas på naturgasnätet

I kapitel 1.1.2 ovan diskuterades situationen på den svenska naturgasmarknaden med endast en inmatningspunkt och en gaskvalitet. Det stämmer förvisso när det gäller naturgas men däremot finns fyra inmatningspunkter för uppgraderad biogas på det svenska naturgasnätet. De fyra inmatningspunkterna i Helsingborg, Bjuv, Laholm och Göteborg, innebär att det finns mer än en leverantör av gas till det svenska gasnätet. Antalet inblandningspunkter för biogas förväntas öka inom en nära framtid.

Innan den uppgraderade biogasen blandas in på naturgasnätet karbureras den med propan för att värmevärdet skall bli lika högt som naturgasens. Det är alltså fortfarande bara en gaskvalitet i naturgasnätet. En anläggning för att dosera in propan i den uppgraderade biogasen innebär en extra investering, drift och underhåll samt en något lägre tillgänglighet på uppgraderingsanläggningen eftersom propananläggningen måste fungera för att uppgraderingsanläggningen skall kunna vara i drift.

1.2 Syfte

Syftet med projektet är att utreda hur mycket icke uppgraderad och uppgraderad biogas som kan blandas in på naturgasnätets distributions- och transmissionsnät utan propan-tillsats. Detta är en komplex frågeställning som berör två delar: hur naturgaskunderna påverkas och hur debiteringen kan lösas när naturgasens kvalitet och energiinnehåll inte längre är konstant.

Som exempel på frågans komplexitet kan nämnas att arbetet med att ta fram ett debiteringssystem när naturgasmarknaden avreglerades, kostade flera miljoner kronor och då gällde det bara en gaskvalitet.

Projektet har genomförts i följande faser:

1. Kartläggning av gränser för vilka gaskvaliteter, med avseende på
 - sammansättning
 - värmevärde/Wobbeindex
 - föroreningar

som kan tillåtas av de olika typerna av naturgaskunder:

- värmekunder
 - processer som använder metan som råvara
 - gasmotorer
 - gasturbiner
 - fordon
 - kunder som använder kärnlågan
2. Beräkning av vilken andel uppgraderad biogas respektive icke uppgraderad biogas som kan blandas in på naturgasens distributions- och transmissionsnät utan att de gränser som fastställts i punkt 1 ovan överskrids.

3. Simulering av hur inblandning av biogas på naturgasnätet kan se ut. Tre typfall för inblandning har undersökts, två distributionsnät och ett transmissionsnät. Syftet med simuleringarna är att ur ett tekniskt och debiteringsmässigt perspektiv undersöka:
 - vilket energiinnehåll kunderna får och hur det varierar över dygnet och året.
 - hur mycket biogas som kan blandas in i de olika fallen.

4. Belysning av vilka frågeställningar som måste lösas för att kunna genomföra debitering av slutkund om inblandning av biogas utan propantillsats skulle vara tillåtet.

2 FÖRUTSÄTTNINGAR

Vid framtagande av gränser för den gaskvalitet som de olika typerna av naturgaskunder kan acceptera har följande antagande gjorts:

- Anläggningarna är intrimmade på ren naturgas, enligt specifikationen i 2.1.

Vid simulering av biogasinblandning på naturgasnät förutsätts att:

- biogasflödet är konstant och naturgasflödet varierar.

2.1 Naturgas

För naturgas har ett medelvärde på sammansättningen under 2006, enligt Swedegas AB, använts.

Undre värmevärde: 39,55 MJ/Nm³ eller 10,99 kWh/Nm³
Undre Wobbeindex: 13,81 kWh/Nm³

Sammansättning: 89,68 % metan
5,85 % etan
2,31 % propan
0,91 % butan
0,20 % pentan
0,06 % hexan
0,71 % koldioxid
0,28 % kväve
6-10 mg/Nm³ svavel
vatteninnehåll: daggpunkt ca -45 °C vid 4 bar.

2.2 Uppgraderad biogas

Den uppgraderad biogas som använts i den här studien har följande sammansättning:

Undre värmevärde: 9,67 kWh/Nm³
Undre Wobbeindex: 12,71 kWh/Nm³

Sammansättning: 97 % metan
2 % koldioxid
0,8 % kväve
0,2 % syre
< 23 mg/Nm³ svavel
< 32 mg/Nm³ vatten (daggpunkt -60 °C vid 4 bar)

2.3 Icke uppgraderad biogas

Icke uppgraderad biogas förutsätts vara torkad och renad på svavelväte och har följande sammansättning:

Undre värmevärde: 6,38 kWh/Nm³
Undre Wobbeindex: 6,72 kWh/Nm³

Sammansättning: 64 % metan
35,4 % koldioxid
0,5 % kväve
0,1 % syre
< 23 mg/Nm³ svavel
< 32 mg/Nm³ vatten (daggpunkt -60 °C vid 4 bar)

3 GRÄNSER FÖR NATURGASKUNDER

Vid framtagande av kvalitetsgränser för de olika naturgaskunderna har intervjuer med leverantörer och kunder gjorts. Frågeställningen har varit:

- Utgående ifrån att anläggningen är intrimmad på naturgas, hur mycket får kvaliteten förändras utan att er anläggning inte kan uppfylla prestanda och krav samt att detta inte innebär en risk ur ett säkerhetsperspektiv?

3.1 Värmekunder

Gällande fläktgasbrännare och vägghängda gaspannor med premixbrännare har Weisshaupt GmbH, Tyskland, intervjuats. Vad gäller atmosfärsbrännare har ingen intervju gjorts. Denna typ av brännare/pannor installeras sällan i Sverige idag.

Brännare och gaspannor tillverkas och provas för gaser enligt DVGW Arbeitsblatt G260. G260 är ett arbetsblad från den tyska organisationen Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches. Arbetsbladet beskriver olika energigasers egenskaper och tillåtna intervall. I det svenska regelverket för Naturgas, EGN 01, hänvisas till detta arbetsblad vad gäller naturgasers kvalitet.

För naturgas gäller att övre Wobbeindex får variera uppåt 0,7 kWh/Nm³ och nedåt 1,4 kWh/Nm³ i ett lokalt försörjningsnät. Vid växling från dansk naturgas till uppgraderad biogas enligt ovan sjunker Wobbeindex med ca 1,2 kWh/Nm³.

Allmänt sett är större pannor med fläktgasbrännare mindre känsliga för störningar på grund av variationer i gaskvalitet än små gaspannor. Detta beror bland annat på att de mindre gaspannorna är mer optimerade och anpassade för en speciell gaskvalitet.

3.1.1 Ändrat luftöverskott

Förbränning i fläktgasbrännare, premixbrännare, och atmosfärsbrännare sker med luftöverskott. Luftöverskottet optimeras vid intrimning av anläggningen. För högt luftöverskott medför högre avgasförluster. För lågt luftöverskott medför risk för CO-produktion m.m.

Beroende på omgivningsfaktorer och brännarens utförande och reglerområde varierar luftöverskottet från anläggning till anläggning. Allmänt ligger luftöverskottet mellan motsvarande 2-6 % restsyre i avgaserna.

Vanligtvis krävs för stegbrännare och modulerande brännare ett högre luftöverskott vid minlast än vid maxlast på grund av att inblandningseffekten är sämre vid minlast.

Vid brännare med O₂-reglering kan O₂-halten sänkas till mellan 0,5 (runt maxlast) och 4,0 % (runt minlast) beroende på brännarens kvalitet.

Vid byte till gaskvalitet med annat värmevärde ändrar sig förbränningen vilket medför högre eller lägre luftöverskott. Problem uppstår vid för lågt luftöverskott och vid för högt luftöverskott. Vid vilket luftöverskott problemen uppstår är individuellt för varje anläggning.

3.1.2 Problem vid lågt luftöverskott:

- CO-bildning (explosivt, giftigt, oekonomiskt)
- Sotning (driftstörningar, oekonomiskt)

Risk för problem börjar normalt vid

- maxlast vid 1-2 % restsyre i torra avgaser
- minlast vid 2-3 % restsyre i torra avgaser

3.1.3 Problem vid högt luftöverskott

- CO-bildning (explosivt, giftigt, oekonomiskt)
- Höga avgasförluster (oekonomiskt)
- Driftstörningar (pulsationer, flamsläpp)

Risk för problem börjar normalt vid restsyrehalter över omkring 7 %

3.1.4 Påverkan vid inblandning av biogas

En brännare som är intrimmad med dansk naturgas och med en restsyrehalt på 3,6 % i torra avgaser kommer vid byte till renad biogas att ha en restsyrehalt på ca 5,5 %.

En brännare inställd enligt ovan skulle normalt inte uppvisa problem vid gasväxlingen. Om däremot brännaren är dåligt inställd, med ett redan högt luftöverskott kan problem på grund av för högt luftöverskott uppstå.

Teoretiskt klarar fläktgasbrännare och mindre gaspannor som är inställda med hänsyn till variationer i gaskvaliteten en växling mellan naturgas och renad biogas. De blir dock mindre förlåtande för andra störningar (lufttemp, tryck, drag, m.m.).

Inblandning av icke uppgraderad biogas enligt ovan kan ske i storleksordningen 10-15 %. Det är viktigt att gasen är torr, och ren från andra föroreningar (svavelväte max 0,1 vol-%)

En automatisk O₂-reglering på anläggningen är en möjlighet att bibehålla ekonomisk och säker drift. Även små gaspannor finns i dag på marknaden med automatisk förbränningsreglering.

3.2 Processer

Inom denna grupp räknar vi de som använder gasen som råvara, det vill säga att de inte använder den för att producera värme. Vi har intervjuat Gunnar Larsson EKA Chemicals AB i Bohus och Milos Pollard, Perstorp Oxo AB. EKA Chemicals AB spjälkar kolvätet i naturgasen för att framställa väteperoxid, ett blekningsmedel för pappersmassa. Perstorp Oxo använder naturgasen som råvara vid framställning av plasten polyeten.

Båda förbrukarna är i princip bara intresserade av kolvätemolekylerna i gasen vilket gör att det ur deras synvinkel är ointressant vilken kolväteförening de får. Det är dock så att det åtgår mer energi för att dela en lång molekyl än en kort. Detta talar för metan som är den kortaste kolvätemolekylen och därmed också för biogas som endast består av kolvätet metan.

Det som framfördes från båda var vikten av att gasen inte innehåller några föroreningar. När det gäller biogas är deras önskemål att gasen har så hög metanhalt som möjligt.

3.3 Gasmotorer

Om att använda biogas och naturgas och en blandning av dessa båda energigaser har Tomas Ryckenberg, Wärtsilä Sverige AB och Mikael Hellamn, Diesel Motor Nordic AB, intervjuats.

Deras spontana kommentarer var att uppgraderad biogas var ett bra bränsle. För gasmotorer med högt metantal minskade risken för knackningar till nära noll. Så i princip var biogas bättre än naturgas som bränsle räknat. Så om de hade fått bestämma så ska inte någon propan blandas in i biogasen för att höja värmevärdet. Till de större motorerna finns elektronik som styr insprutningssystemet och därmed anpassar mängden bränsle in i förhållande till förbränning och även till knackning.

Äldre motorer som saknar elektronik, som styr insprutningssystemet, kan få problem att hålla emissionsvärden vid förändringar i gaskvaliteten. Risk finns också för knackningar.

3.4 Gasturbiner

För gasturbiner har intervju gjorts med Helene Andersson på Siemens i Finspång och Leif Sjöblom (har tidigare arbetat med gasturbiner på Siemens, arbetar numera på VpC). Intervju har också gjorts med Mattias Svensson på Turbec R&D AB angående microturbiner.

Det finns olika typer av gasturbiner som är olika känsliga för förändringar i gaskvalitet och halten av föroreningar. Här presenteras kraven hos de gasturbiner som har hårdast krav, det vill säga de som är känsligast för förändringar.

Den variation som accepteras i naturgassammansättning för gasturbiner definieras genom två krav:

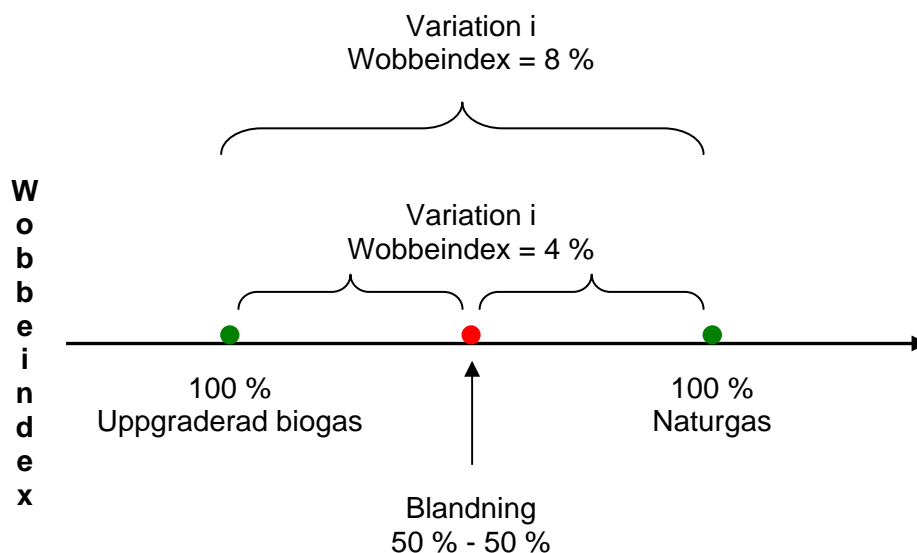
- Variationen i Wobbeindex $< \pm 5$ % från den gas turbinen är intrimmad på.
- Gassammansättningen måste vara jämförbar med antingen Groningengas, naturgas eller LNG.

Typisk sammansättning för naturgas, Groningengas och LNG klassas av Siemens enligt Tabell 1 nedan.

Tabell 1: Siemens klassning av naturgas, Groningengas och LNG.

	Naturgas [vol-%]	Groningengas [vol-%]	LNG [vol-%]
CH₄	91	80	99
C₂H₆	4	3	
C₃H₈	1	1	
C₄H₁₀	0,5	0,5	
C₅H₁₂	0,5	0,5	
C₆H₁₄⁺	some	some	
CO₂	1	1	
N₂	2	14	

Utgående ifrån en gasturbin som trimmats in på naturgas så skulle 100 % uppgraderad biogas inte accepteras eftersom Wobbeindex då avviker med ca 8 %. Detta går dock att lösa. I ett nät där blandningar av uppgraderad biogas och naturgas förekommer skulle man enligt Siemens trimma in gasturbinen på en blandning av 50 % uppgraderad biogas och 50 % naturgas. På så sätt har man trimmat gasturbinen vid ett Wobbeindex där man kan acceptera en förändring på ± 5 %. Utgående ifrån en 50 %-50 % blandning varierar Wobbeindex endast ca 4 % vid 100 % uppgraderad biogas eller 100 % naturgas, se Figur 2 nedan.



Figur 2: Variation i Wobbeindex mellan naturgas och uppgraderad biogas.

Utgående från den icke uppgraderade biogasen innebär ovanstående resonemang att Siemens skulle kunna acceptera en blandning av 89 % naturgas och 11 % icke uppgraderad biogas eftersom Wobbeindex då inte varierar mer än $\pm 5\%$ och blandningen motsvarar Groningengas med avseende på sammansättningen.

När det gäller föroreningar är det gasens innehåll av svavelväte som kan vara kritiskt. Det beror på att ett högt svavelinnehåll kan föranleda kondensation av syror i avgassystemet varför syrans dagpunkt måste undersökas. Den H_2S -halt som accepteras av Siemens utan att modifieringar måste göras på avgassystemet är < 100 ppm (volym) för gasturbin SGT-800, som är den gasturbin som har strängast krav vad gäller H_2S -halt.

3.4.1 Mikroturbiner

När det gäller microturbiner så gäller samma förutsättningar som för andra gasturbiner, se ovan. Det finns dock endast en mikroturbin i Sverige idag, placerad i Helsingborg.

3.5 Fordon

För tunga gasfordon har intervju med Peter Danielsson på Volvo AB gjorts. För lätta fordon gäller i stort sett samma förutsättningar.

När det gäller gaskvaliteten för tunga gasfordon används tre referensgaser vid certifiering av motorn. Motorns tekniska prestanda skall innehållas avseende emissioner, effekt, moment m.m. vid användandet av de tre referensgaserna. Rent tekniskt fungerar motorn inom ett större toleransintervall på gaskvalitet men då innehålls inte emissioner och

prestanda. Volvo AB kan därför inte lämna några garantier för emissioner och prestanda om inte gasspecifikationerna uppfylls.

De tre referensgaserna benämns G_R , G_{23} och G_{25} . Den referensgas som har lägst kvalitet och som därmed också symboliserar gränsen för vilken gaskvalitet som kan tillåtas är G_{25} . Denna referensgas används även för lätta fordon och symboliserar gränser för gaskvalitet även där.

Sammansättningen på G_{25} är:

- min 84 % metan
- 16 % kväve
- < 23 mg/Nm³ svavel
- daggpunkt ca -45 °C vid 4 bar

3.6 Kärnlåga

Kunder som använder kärnlågan har inte kunnat identifieras i Sverige vilket gör att ett resonemang kring användningsområdet förs.

En gaslågas kärnlängd har betydelse vid till exempel direktuppvärmning av arbetsstycken så som vid hårdlödning eller torkning av tryckfärg. Vid växling mellan olika gaser i ett befintligt brännarsystem ändras gaslågas kärnlängd, vilket får till följd att det värmda arbetsstycket får olika temperatur. Bakgrunden är att en gaslåga har olika temperaturer på olika ställen. Den varmaste punkten är strax efter kärnlängdsspetsen.

Kärnlängden i en given brännare påverkas av:

- Gasflödet, som påverkas av gastrycket och gasens specifika tryck.
- Luftflödet, som för bunsenbrännare påverkas av luftspjällets inställning och för pressluftsbrännare påverkas av lufttrycket.
- Gasens tändhastighet.

Vid växling från naturgas till en annan gas med samma Wobbeindex, som en gasblandning med biogas och propangas, biogas/propangas kommer kärnlängden att påverkas eftersom de ovan angivna parametrarna inte är identiska för de båda gaserna, till exempel gasens tändhastighet.

Detta medför att kunder som använder kärnlågan inte kan acceptera någon förändring i sammansättning.

3.7 Sammanställning av kundtypernas kvalitetskrav

Förutsatt att anläggningarna är intrimmade på ren naturgas så kan de kvalitetsgränser enligt Tabell 2 nedan accepteras av de olika naturgasförbrukarna.

Tabell 2: Naturgasförbrukarnas krav på gaskvalitet.

Förbrukare	Sammansättning	Wobbeindex	Föroreningar
Värme	>97 % metan (uppgraderad biogas)	>12,71 kWh/Nm ³ (uppgraderad biogas)	< 100 ppm H ₂ S daggpunkt < -45 °C vid 4 bar
Process	Det totala innehållet av kolväten är det som styr	-	Uppgraderad biogas är ok
Gasmotor	> 40 % metan	-	Uppgraderad biogas är ok
Gasturbin	Ska vara jämförbar med naturgas, Groningengas eller LNG.	Max 5 % variation.	< 100 ppm H ₂ S
Fordon	> 84 % metan	-	< 16 ppm H ₂ S daggpunkt < -45 °C vid 4 bar
Kärnlåga	Ingen förändring tillåten	Ingen förändring tillåten	Ingen förändring tillåten

4 ANDEL BIOGAS SOM KAN BLANDAS IN I NATURGAS UR FÖRBRÄNNINGSTEKNISK SYNVINKEL

Andel biogas som kan blandas in i naturgas omfattar både distributionsnät och transmissionsnät, där definitionen här är:

- Distributionsnät, tryck ≤ 4 bar (ö)
- Transmissionsnät, ≥ 16 bar (ö)

I sammanställningen av kundtypernas kvalitetskrav i Tabell 2 ovan kan ses att det endast är gasturbiner som inte kan acceptera ren uppgraderad biogas. Gasturbiner kräver ett tryck på > 16 bar vilket innebär att de endast finns på transmissionsnät (enligt definitionen ovan).

Distributionsnät kan därför acceptera en lägsta gaskvalitet identisk med uppgraderad biogas medan transmissionsnät med gasturbiner endast accepterar en variation i Wobbe-index på 5 %.

4.1 Distributionsnät

4.1.1 Uppgraderad biogas

I distributionsnät kan 100 vol-% uppgraderad biogas enligt specifikationen i 2.2 accepteras av kunderna.

4.1.2 Icke uppgraderad biogas

I distributionsnät kan ett blandningsförhållande på 28 vol-% icke uppgraderad biogas och 72 vol-% naturgas accepteras. Denna blandning motsvarar kvaliteten på uppgraderad biogas vilken är gränsen för ett distributionsnät.

4.2 Transmissionsnät

4.2.1 Uppgraderad biogas

I ett transmissionsnät kan ett blandningsförhållande på 37 vol-% uppgraderad biogas och 63 vol-% naturgas accepteras. Denna blandning motsvarar en förändring av Wobbeindex med 5 % jämfört med ren naturgas, vilket är kvalitetsgränsen för gasturbiner.

4.2.2 Icke uppgraderad biogas

I ett transmissionsnät kan ett blandningsförhållande på 10 vol-% icke uppgraderad biogas och 90 vol-% naturgas accepteras. Denna blandning motsvarar en förändring av Wobbe-index med 5 % jämfört med ren naturgas, vilket är kvalitetsgränsen för gasturbiner.

5 UPPBYGGNAD AV NATURGASNÄT FÖR SIMULERING

Uppbyggnaden av de olika naturgasnäten har gått till enligt följande:

1. Framtagning av förbrukningsmönster för sju olika typer av naturgaskunder.
2. Uppbyggnad av de olika naturgasnäten med hjälp av de olika kundtyperna och dess årliga förbrukning.
3. Bestämning av det kontinuerliga biogasflödets storlek utifrån den lägsta förbrukningen i nätet (inträffar i juli).

5.1 Kundtyper

Förbrukningsmönster har tagits fram för sex typer av kunder, vilka listas nedan. Förbrukningsmönstren är baserade dels på året med månadsvis upplösning och dels på dygnet med timmesvis upplösning. Förbrukningsmönster för både vardagsdygn och helgdygn har tagits fram för att undersöka variationer under en vecka.

5.1.1 Värmekund bostad

Värmekund bostad är till exempel en villa som endast har förbrukning av värme.

Årsförbrukningen med månadsvis upplösning följer Värmeverksföreningens normalfördelning, se bilaga 1.

Värmekund bostads värmebehov är dubbelt så stort mellan 06-09 och 16-22 jämfört med övriga tiden på dygnet. Detta gäller för vardagar såväl som helger. Dygnsförbrukningen med timmesvis upplösning på vardag och helgdag kan ses i bilaga 2.

5.1.2 Värmekund offentlig byggnad

Värmekund offentlig byggnad är till exempel ett köpcentra eller en skola.

Årsförbrukningen med månadsvis upplösning följer Värmeverksföreningens normalfördelning, se bilaga 1.

På vardagar är värmekund offentlig byggnads värmebehov dubbelt så stort mellan 09-22 jämfört med övriga tiden på dygnet. På helgdagar är värmebehovet lika stort hela dagen. Av veckans totala värmebehov förbrukas 6/7 på vardagar och 1/7 under helgen. Dygnsförbrukningen med timmesvis upplösning på vardag och helgdag kan ses i bilaga 2.

5.1.3 Processkund 1-skift

Processkund 1-skift är en kund som använder gas för sin process till exempel en lackeringsfirma. Personalen arbetar 1-skift vilket innebär att processen är i drift vardagar 07-16 med en konstant förbrukning. Den tid då processen inte är igång (16-07 och helger) förbrukar kunden en konstant mängd gas för uppvärmning.

Årsbehovet av uppvärmning följer Värmeverksföreningens normalfördelning med månadsvis upplösning.

Dygnsförbrukningen med timmesvis upplösning på vardag och helgdag kan ses i bilaga 2.

5.1.4 Processkund 2-skift

Processkund 2-skift är en kund som använder gas för sin process till exempel Tex Mex och Pågens bageri. Personalen arbetar 2-skift vilket innebär att processen är i drift vardagar 07-23 med en konstant förbrukning. Den tid då processen inte är igång (23-07 och helger) förbrukar kunden en konstant mängd gas för uppvärmning.

Årsbehovet av uppvärmning följer Värmeverksföreningens normalfördelning med månadsvis upplösning.

Dygnsförbrukningen med timmesvis upplösning på vardag och helgdag kan ses i bilaga 2.

5.1.5 Processkund 3-skift

Processkund 3-skift är en kund som använder gas för sin process till exempel Eka i Bohus och Pilkington. Personalen arbetar 3-skift vilket innebär att processen är i drift dygnet runt, året runt med en konstant förbrukning. Processkund 3-skift har inget uppvärmningsbehov eftersom processen alltid är i drift.

Dygnsförbrukningen med timmesvis upplösning på vardag och helgdag kan ses i bilaga 2.

5.1.6 Industrikund 1-skift

Industrikund 1-skift är en kund som, förutom uppvärmning av lokaler och ventilation, har ett behov av värme till sin verksamhet, till exempel Gränges Metalock AB. Personalen arbetar 1-skift vilket innebär att de har ett värmebehov på vardagar 07-16. Övrig tid på vardagar samt helger finns endast behov av uppvärmning. Av det totala värmebehovet (värme till verksamhet + uppvärmning av lokaler) förbrukas 6/7 på vardagar och 1/7 på helgdagar. På vardagar är värmeeffekten tre gånger större än uppvärmningseffekten.

Dygnsförbrukningen med timmesvis upplösning på vardag och helgdag kan ses i bilaga 2.

5.2 Distributionsnät

Två distributionsnät har byggts upp för simulering. De två näten är identiska med avseende på kunder, förbrukning och förbrukningsmönster. Det enda som skiljer de båda distributionsnäten åt är var i nätet biogasen blandas in, se Figur 3 nedan.

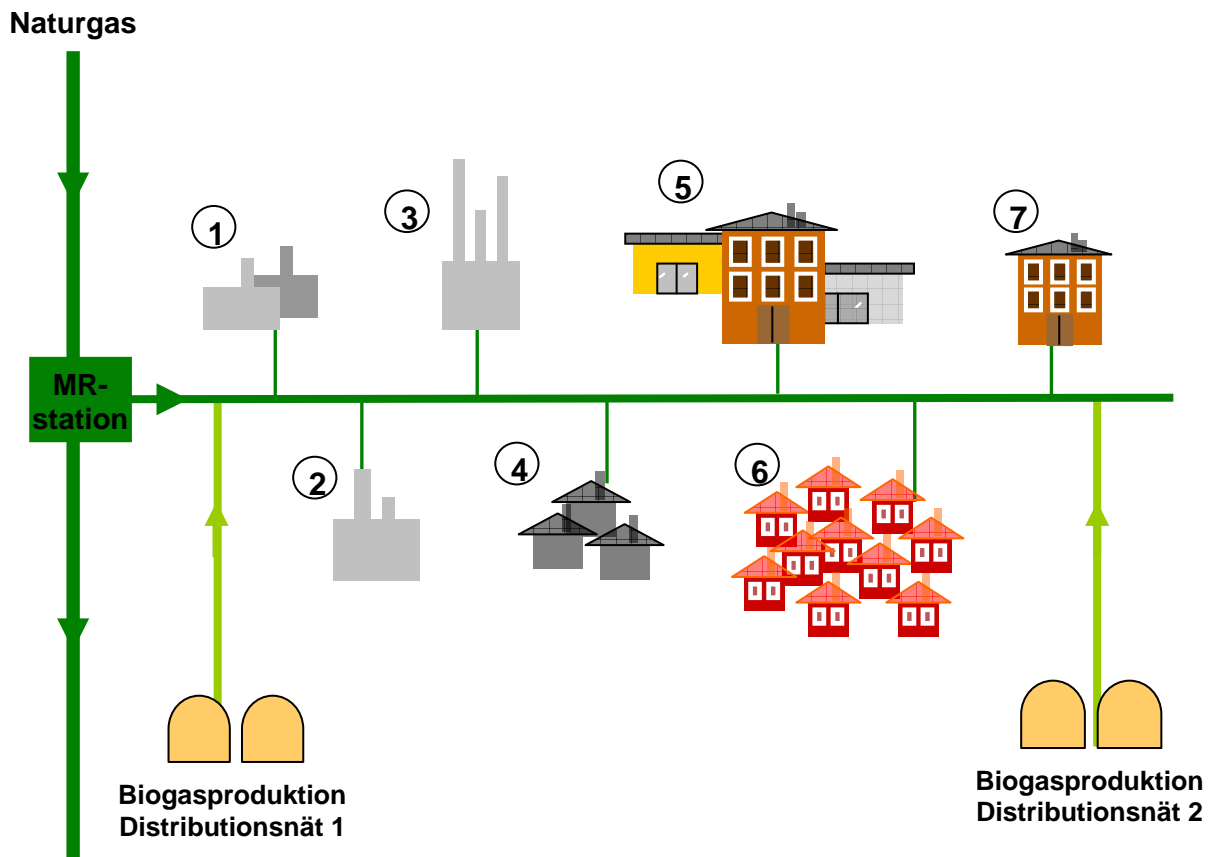
I distributionsnät 1 blandas biogasen in i naturgasen direkt efter MR-stationen, före den första kunden. Här förutsätts att fullständig omblandning mellan biogasen och naturgasen sker omgående vilket gör att samtliga kunder får samma gaskvalitet.

I distributionsnät 2 blandas biogasen in i nätet efter den sista kunden, det vill säga i motsatt riktning. Biogasen och naturgasen kommer därmed inte att blandas in i varandra utan mötas i en brytpunkt någonstans i nätet. Brytpunkten mellan biogas och naturgas kommer att förflytta sig beroende på hur förbrukningen hos de olika kunderna ser ut.

Distributionsnätet är uppbyggt av totalt 315 kunder indelade i sju grupper enligt Tabell 3 nedan. Förbrukningen av gas hos respektive kund har delats upp i processbehov och värmebehov.

Tabell 3: Uppbyggnad av distributionsnät.

Kundgrupper	Antal kunder per grupp	Totalt processbehov [Nm ³ /år]	Totalt värmebehov [Nm ³ /år]
1. Process 1-skift	2	278 000	12 000
2. Process 2-skift	1	400 000	6 000
3. Process 3-skift	1	876 000	-
4. Industrikund	6	-	199 500
5. Värmekund offentlig byggnad	4	-	567 000
6. Värmekund bostad	300	-	600 000
7. Värmekund offentlig byggnad.	1	-	73 000
TOTALT	315	1 554 000	1 457 500



Figur 3: Uppbyggnad av distributionsnät 1 och 2 med dess olika inmatningspunkter för biogas.

5.2.1 Uppbyggnad av fiktivt distributionsnät

Distributionsnätet är uppbyggt av de sex olika typerna av naturgaskunder som presenteras i kapitel 5.1. Kundgruppernas placering i distributionsnätet är vald för att i så hög grad som möjligt efterlikna uppbyggnaden av ett verkligt distributionsnät. Från MR-stationen ligger kunderna enligt följande:

- Närmast MR-stationen ligger ett industriområde med process- och industrikunder, totalt tio stycken, som står för 48 % av den totala förbrukningen i nätet.
- Därefter ligger offentliga byggnader i form av en galleria, två varuhus och en skola som tillsammans står för 31 % av förbrukningen i nätet.
- Efter de offentliga byggnaderna kommer ett bostadsområde med trehundra villor som står för 17 % av förbrukningen.
- Sist i nätet ligger en offentlig byggnad i form av en skola som står för 4 % av den totala förbrukningen.

5.3 Transmissionsnät

I transmissionsnätet beräknas de mängder av uppgraderad respektive icke uppgraderad biogas som kan blandas in i naturgasen i två olika punkter på nätet:

- Klagshamn (inmatningspunkt för naturgasen till Sverige från Danmark)
- Råvekärr söder om Göteborg.

För respektive punkt på transmissionsnätet har data på min- och maxflöden av naturgas under året 2006 tagits fram, se Tabell 4. Begränsande för biogasinblandningen är storleken på minflödet.

Tabell 4: Max- respektive minflöde i Klagshamn och Råvekärr.

Punkt på transmissionsnätet	Maxflöde 2006 [Nm³/h]	Minflöde 2006 [Nm³/h]
Klagshamn	200 000	30 000
Råvekärr	100 000	6 000

Två olika förutsättningar för att blanda in uppgraderad respektive icke uppgraderad biogas på transmissionsnätet har undersökts:

- Variation i Wobbeindex med -5 %. En variation som accepteras av samtliga kunder inklusive gasmotorer intrimmade på naturgas.
- Variation i värmvärde på 1 %. En variation som kan anses försumbar med avseende på debitering.

Om de gasturbiner som kan få en blandning av naturgas och biogas trimmas in på 50 % uppgraderad biogas och 50 % naturgas accepterar de både 100 % uppgraderad biogas och 100 % naturgas, se kapitel 3.4. Det innebär att samtliga kunder accepterar 100 % uppgraderad biogas.

6 SIMULERING AV BIOGASINBLANDNING I NATURGASNÄT

6.1 Distributionsnät

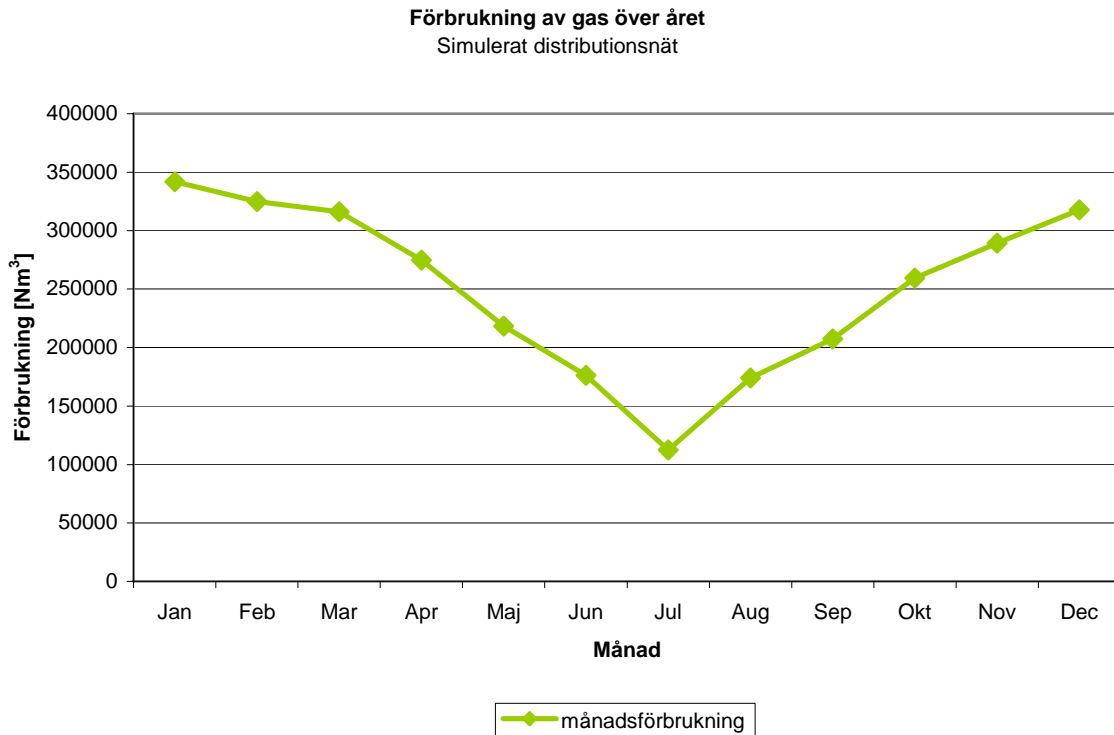
Åtta dygn under totalt fyra månader har simulerats i distributionsnät 1 och 2, ett vardagsdygn och ett helgdygn under januari, april, juli och oktober. Avsikten med simuleringarna var att undersöka hur andelen biogas varierar i den gasblandning som respektive kundgrupp får, se kapitel 5.1 och 5.2 ovan, dels över året och dels över dygnet. Upplösningen har varit på timmesbasis. Genom att undersöka hur gassammansättningen varierar kan frågeställningar kring brännarinställningar och debitering belysas.

Biogasflödet har bestämts genom att den lägsta förbrukningen i hela distributionsnätet under de simulerade dygnen har beräknats. Den lägsta förbrukningen av gas i distributionsnät 1 inträffar under helgdagar i juli klockan 00-06, 09-16 och 22-00 och består då av 100 % uppgraderad biogas. Under resterande tid under året är den totala förbrukningen i distributionsnätet högre vilket gör att kunderna får en blandning av biogas och naturgas.

Det beräknade biogasflödet är konstant medan naturgasflödet varierar beroende på förbrukningen.

Den totala förbrukningen av gas i distributionsnätet per månad kan ses i Figur 4 nedan. Förbrukningen är högst under vinterhalvåret eftersom värmebehovet då är som störst. Under sommarhalvåret sjunker förbrukningen för att vara som lägst under juli då industrierna (skift 1 och 2) och värmekunderna har semester.

Intressant att notera! Trots att kunderna accepterar 100 % uppgraderad biogas så blir den totala biogasinblandningen utslagen över året endast 40 % av det totala volymsflödet. Detta beror på att biogasanläggningen antas producera ett i det närmaste konstant biogasflöde. Eftersom ingen biogas kan gå tillbaka ut genom MR-stationen måste all producerad biogas förbrukas inom distributionsnätet. Storleken på biogasanläggningen begränsas då av den lägsta förbrukningen som är i nätet.



Figur 4: Total förbrukning av gas per månad i distributionsnät 1 och 2.

6.1.1 Distributionsnät 1

Vid simuleringen har antagits att samtliga kundgrupper får samma gassammansättning vid varje tidpunkt. Detta är en förenkling av verkligheten eftersom det finns en buffertvolym i ledningen som först måste förbrukas innan den nya gasblandningen når kunderna längst ut i nätet.

Resultatet av simuleringarna med avseende på hur andelen biogas varierar till kunderna kan ses i Figur 5 och 6 nedan. I Figur 5 visas simuleringarna av ett vardagsdygn och i Figur 6 simuleringarna av ett helgdagn.

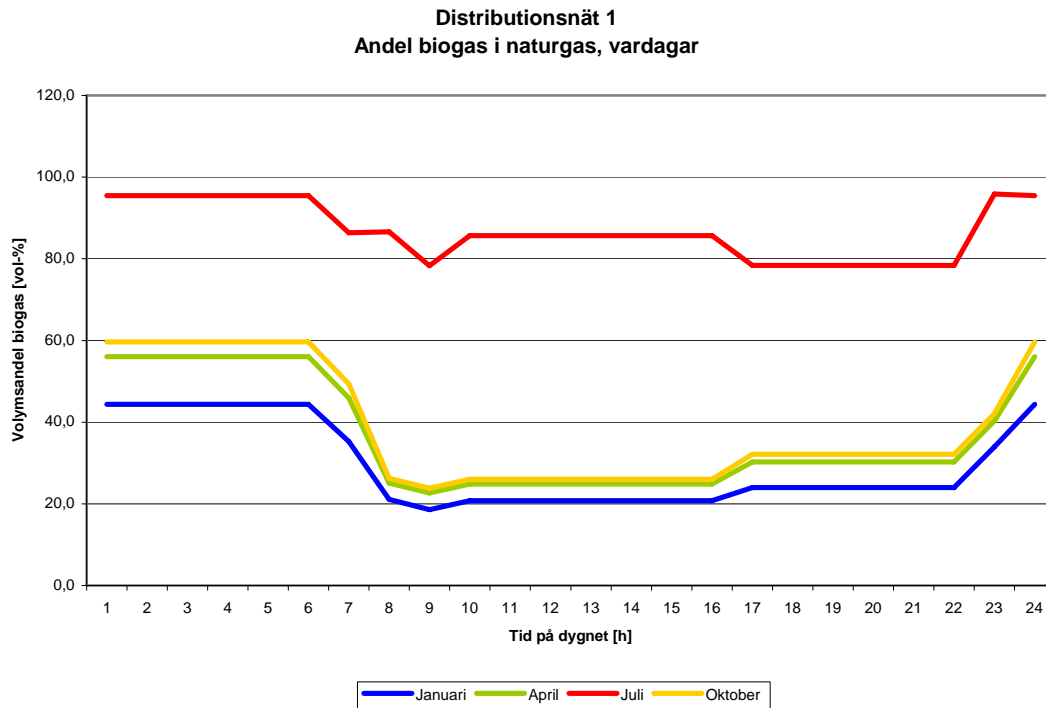
Generellt kan sägas att det är en högre andel biogas under helger än under vardagar. Det beror på att den totala förbrukningen av gas är lägre under helger vilket gör att biogasandelen blir större. Under helgerna är process 1-skift och 2-skift samt industrikunderna stängda och kräver endast gas för uppvärmning av lokalerna.

Vidare kan ses att den månad som avviker mest i fråga om gassammansättning, både när det gäller vardagar och helgdagar är juli. Under juli har process 1-skift och 2-skift samt industrikunder semester och verksamheten ligger nere. Övriga månader, januari, april och oktober skiljer sig inte så mycket åt vad gäller gassammansättning.

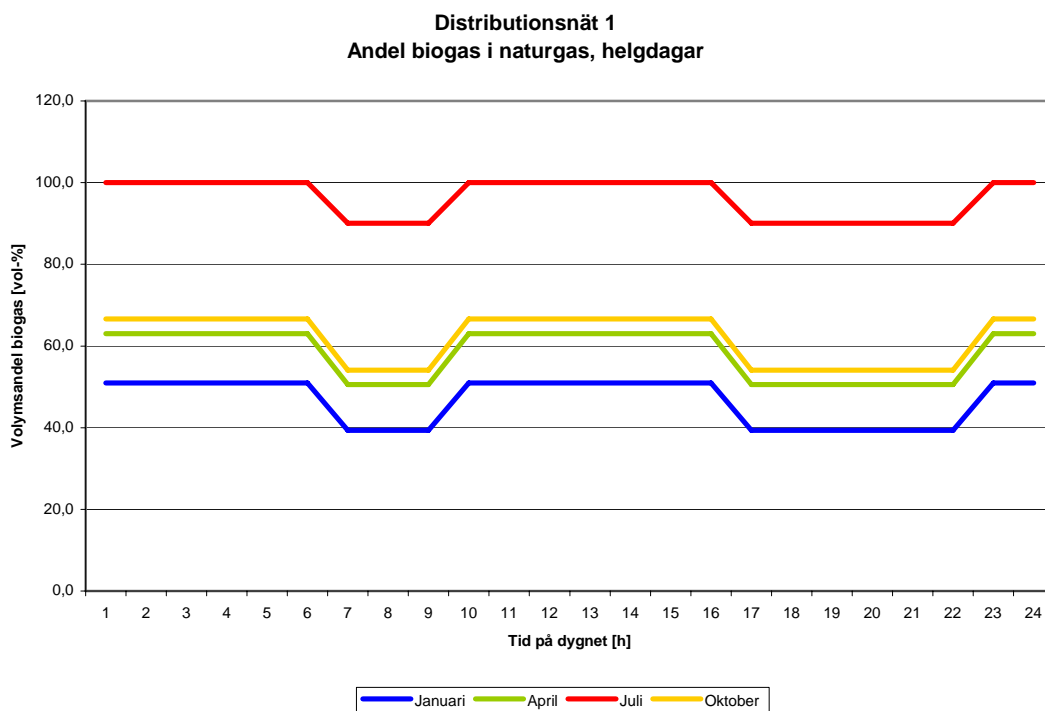
Variationen i gassammansättning under ett dygn är dock i flera fall större än variationen över året. Som störst är dygnsvariationen under vardagarna då förbrukningen ökar under

dagen/arbetstid då samtliga verksamheter är igång. Under denna tid varierar andelen uppgraderad biogas under okt-apr från ca 50 % till ca 20 %.

Under helgerna är variationen i gassammansättning mindre än under vardagarna. Det beror på att process 1-skift och 2-skift samt industrikunder har stängt under helgen och endast förbrukar värme. Den totala förbrukningen är alltså lägre och jämnare under helgdygn.



Figur 5: Resultat efter simulering av distributionsnät 1. Volymandel biogas hos de olika kunderna under ett vardagsdygn i januari, april, juli och oktober.



Figur 6: Resultat efter simulering av distributionsnät 1. Volymandel biogas hos de olika kunderna under ett helgdygn i januari, april, juli och oktober.

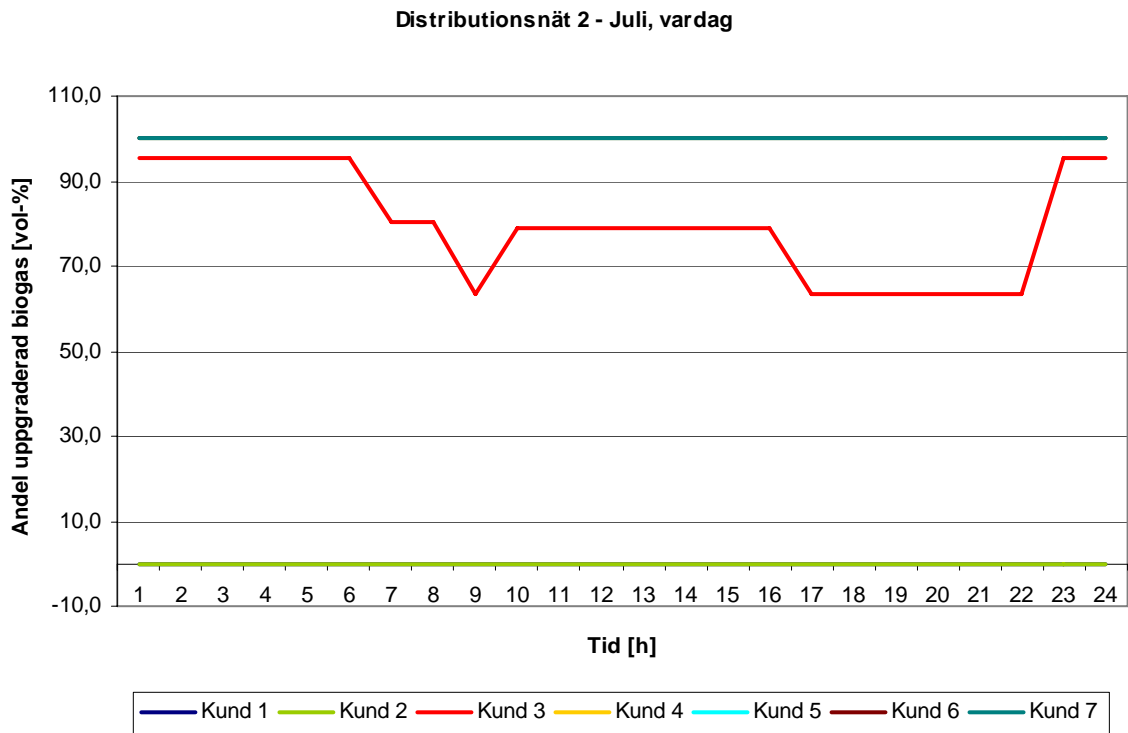
6.1.2 Distributionsnät 2

Vid simuleringen av distributionsnät 2, som utförts av Nils Widing på E.ON Gas Sverige AB, blandas den uppgraderade biogasen in i slutet av nätet, det vill säga i motsatt riktning i förhållande till naturgasen. Förenklingen att det finns en skarp brytpunkt mellan uppgraderad biogas och naturgas har gjorts. Var denna brytpunkt ligger har beräknats med avseende på de sju olika kundgrupperna.

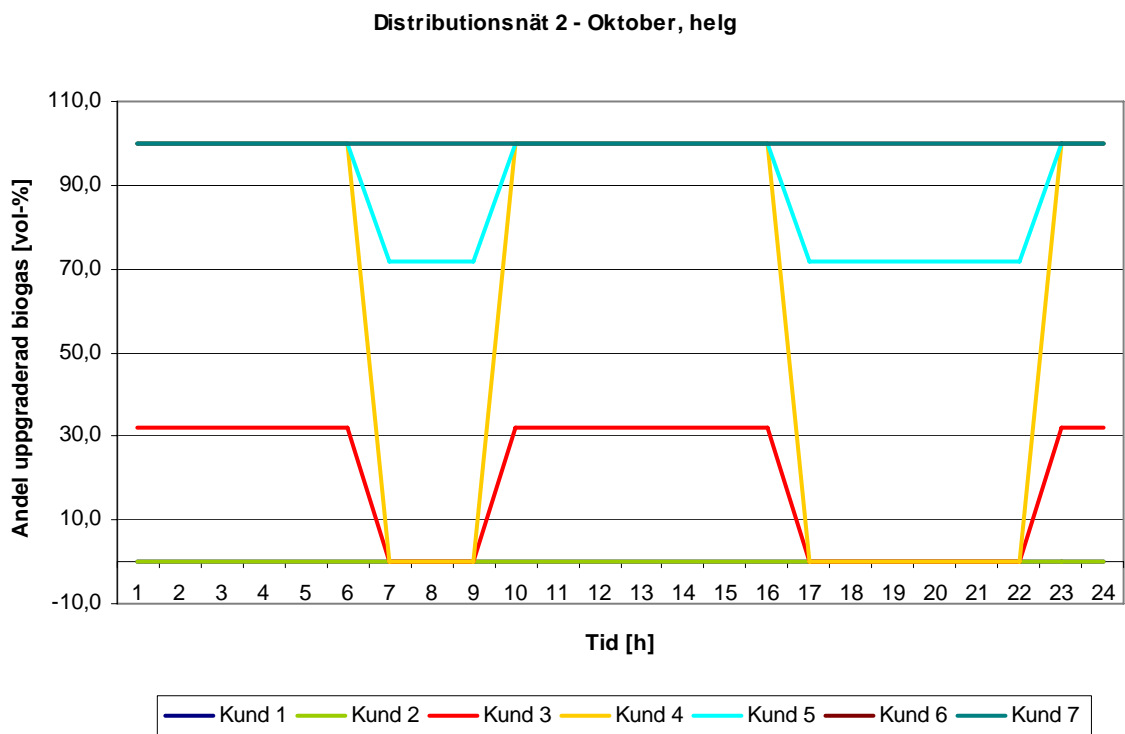
Det samlade resultatet av simuleringarna med avseende på hur andelen biogas varierar till kunderna kan ses i Bilaga 3. I Figur 7 och 8 nedan kan resultaten för ett vardagsdygn i juli respektive ett helgdygn i oktober ses.

Vardagsdygnet i juli är ett exempel på en relativt konstant förbrukning över dygnet vilket medför att brytpunkten mellan uppgraderad biogas och naturgas ligger relativt stilla, inom kundgrupp 3 under hela dygnet.

Helgdygnet i oktober är däremot ett exempel på dygn då förbrukningen varierar kraftigt. Detta medför att brytpunkten under dygnet förflyttar sig mellan kundgrupp 3, 4 och 5.



Figur 7: Resultat efter simulering av distributionsnät 2. Ett vardagsdygn i juli.



Figur 8: Resultat efter simulering av distributionsnät 2. Ett helgdygn i oktober.

I Tabell 5 nedan ses en sammanställning över resultaten från simuleringen av distributionsnät 2. De simulerade dygnet redovisas i den ordning de kommer, januari, april, juli och sist oktober. För varje månad redovisas vardagsdygn och helgdygn. För de sju kundgrupperna finns angett om de har 100 % naturgas (N), 100 % uppgraderad biogas (U) eller brytpunkten mellan biogas och naturgas (B).

Genom att följa hur brytpunkten rör sig över året kan man dra slutsatsen att vid normal drift kommer kundgrupp 1 som ligger närmast MR-stationen alltid att få 100 % naturgas medan kundgrupp 7 som ligger närmast biogasanläggningen alltid kommer att få 100 % uppgraderad biogas. Kundgrupperna däremellan kommer vid något/några tillfällen under året att ligga i brytpunkten vilket innebär att de kommer att pendla mellan 100 % biogas och 100 % naturgas.

Tabell 5: Sammanställning av resultatet av simulering av distributionsnät 2.

	Kund 1	Kund 2	Kund 3	Kund 4	Kund 5	Kund 6	Kund 7
Jan – vardag	N	N	N	N	B	B	U
Jan – helg	N	N	N	N	B	B	U
Apr – vardag	N	N	N	B	B	U	U
Apr – helg	N	N	B	B	B	U	U
Juli – vardag	N	N	B	U	U	U	U
Juli – helg	N	B	B	U	U	U	U
Okt – vardag	N	N	B	B	U	U	U
Okt – helg	N	N	B	B	B	U	U

6.2 Transmissionsnät

Simuleringen av transmissionsnätet har gjorts för att undersöka hur mycket uppgraderad respektive icke uppgraderad biogas som kan blandas in på transmissionsnätet i Klagshamn och i Råvekärr (strax söder om Göteborg). Klagshamn är ett exempel på ett mycket stort flöde av naturgas och Göteborg ett exempel som ligger långt ifrån inmatningspunkten där flödet är betydligt lägre.

De förutsättningar som har gjorts för inblandningen på transmissionsnätet är:

- Variation i Wobbeindex med -5 %. En variation som accepteras av samtliga kunder inklusive gasmotorer intrimmade på naturgas.
- Variation i värmevärde på 1 %. En variation som kan anses försumbar med avseende på debitering.

För Klagshamn och Råvekärr har mängden uppgraderad och icke uppgraderad biogas som kan blandas in på nätet vid maxflöde (vintertid) och minflöde (sommartid) beräknats.

6.2.1 Uppgraderad biogas

Nedan redovisas den mängd uppgraderad biogas som kan blandas in i Klagshamn och Råvekärr.

Blandningsförhållandena mellan uppgraderad biogas och naturgas kan ses i Tabell 6 nedan.

Tabell 6: Blandningsförhållanden av naturgas och uppgraderad biogas.

	Variation i Wobbeindex: - 5 %	Variation i värmevärde: - 1 %
Andel uppgraderad biogas [vol-%]	62,8	8,3
Andel naturgas [vol-%]	37,2	91,7

6.2.1.1 Klagshamn

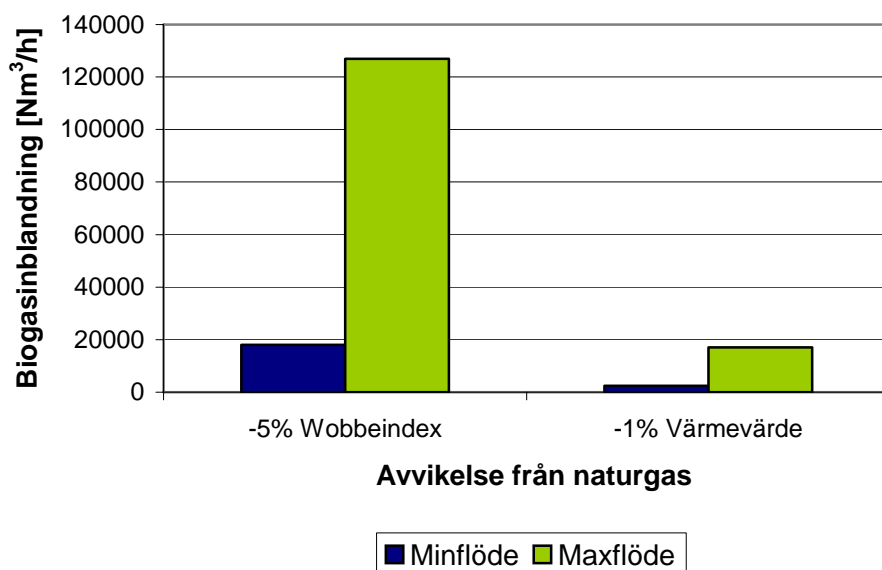
Den mängd uppgraderad biogas som kan blandas in på transmissionsnätet i Klagshamn kan ses i Figur 9 nedan.

Då flödet av naturgas är som störst (vintertid) kan ca 130 000 Nm³/h uppgraderad biogas blandas in utan att Wobbeindex varierar mer än 5 %. Motsvarande siffra då flödet är som lägst (sommartid) är ca 18 000 Nm³/h.

Inblandningen av uppgraderad biogas som kan göras i Klagshamn utan att värmevärdet sjunker med mer än 1 % är vid maxflöde ca 17 000 Nm³/h och vid minflöde ca 3 000 Nm³/h.

Det som begränsar en kontinuerlig inblandning av uppgraderad biogas på naturgasnätet i Klagshamn är den förbrukning som finns i nätet sommartid då flödet av naturgas är som lägst. Skillnaden mellan flödet av naturgas vintertid jämfört med sommartid är mycket stor. Flödet av naturgas i Klagshamn är dock stort även sommartid vilket gör att relativt många biogasanläggningar kan byggas och mata in gas på nätet.

Klagshamn - Inblandning av uppgraderad biogas



Figur 9: Mängd uppgraderad biogas som kan blandas in på transmissionsnätet i Klagshamn, vid -5 % avvikelse i Wobbeindex eller -1 % avvikelse i värmevärde.

6.2.1.2 Rävekärr

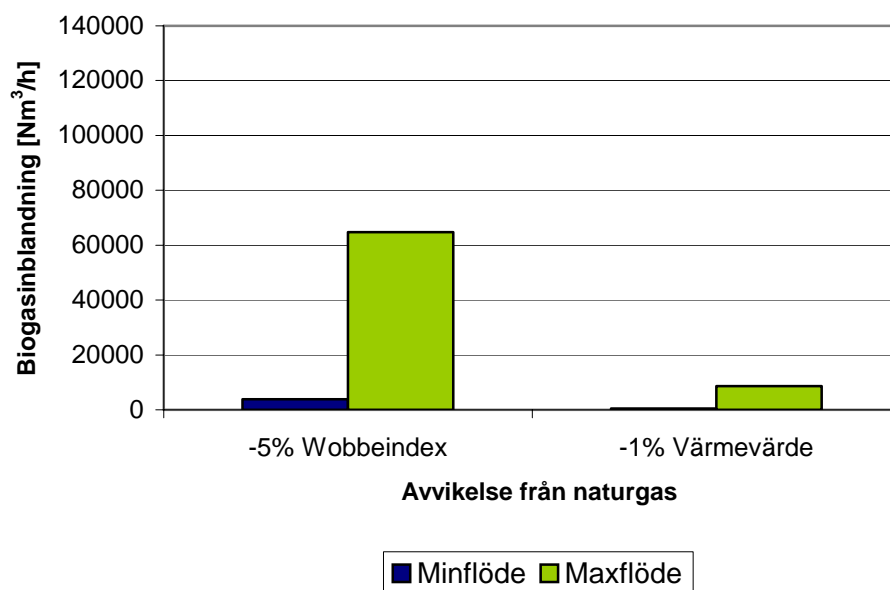
Den mängd uppgraderad biogas som kan blandas in på transmissionsnätet i Rävekärr kan ses i Figur 10 nedan.

Då flödet av naturgas är som störst (vintertid) kan ca 65 000 Nm³/h uppgraderad biogas blandas in utan att Wobbeindex varierar mer än 5 %. Motsvarande siffra då flödet är som lägst (sommartid) är ca 4 000 Nm³/h.

Inblandningen av uppgraderad biogas som kan göras utan att värmevärdet sjunker med mer än 1 % är vid maxflöde ca 9 000 Nm³/h och vid minflöde ca 500 Nm³/h.

I Rävekärr är flödet av naturgas betydligt lägre än i Klagshamn, speciellt minflödet sommartid, vilket gör att det blir en begränsning i mängden biogas som kan blandas in på naturgasnätet.

Rävekärr - Inblandning av uppgraderad biogas



Figur 10: Mängd uppgraderad biogas som kan blandas in på transmissionsnätet i Rävekärr, vid -5 % avvikelse i Wobbeindex eller -1 % avvikelse i värmevärde.

6.2.2 Icke uppgraderad biogas

Nedan redovisas den mängd icke uppgraderad biogas som kan blandas in i Klagshamn och Rävekärr.

Blandningsförhållandena mellan icke uppgraderad biogas och naturgas kan ses i Tabell 7 nedan.

Tabell 7: Blandningsförhållanden av naturgas och icke uppgraderad biogas.

	Variation i Wobbeindex:	Variation i värmevärde:
	- 5 %	- 1 %
Andel icke uppgraderad biogas (vol-%)	9,7	2,4
Andel naturgas (vol-%)	90,3	97,6

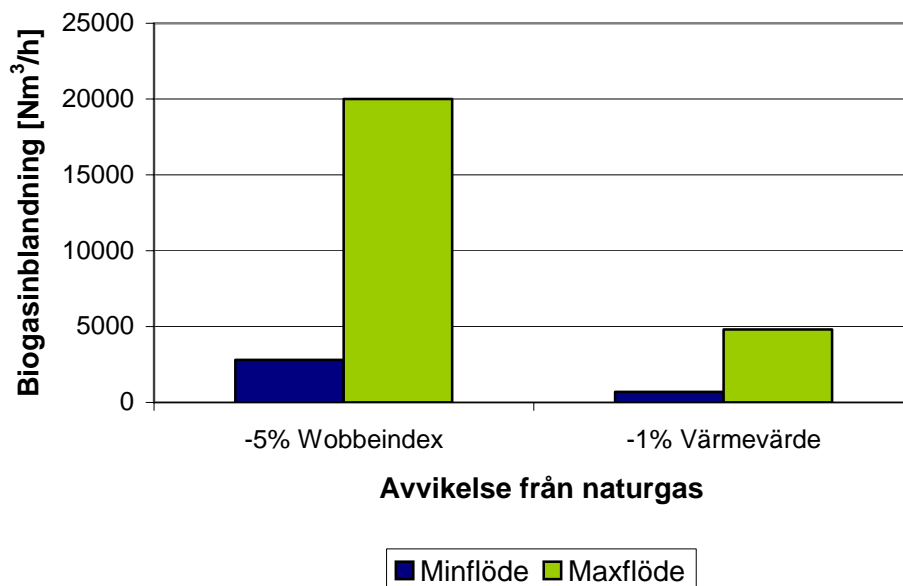
6.2.2.1 Klagshamn

Den mängd icke uppgraderad biogas som kan blandas in på transmissionsnätet i Klagshamn kan ses i Figur 11 nedan.

Då flödet av naturgas är som störst (vintertid) kan ca 20 000 Nm³/h icke uppgraderad biogas blandas in utan att Wobbeindex varierar mer än 5 %. Motsvarande siffra då flödet är som lägst (sommartid) är ca 3 000 Nm³/h.

Inblandningen av icke uppgraderad biogas som kan göras i Klagshamn utan att värmevärdet sjunker med mer än 1 % är vid maxflöde ca 5 000 Nm³/h och vid minflöde ca 700 Nm³/h.

Klagshamn - Inblandning av icke uppgraderad biogas



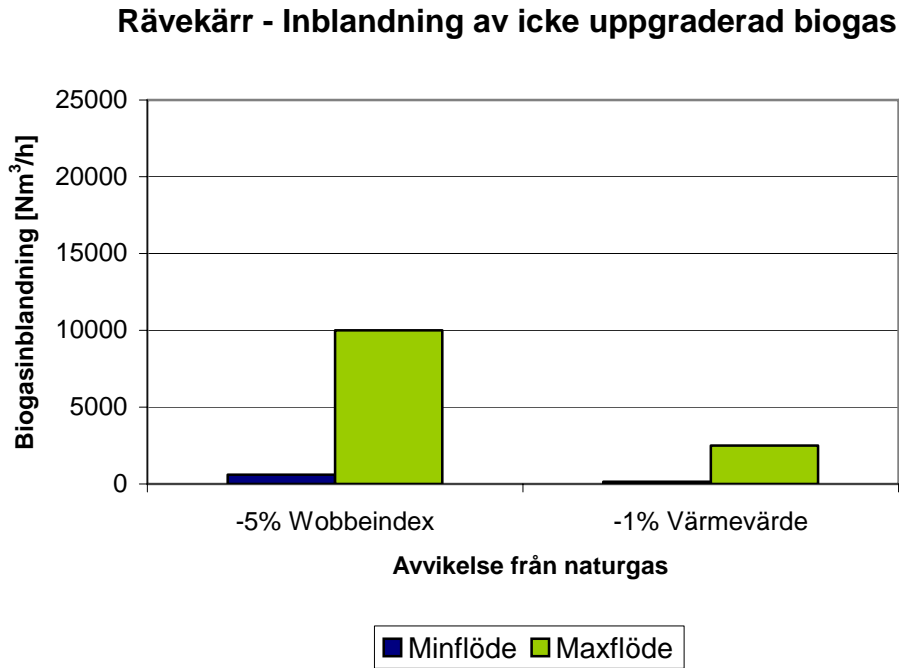
Figur 11: Mängd icke uppgraderad biogas som kan blandas in på transmissionsnätet i Klagshamn, vid -5 % avvikelse i Wobbeindex eller -1 % avvikelse i värmevärde.

6.2.2.2 Rävekärr

Den mängd icke uppgraderad biogas som kan blandas in på transmissionsnätet i Rävekärr kan ses i Figur 12 nedan.

Då flödet av naturgas är som störst (vintertid) kan ca 10 000 Nm³/h icke uppgraderad biogas blandas in utan att Wobbeindex varierar mer än 5 %. Motsvarande siffra då flödet är som lägst (sommartid) är endast ca 600 Nm³/h.

Inblandningen av icke uppgraderad biogas som kan göras utan att värmevärdet sjunker med mer än 1 % är vid maxflöde ca 2 500 Nm³/h och vid minflöde ca 150 Nm³/h.



Figur 12: Mängd icke uppgraderad biogas som kan blandas in på transmissionsnätet i Rävekärr, vid -5 % avvikelse i Wobbeindex eller -1 % avvikelse i värmevärde.

Intressant att notera! Som jämförelse till ovanstående tillåtna inblandningsmängder av biogas blandas följande mängder biogas in på distributionsnätet från uppgraderingsanläggningar i Göteborg och i Laholm.

- Göteborg, upp till 1 000 Nm³/h uppgraderad och karburerad biogas.
- Laholm, upp till 300 Nm³/h uppgraderad och karburerad biogas.

7 DEBITERING VID INBLANDNING AV BIOGAS PÅ NATURGASNÄTET

Naturgas säljs idag inom det svenska naturgasnätet i kWh/Nm³. Själva mätningen av gasen sker genom att den förbrukade gasvolymen mäts hos förbrukaren. Därefter räknas denna volym om till energimängd. Som bas för denna omräkning används energiinnehållet per normalkubikmeter utgående ifrån en mätning som görs i Dragör. Under 2006 varierade energiinnehållet mellan 10,96-11,00 kWh/Nm³.

Uppgraderad biogas som uppfyller kraven enligt SS 15 54 38 *Motorbränslen – Biogas som bränsle till snabbgående ottomotorer*, innehåller ca 97 % metan har ett energiinnehåll på 9,67 kWh/Nm³.

En naturgaskonsument som är inkopplad på ett naturgasnät som har inmatning av uppgraderad biogas (ej karburerad med propan) kommer alltså att få en gas som varierar i energiinnehåll mellan 9,67 och 11,00 kWh/Nm³. Det är med andra ord en variation på 12 %, vilket kommer att ställa till med problem vid debitering om det nuvarande tillvägagångssättet kommer att användas. Diskussioner har påbörjats för hur ett nytt sätt att debitera skulle kunna se ut men det återstår ännu en bit innan något resultat kommer att skönjas.

En bidragande orsak till de nya diskussionerna är de planer som finns på att ta in norsk naturgas. Den norska naturgasen förväntas innehålla endast kolvätena metan och etan och därmed en mindre andel tyngre kolväten (propan, butan, pentan och hexan) än den danska naturgasen, se Tabell 7 nedan. Detta innebär att den norska gasen har ett energiinnehåll som ligger väldigt nära uppgraderad biogas. Den norska naturgasen har ett energiinnehåll på 9,81 kWh/Nm³ vilket motsvarar uppgraderad biogas med en metanhalt på 98,5 %.

Tabell 7: Förväntad sammansättning på norsk naturgas.

Sammansättning Norsk naturgas	Andel [vol-%]
Metan	94,8
Etan	2,0
Koldioxid	2,5
Kväve	0,7

I denna studie ingår inte att presentera någon lösning på hur debitering ska kunna genomföras i ett naturgas-/biogasnät. Utan vi kommer här nedan att lyfta fram och föra en diskussion om frågeställningarna som berör debiteringen. Som grund för diskussionen nedan ligger diskussioner med Patrik Farran-Lee, Swedegas AB, Karl Marforio, E.ON Gas Sverige AB och Calle Beckvid, Nobrocon AB.

7.1 Frågeställningar vid debitering av olika gaskvaliteter

Frågeställningarna nedan ska ses som ett försök att belysa debiteringsproblematiken ur olika synvinklar samt ligga till grund för den fortsatta diskussionen. Att på detta tidiga stadium avfärda vissa av frågeställningarna lämnas därför till läsaren.

De frågeställningar som har vaskats fram är följande:

- Debitera enligt lägsta energiinnehåll
- Debitera enligt ett medelvärde av energiinnehållet
- Olika värmevärden för olika områden i ett distributionsnät
- Försäljning av gas i volym
- Större förbrukare utrustas med kalorimeter
- Endast inblandning av biogas utan propantillsats på transmissionsnätet
- Tillåta endast karburerad biogas
- Fast värmevärde med inblandning av biogas i förhållande till gasförbrukningen
- Möjlighet att sänka värmevärdet på naturgasen
- Fatta ett principbeslut om debitering och hålla fast vid detta
- Är det möjligt att uppnå "millimetterrättvisa"?
- Avräkning mellan olika gashandelsbolag
- Inblandning av biogas endast på transmissionsnätet, kalorimetrar efter MR-stationer

7.1.1 Debitering enligt lägsta energiinnehåll

Vid inblandning av biogas på distributionsnät kommer energiinnehållet i gasen till förbrukarna att variera, se kapitel 6.1 ovan, vilket gör det omöjligt att uppskatta vilket värde varje enskild gasförbrukare kommer att ha vid varje specifikt tillfälle. Ett alternativ skulle därför kunna vara att använda sig av biogasens värmevärde eftersom den har lägst energiinnehåll. Förbrukarna betalar alltid för energiinnehållet i biogas men får under vissa tillfällen även naturgas som har ett högre energiinnehåll. För jämförelse mellan olika gaskunder är det inte möjligt att "kompensera" det lägre värmevärdet med ett högre kWh-pris. Därför kommer gasförsäljningen att stå som förlorare vid detta förfarande och förbrukarna som vinnare. Gasförsäljningen behöver dock inte investera i en propananläggning eller kalorimetrar.

7.1.2 Debitering enligt ett medelvärde av energiinnehållet

Genom att beräkna ett medelvärde på energiinnehållet över året kommer gasförsäljningen inte att förlora något på gasförsäljningen. De gaskunder som ligger "längst bort" från naturgasinmatningen kommer att stå som förlorare på denna variant av debitering eftersom de kommer att få magrare gas än den som de debiteras för.

7.1.3 Olika värmevärden för olika områden i ett distributionsnät

Med ett debiteringssystem som medger att sätta in olika värmevärden skulle det vara möjligt att anpassa värdet efter var kunden är placerad i gasnätet. Rent praktiskt ligger det nog närmare att kunder inom samma område i ett nät ges samma värmevärde på gasen. För att kunna genomföra detta måste simuleringar göras som baseras på förbrukningsmönster hos de olika förbrukarna. På lite större gasnät blir det då omöjligt att genomföra simulering för varje enskild kund. Utan istället blir det nödvändigt att göra bestämningen för värmevärde gemensamt för avgränsade områden.

Detta sätt kräver en stor insats. När det blir betydande förändringar i nätet, till exempel kunder tillkommer, eller ökar sin förbrukning, blir det nödvändigt att göra om simuleringen för hela nätet. Detta behöver dock inte betyda så mycket merarbete eftersom ursprungsnätet skapas vid start och justeras eller kompletteras endast vid förändringar.

Det kommer dock att krävas en pedagogisk insats för att förklara för kunderna hur värmevärdet på gasen i samma nät kan vara olika mellan olika kunder.

7.1.4 Försäljning av gas i volym

I dag har varje förbrukare en volymmätare som mäter hur stor gasvolym som har förbrukats. Gasvolymen räknas om, som tidigare nämnts, till energimängd och debiteras som sådan. Istället skulle försäljningen kunna baseras på ett pris per kubikmeter. Där gasen istället garanterades överensstämmande enligt en specifikation med bland annat en variation på värmevärdet motsvarande naturgas respektive uppgraderad biogas. Systemet blir nog lite svårt att genomföra med tanke på att värmevärdesvariationen kommer att bli drygt 12 %.

7.1.5 Större förbrukare utrustas med kalorimeter

Hos de stora förbrukarna där noggrannheten på mätning och värmevärde har störst inverkan skulle en kalorimeter kunna installeras. Det värmevärde som då uppmäts skulle ligga till grund för debitering. Alla variationer i värmevärdet samlas upp och debiteringen kommer förmodligen att bli mer rättvisande för dessa kunder än vad den är idag.

Nackdelen med denna variant är kostnaden. En installerad kalorimeter kostar ca 300 000 kr (år 2007). Till detta kommer ytterligare driftkostnader. Detta innebär att det krävs stora förbrukningar för att "bära" kostnaden.

En annan synpunkt kan vara att förklara för de kunder som är mindre än de som har blivit utrustade med kalorimeter, att de inte får samma typ av noggrann mätning.

7.1.6 Endast inblandning av biogas utan propantillsats på transmissionsnätet

En annan möjlighet skulle vara att endast tillåta inblandning av icke uppgraderad och uppgraderad biogas utan propantillsats på transmissionsnätet. För att lösa debiteringen skulle kalorimetrar installeras i MR-stationerna och energiinnehållet i respektive distributionsnät fastställas.

På detta sätt skulle man även klara av att få in annan gas än dansk naturgas; norsk eller rysk naturgas, LNG, vätgas, processgas m.m., på transmissionsnätet.

Detta resonemang innebär att den biogas som blandas in på distributionsnätet måste ligga i anslutning till MR-stationen, före kalorimetern, för att inte behöva karbureras.

7.1.7 Tillåta endast karburerad biogas

Eftersom vi har dansk naturgas skulle en lösning vara att endast tillåta biogas som har samma värmevärde som naturgasen. Detta skulle då innebära att propan alltid skulle behöva tillsättas till biogasen. På detta sätt elimineras debiteringsproblematiken. Gas-kunderna får då en gas som innehåller samma värmevärde oavsett dess ursprung.

7.1.8 Fast värmevärde med inblandning av biogas i förhållande till gasförbrukningen

Ett sätt att hålla värmevärdet konstant kan vara att hålla förhållandet naturgas – biogas konstant. Detta kan ske genom att mäta naturgasflödet och låta detta flöde styra hur mycket biogas som släpps in på naturgasnätet. Detta förutsätter att inmatningen av de båda gaserna sker i samma punkt eller i samma riktning före den första förbrukaren. En nackdel med denna lösning är att biogasåtgången kommer att variera vilket kommer att kollidera med produktionen som i dagsläget brukar vara i det närmaste konstant och svår att reglera. Finns det däremot en avsättning för biogasen som inte är så lastberoende, till exempel en gastankningsstation, kan denna kanske ta hand om en del av överskottet av biogas vid låglast på gasnätet.

7.1.9 Möjlighet att sänka värmevärdet på naturgasen

En järv tanke: Är det självklart att biogasen ska anpassas efter den danska naturgasen som i en inte allt för avlägsen framtid kommer att fasa ut och ersättas med gas med annat ursprung och annan kvalitet?

Rent teknisk skulle det vara möjligt att sänka naturgasens värmevärde genom att till exempel blanda in luft, kväve eller koldioxid efter MR-stationen. På detta sätt skulle en naturgas med samma värmevärde och Wobbeindex som uppgraderad biogas kunna erhållas.

Luft innehåller syre vilket gör att naturgas utspädd med luft redan innehåller en mängd syre för förbränningen. Uppgraderad biogas med samma värmevärde som naturgas utspädd med luft innehåller inget syre till förbränningen. Detta gör att förutsättningarna för förbränning skiljer sig åt trots att värmevärde och Wobbeindex är lika.

Bättre är kanske att använda en inert gas som kväve eller koldioxid. En nackdel med kväve kan vara att den ger ökad NO_x-bildning vid förbränning.

Koldioxid skulle kunna vara ett alternativ för att sänka naturgasens värmevärde till det för uppgraderad biogas. Koldioxiden skulle kunna komma från uppgraderingsanläggningen om den ligger i närheten av MR-stationen eller från andra verksamheter i närheten som har överskott på koldioxid (koldioxid som restprodukt).

Det som kanske bör vara styrande i det här sammanhanget är hur stor andel biogasen utgör av den totala energigasmängden som distribueras i det aktuella distributionssystemet. Genom denna inblandning kommer värmevärdet på den distribuerade gasen att vara konstant och därmed kan nuvarande debiteringssystem leva vidare baserat på biogasens värmevärde.

7.1.10 Fatta ett principbeslut om debitering och hålla fast vid detta

Så länge det har distribuerats naturgas i Sverige har debiteringsprinciperna varit oförändrade fram till avregleringen. Åsikten framfördes att det är viktigt att fatta principbeslut på hur debiteringen ska utföras och på vilka grunder, och låta detta beslut ligga fast för en längre tid. Det är viktigt med kontinuitet för att ge någorlunda stabilitet åt gasmarknaden.

7.1.11 Är det möjligt att uppnå "millimeterrättvisa"?

Hur möjligt är det att uppnå "millimeterrättvisa" i alla lägen? Mätfel och marginaler kommer att göra att somliga vinner medan andra förlorar på mättnings- och debiteringssystemen, så är fallet redan idag. Volymsmätarna hos förbrukarna har en mycket högre onoggrannhet än energiinnehållsmätningen i Dragör.

I diskussion med olika inblandade framkom att det ligger en stor portion pedagogisk talang i att förklara och få gaskunderna att förstå sammanhanget.

8 SLUTSATSER

Generella slutsatser av studien är:

- Inblandning av uppgraderad biogas utan propantillsats på distributionsnät är en ren debiteringsfråga, tekniskt accepterar förbrukarnas utrustning en variation i gaskvalitet från 100 % naturgas till 100 % uppgraderad biogas.
- På grund av att förbrukningen i nätet varierar över året finns behov av att antingen kunna lagra biogas eller att kunna styra produktionen av biogas efter behovet av gas.
- Om naturgasen endast används som en reserv i distributionsnäten måste man räkna med att den kan ha ett högre pris än om man har en konstant förbrukning. Kapacitet bokas upp men tas endast ut under vissa delar av året.

8.1 Naturgasförbrukares krav på gaskvalitet

Den utrustning som har undersökts med avseende på krav på gaskvalitet, se kapitel 3, är:

- Värmekunder (brännare och pannor)
 - Processer (använder gasen som råvara i sina processer)
 - Gasmotorer
 - Gasturbiner (inkl. microturbiner från Turbec)
 - Fordon (tung och lätta)
 - Kunder som använder kärnlågan (hårdlödning, torkning av färg)
-
- Värmekunder, processer och fordon accepterar uppgraderad biogas om de är intrimmade på naturgas.
 - Gasmotorer accepterar både uppgraderad biogas och icke uppgraderad biogas.
 - Gasturbiner accepterar endast en avvikelse i Wobbeindex på 5 %, vilket gör att en gasturbin intrimmad på naturgas ej accepterar ren uppgraderad biogas. Genom att trimma in gasturbinerna på 50 % uppgraderad biogas och 50 % naturgas accepteras både ren uppgraderad biogas och ren naturgas.
 - Användare av kärnlåga för hårdlödning och torkning av färg är mycket känsliga för avvikelser i gaskvalitet. Förbrukare av den här typen har inte identifierats i Sverige.

- Sammanfattningsvis accepterar samtliga kunder i ett distributionsnät, om de är intrimmade på naturgas, en skiftning till ren uppgraderad biogas. På transmissionsnät accepteras endast en variation i Wobbeindex på 5 % om gasturbinerna är intrimmade på naturgas.

8.2 Andel biogas som kan blandas in i naturgas

- På distributionsnät accepteras 100 % uppgraderad biogas av förbrukarnas utrustning.
- Icke uppgraderad biogas bör ej blandas in på distributionsnät eftersom förbrukarnas utrustning under vissa driftförhållanden då det är låg förbrukning i nätet på grund av semester, driftstopp och så vidare kan få 100 % icke uppgraderad biogas, vilken inte accepteras av utrustningen (förutom gasmotorer).
- På transmissionsnät kan 100 % uppgraderad biogas accepteras om de berörda gasturbinerna är intrimmade på 50 % uppgraderad biogas och 50 % naturgas. Om så ej är fallet, det vill säga gasturbinerna är intrimmade på naturgas, accepteras en gas med max 37 vol-% uppgraderad biogas. Motsvarande siffra för icke uppgraderad biogas är 10 % på transmissionsnät.

8.3 Biogasinblandning på distributionsnät

Slutsatser från simulering av inblandning av uppgraderad biogas på distributionsnät, se kapitel 6.1:

- Inblandningen av en, över året, konstant mängd uppgraderad biogas begränsas av den lägsta förbrukningen i nätet vilken inträffar under juli. Under juli är värmebehovet lågt och många industrier och processer har semesterstängt. Om ingen annan avsättning finns för den uppgraderade biogasen begränsas storleken på anläggningen av förbrukningen i nätet under juli. I det distributionsnät som har simulerats i den här studien kunde, på grund av detta, max 40 % av den totala förbrukningen över året ersättas med uppgraderad biogas. Detta trots att samtliga kunder accepterar 100 % uppgraderad biogas.
- I ett nät där biogasen blandas in i närheten av MR-stationen, det vill säga i samma riktning som naturgasen, varierar andelen biogas till förbrukarna mellan ca 20-100 % över året.
- I ett nät där biogasen blandas in i slutet av distributionsnätet, det vill säga i motsatt riktning jämfört med naturgasen, flyttar sig blandningspunkten (punkten där naturgas och biogas möts) mellan de olika förbrukarna. Sammansättningen hos en förbrukare kan variera mellan 100 % biogas och 100 % naturgas flera gånger under ett dygn. I det närmaste samtliga förbrukare kommer att någon gång under året få 100 % biogas och 100 % naturgas.

- Variationen i gassammansättning är i de flesta fall större under ett dygn än mellan olika månader.
- Variationen i gassammansättning är oftast större under veckodagar än under helger. Det beror på att förbrukningen är lägre och jämnare under helger då 1-skift och 2-skifts processer och industrier har stängt.

8.4 Biogasinblandning på transmissionsnät

Slutsatser från simulering av inblandning av uppgraderad biogas på transmissionsnätet, se kapitel 6.2.1:

- Vintertid då naturgasförbrukningen är som störst kan ca 130 000 Nm³/h blandas in i Klagshamn och ca 65 000 Nm³/h blandas in i Råvekärr utan att Wobbeindex varierar mer än 5 %.
- Sommartid då naturgasförbrukningen är som lägst kan ca 18 000 Nm³/h blandas in i Klagshamn och ca 4 000 Nm³/h blandas in i Råvekärr utan att Wobbeindex varierar mer än 5 %.

Slutsatser från simulering av inblandning av icke uppgraderad biogas på transmissionsnätet, se kapitel 6.2.2:

- Vintertid då naturgasförbrukningen är som störst kan ca 20 000 Nm³/h blandas in i Klagshamn och ca 10 000 Nm³/h blandas in i Råvekärr utan att Wobbeindex varierar mer än 5 %.
- Sommartid då naturgasförbrukningen är som lägst kan ca 3 000 Nm³/h blandas in i Klagshamn och ca 600 Nm³/h blandas in i Råvekärr utan att Wobbeindex varierar mer än 5 %.
- Skillnaden mellan mängden uppgraderad biogas som kan blandas in på transmissionsnätet varierar mycket över året (vinter-sommar).
- Om värmevärdet inte får variera mer än 1 % (vilken kanske kan antas vara försumbart ur debiteringssynpunkt eftersom volymmätningen har ungefär samma onoggrannhet) kan endast mindre mängder biogas blandas in på transmissionsnätet. Sommartid kan 3 000 Nm³/h uppgraderad biogas respektive 700 Nm³/h icke uppgraderad biogas blandas in i Klagshamn utan att värmevärdet varierar med mer än 1 %.

8.5 Debitering vid inblandning av biogas på naturgasnätet

När det gäller inblandning av biogas på naturgasnätet så är det framför allt en debiteringsfråga. De frågeställningar kring detta som har diskuterats kan ses i kapitel 7 ovan.

- Det kostar leverantören/distributören pengar att investera i en propananläggning, propan, drift och underhåll samt blir en lägre tillgänglighet på uppgraderingsanläggningen för biogas (propananläggningen har ca 95 % tillgänglighet). Kan möjligheten att slippa denna investering och hantering göra att inblandande aktörer kan acceptera ett lägre pris för naturgasen?

Kan gasen i ett distributionsnät debiteras efter lägsta energiinnehåll, det vill säga uppgraderad biogas? Debitering efter genomsnittligt energiinnehåll (om inblandning i samma riktning som naturgasen)? Använda olika värmevärden inom olika områden av distributionsnätet (om inblandning av biogas i motsatt riktning naturgasen)?

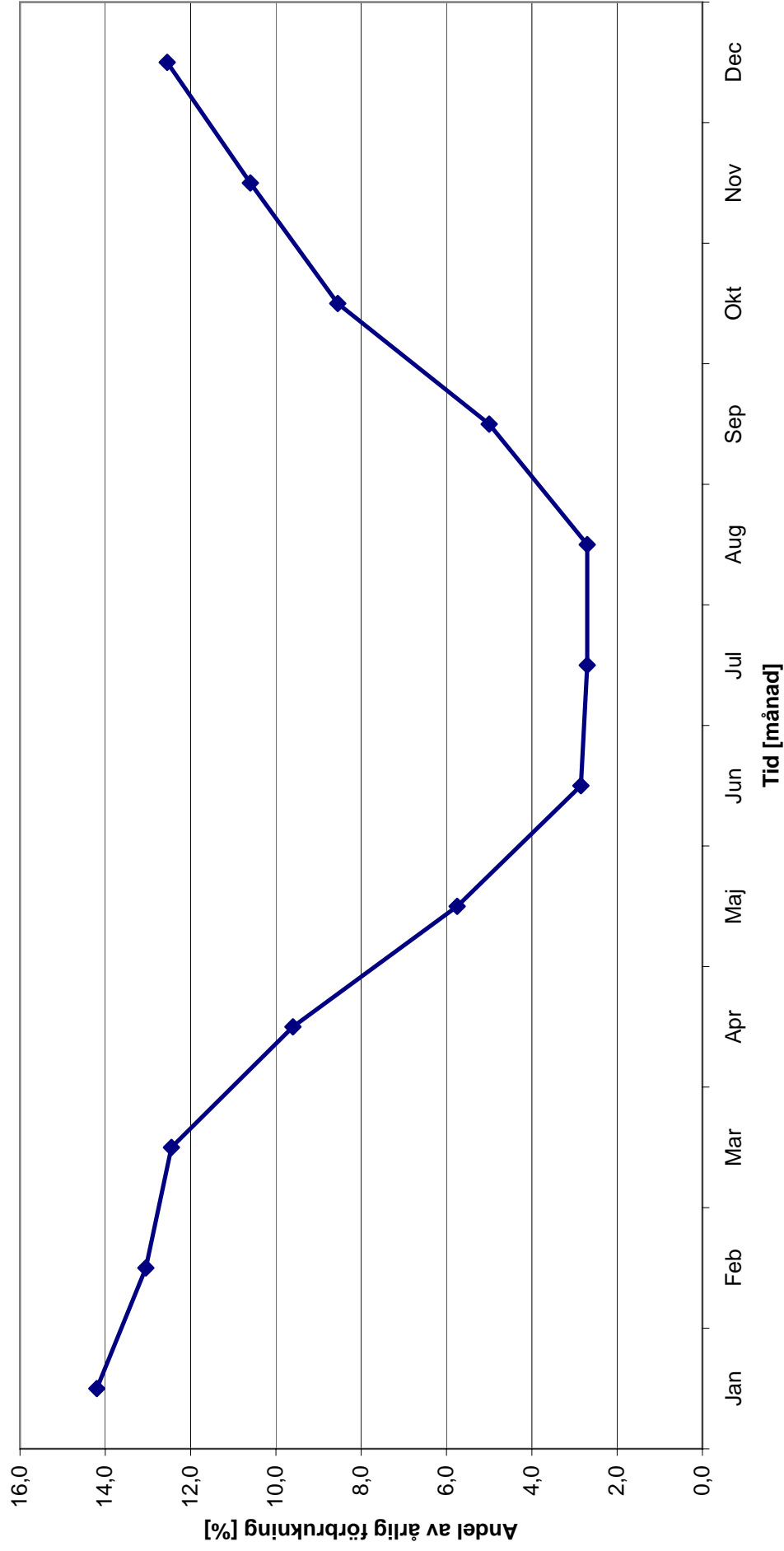
- Inblandning endast på transmissionsnät och vid MR-stationer. Mätning av energiinnehållet med kalorimeter efter MR-stationerna? Möjlighet att blanda in andra gaser på transmissionsnätet: norsk eller rysk naturgas, LNG, vätgas, processgas m.m.
- Kan vi endast acceptera karburerad biogas? Frågeställningarna kommer då att kvarstå när nästa gas, till exempel norsk naturgas vill in på nätet.
- Istället för att höja biogasens värmevärde skulle naturgasens värmevärde kunna sänkas efter MR-stationer i de distributionsnät som har inblandning av naturgas. Sänkningen av värmevärde skulle kunna ske med till exempel koldioxid vilket är en inert gas.
- Är det möjligt att nå millimeterrättvisa? Gör vi det med dagens system? Hur kan debiteringen mellan olika gasdistributörer lösas?

9 FÖRSLAG PÅ VIDARE STUDIER

Inom det europeiska distributionsnätet för naturgas finns olika kvaliteter. Detta innebär att det finns olika lösningar på debiteringsfrågan inom dessa nät.

För att inte varje gasleverantör/gasdistributör skall behöva göra egna studier är det lämpligt att SGC genomför en inventering av vilka typer av debiteringssystem som används i Europa samt undersöka för- och nackdelar med dessa.

Värmeverksföreningens normalfördelning över värmekunders månadsvisa förbrukning



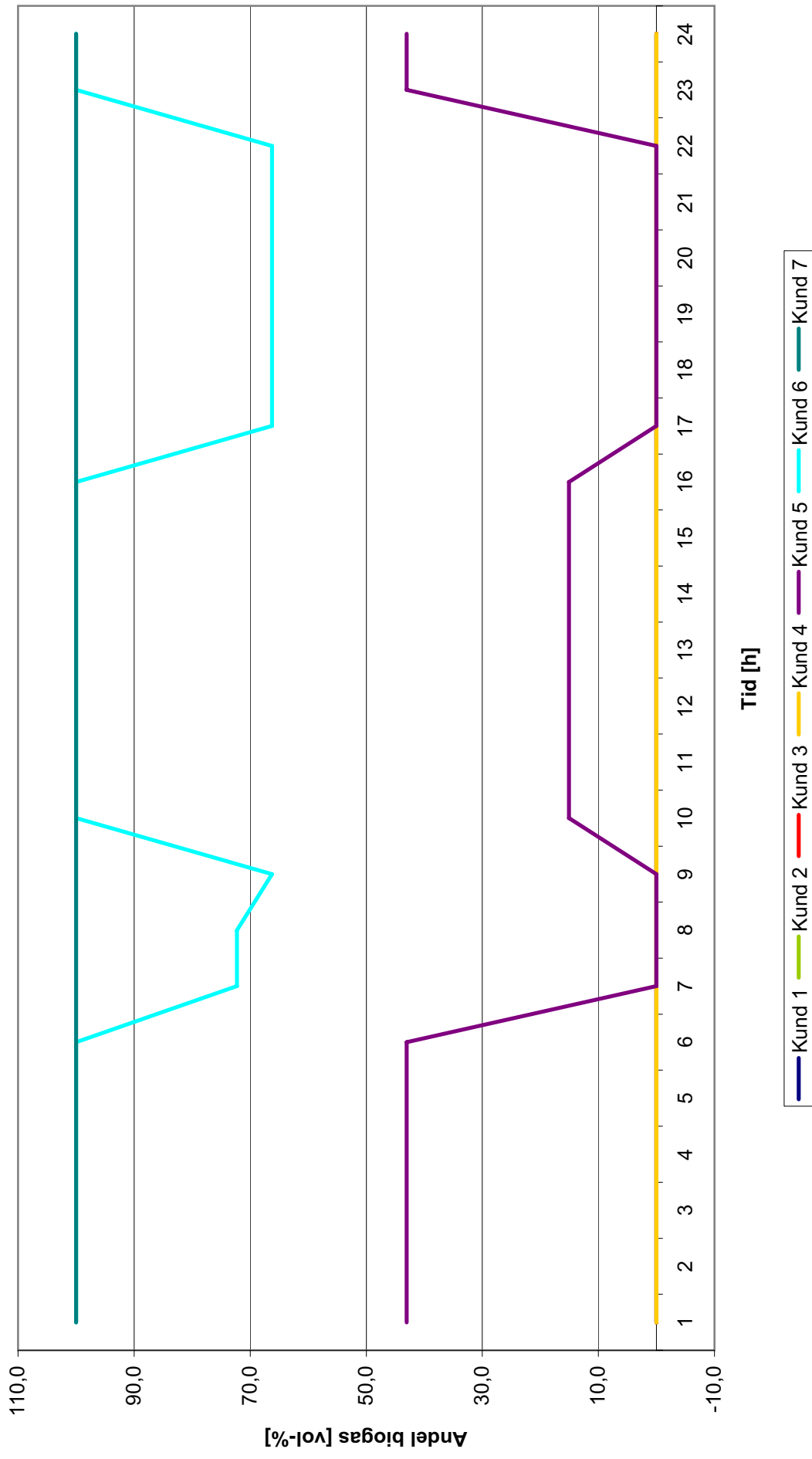
Förbrukningsmönster under vardagar

TID	Värmekund bostad [%]	Värmekund off.bygg. [%]	Processkund 1 Skift - upp. 1 Skift - proc. [%]		Processkund 2 Skift - upp. 2 Skift - proc. [%]		Processkund 3 Skift - upp. 3 Skift - proc. [%]		Industrikund endast värme 1 Skift [%]
			[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	
00-01	3,03	2,63	6,7	0	12,5	0	0	4,17	2,38
01-02	3,03	2,63	6,7	0	12,5	0	0	4,17	2,38
02-03	3,03	2,63	6,7	0	12,5	0	0	4,17	2,38
03-04	3,03	2,63	6,7	0	12,5	0	0	4,17	2,38
04-05	3,03	2,63	6,7	0	12,5	0	0	4,17	2,38
05-06	3,03	2,63	6,7	0	12,5	0	0	4,17	2,38
06-07	6,06	2,63	6,7	0	12,5	0	0	4,17	2,38
07-08	6,06	2,63	0,0	11,11	0	6,25	0	4,17	7,14
08-09	6,06	5,26	0,0	11,11	0	6,25	0	4,17	7,14
09-10	3,03	5,26	0,0	11,11	0	6,25	0	4,17	7,14
10-11	3,03	5,26	0,0	11,11	0	6,25	0	4,17	7,14
11-12	3,03	5,26	0,0	11,11	0	6,25	0	4,17	7,14
12-13	3,03	5,26	0,0	11,11	0	6,25	0	4,17	7,14
13-14	3,03	5,26	0,0	11,11	0	6,25	0	4,17	7,14
14-15	3,03	5,26	0,0	11,11	0	6,25	0	4,17	7,14
15-16	3,03	5,26	0,0	11,11	0	6,25	0	4,17	7,14
16-17	6,06	5,26	6,7	0	0	6,25	0	4,17	2,38
17-18	6,06	5,26	6,7	0	0	6,25	0	4,17	2,38
18-19	6,06	5,26	6,7	0	0	6,25	0	4,17	2,38
19-20	6,06	5,26	6,7	0	0	6,25	0	4,17	2,38
20-21	6,06	5,26	6,7	0	0	6,25	0	4,17	2,38
21-22	6,06	5,26	6,7	0	0	6,25	0	4,17	2,38
22-23	3,03	2,63	6,7	0	0	6,25	0	4,17	2,38
23-24	3,03	2,63	6,7	0	12,5	0	0	4,17	2,38

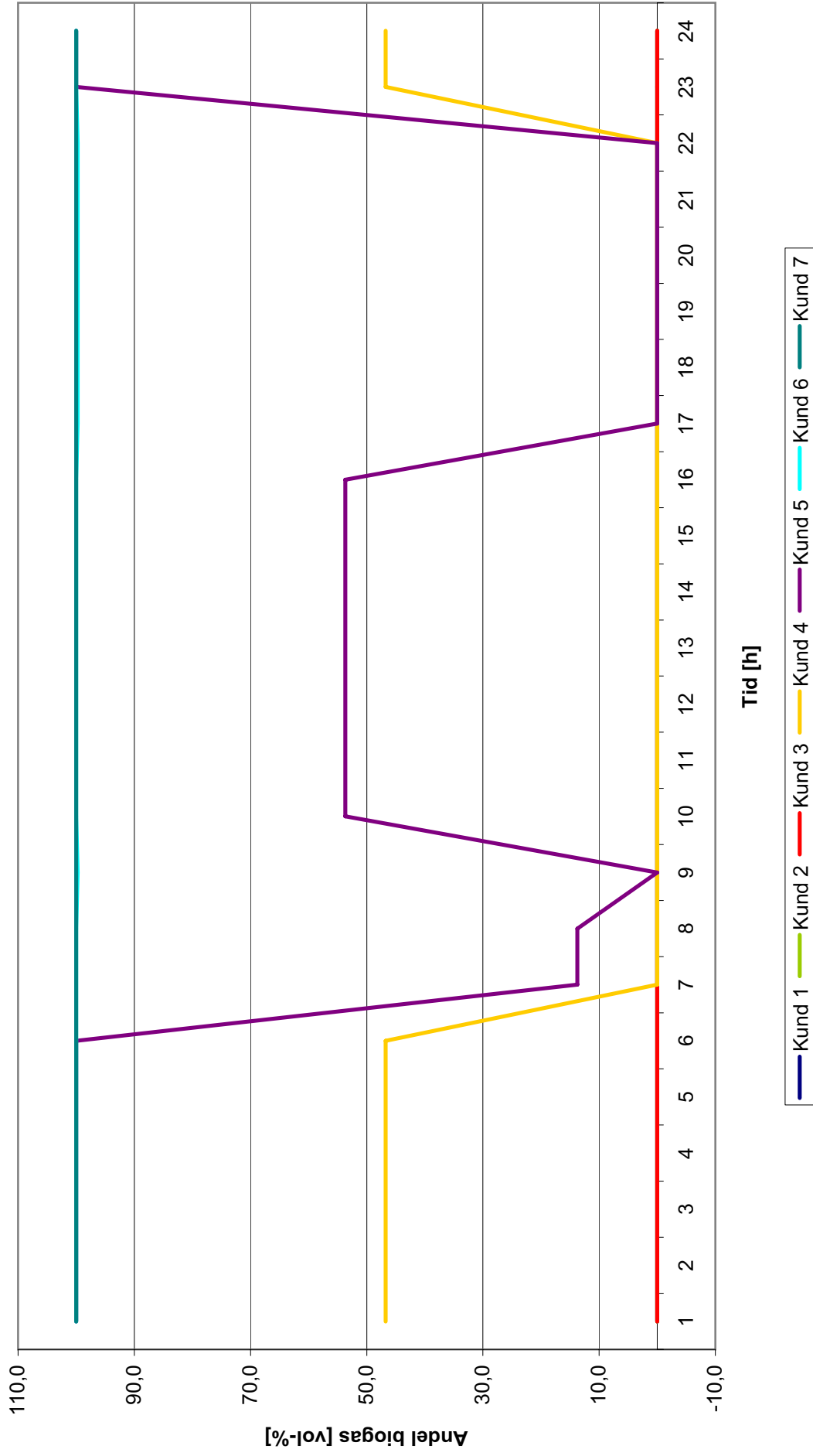
Förbrukningsmönster under helgdagar

TID	Värmekund bostad [%]	Värmekund off.bygg. [%]	Processkund 1		Processkund 2		Processkund 3		Industrikund endast värme 1 Skift [%]
			Skift - uppv. [%]	Skift - proc. [%]	Skift - uppv. [%]	Skift - proc. [%]	Skift - uppv. [%]	Skift - proc. [%]	
00-01	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
01-02	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
02-03	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
03-04	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
04-05	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
05-06	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
06-07	6,06	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
07-08	6,06	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
08-09	6,06	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
09-10	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
10-11	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
11-12	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
12-13	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
13-14	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
14-15	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
15-16	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
16-17	6,06	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
17-18	6,06	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
18-19	6,06	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
19-20	6,06	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
20-21	6,06	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
21-22	6,06	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
22-23	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17
23-24	3,03	4,17	4,2	0	4,2	0	0	0	4,17

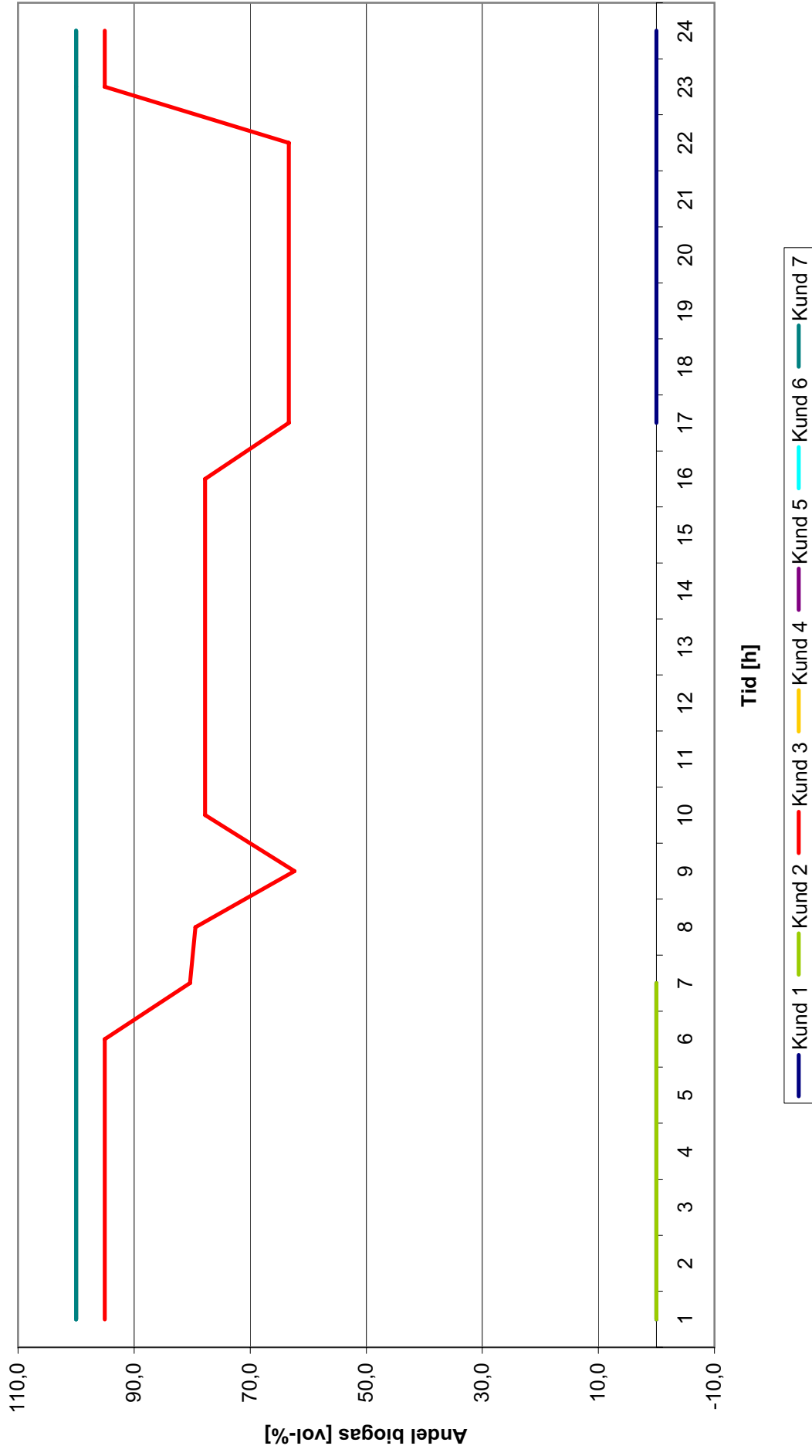
Distributionsnät 2 - Januari, vardag



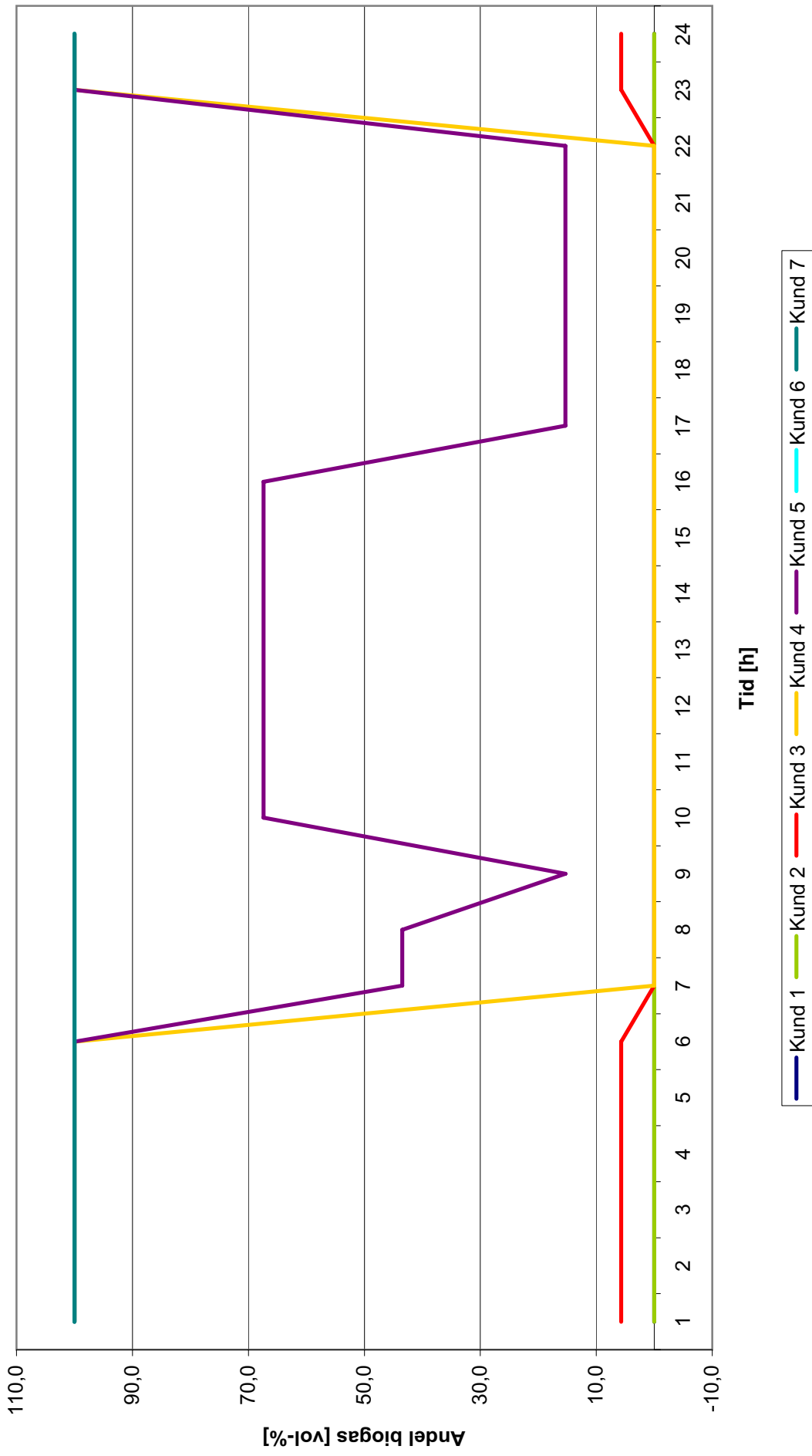
Distributionsnät 2 - April, vardag



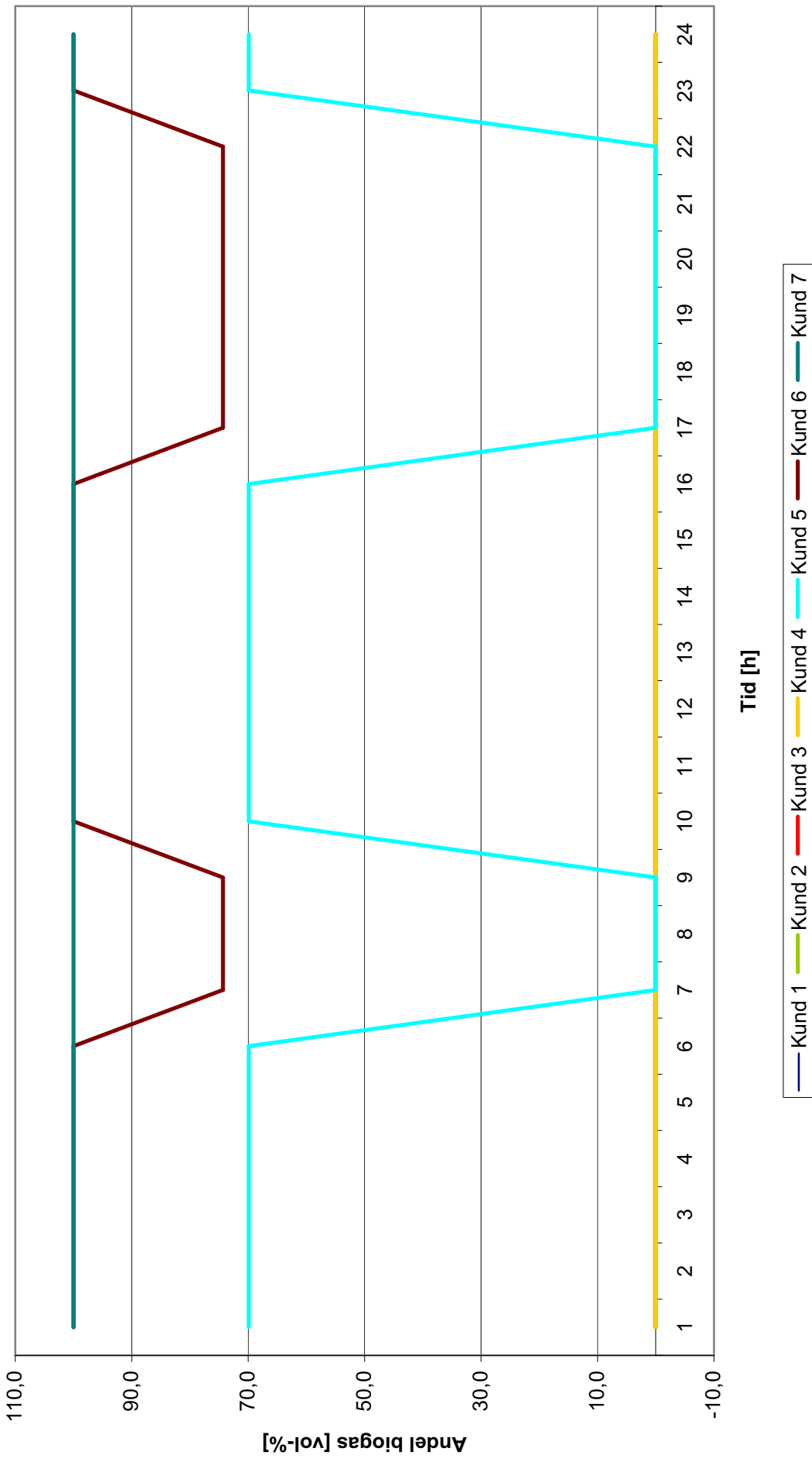
Distributionsnät 2 - Juli, vardag



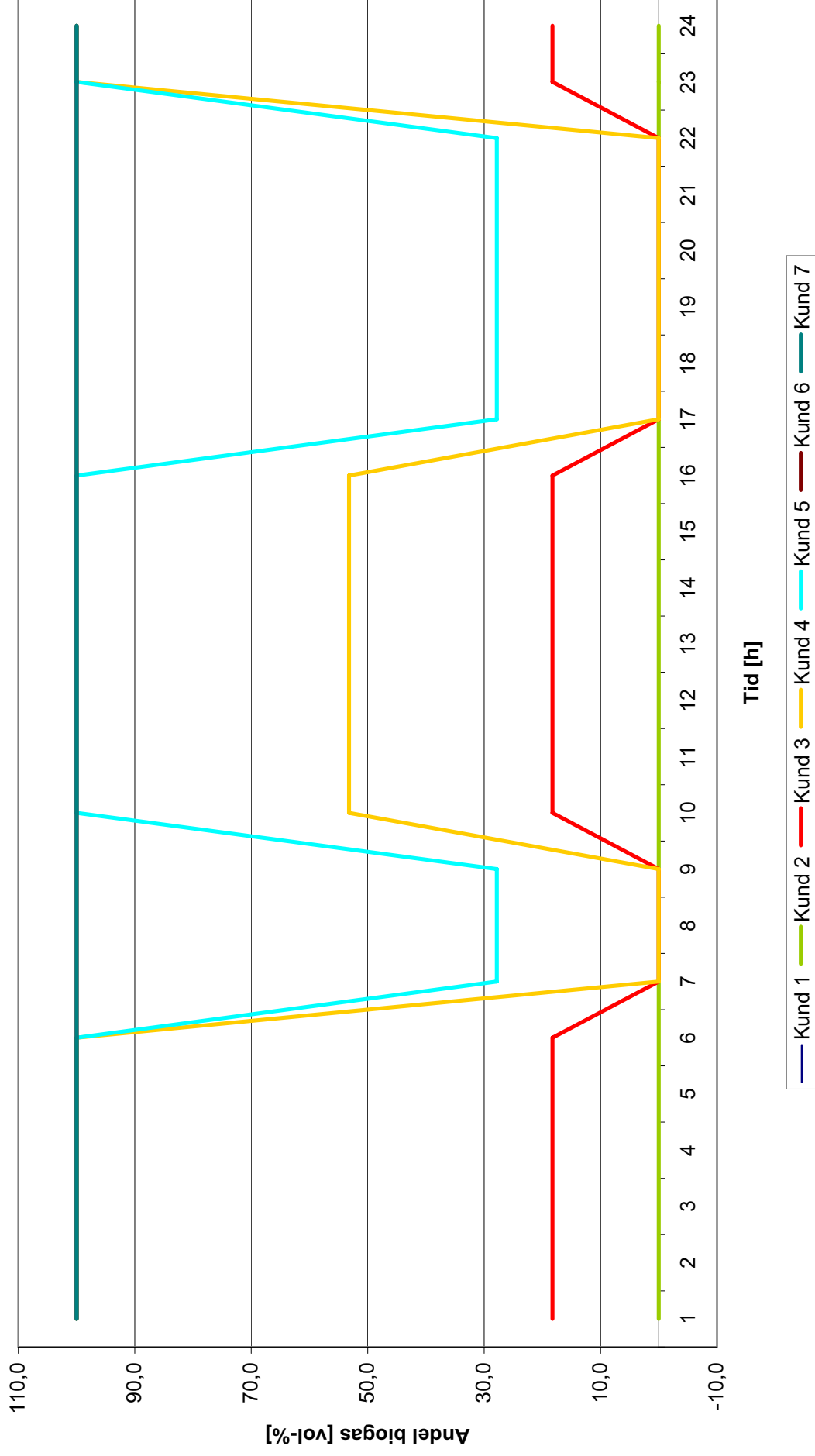
Distributionsnät 2 - Oktober, vardag



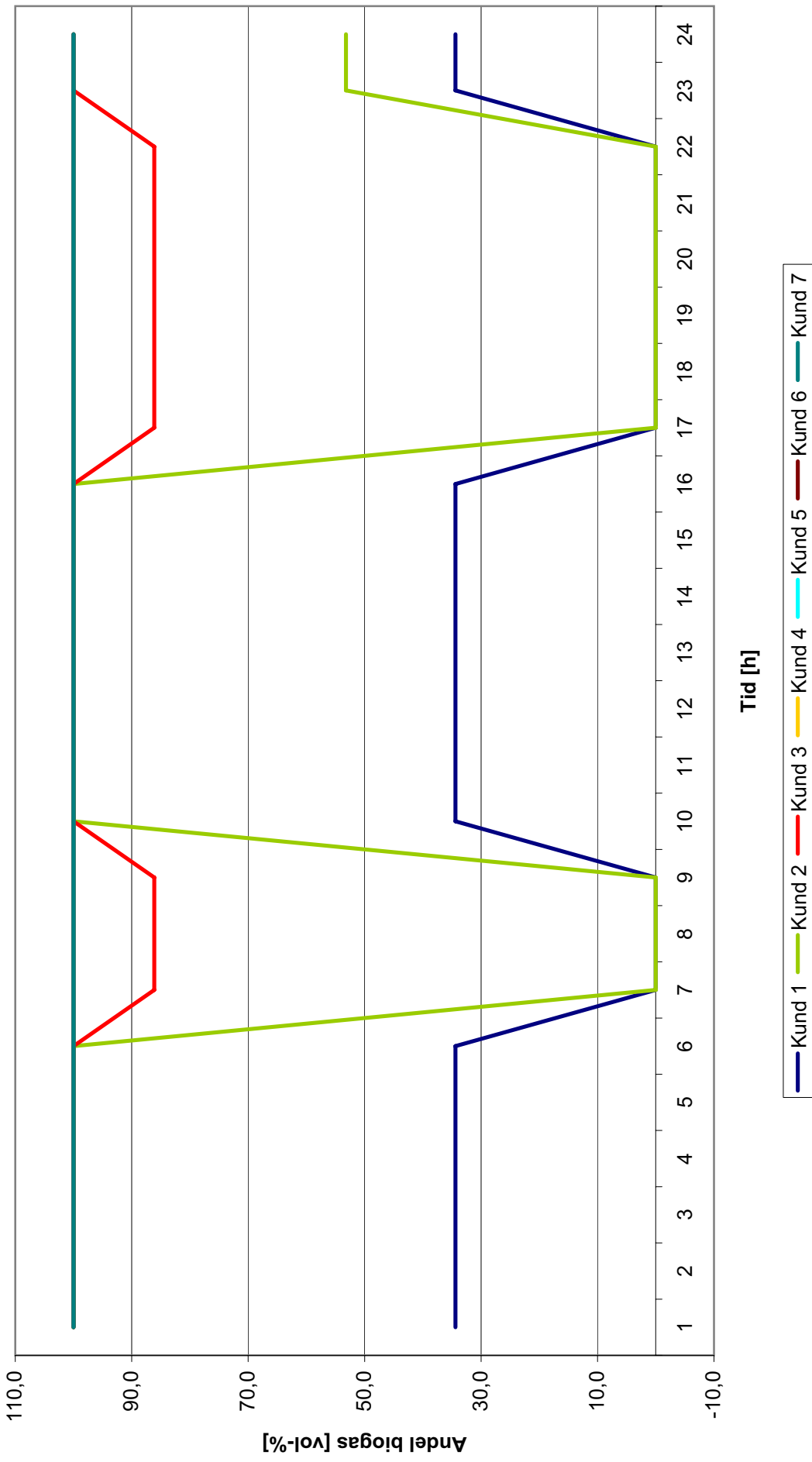
Distributionsnät 2 - Januari, helg



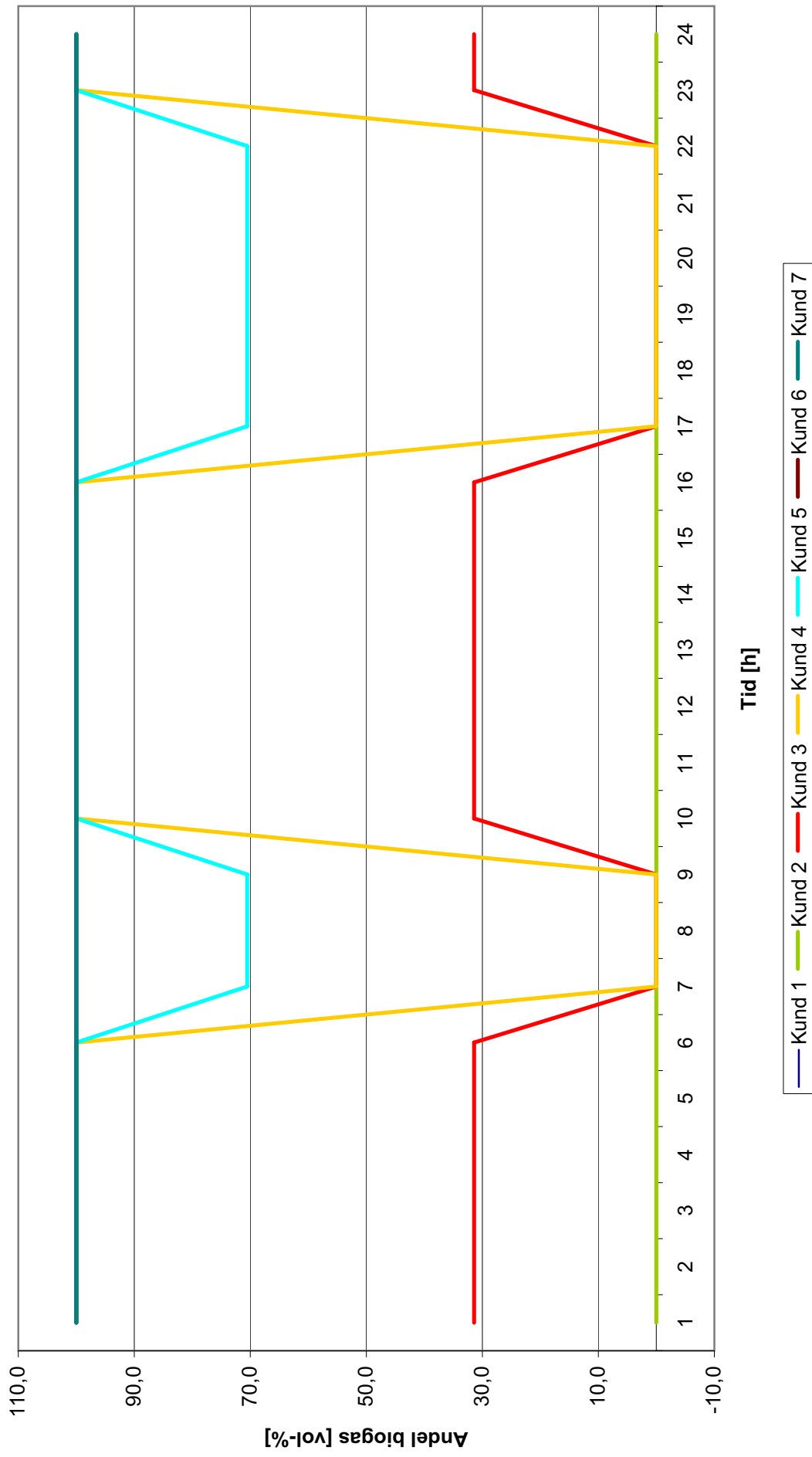
Distributionsnät 2 - April, helg



Distributionsnät 2 - Juli, helg



Distributionsnät 2 - Oktober, helg





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