

Rapport 4

Ersättning till styrelse och vd som indikation på korssubventionering mellan nätföretag och elhandelsföretag

Av Öhrlings PricewaterhouseCoopers

2004-05-03

Innehåll

1	Inledning.....	293
1.1	Uppdraget.....	293
1.2	Metod.....	294
1.3	Avgränsningar	294
2	Analys.....	294
2.1	Vertikal integration.....	294
2.2	Omfattning.....	295
2.3	Förekomst av gemensam styrelse och/eller vd	296
2.4	Ersättning till styrelse och vd.....	298
2.5	Anställd personal	305
3	Sammanfattning	306
Bilaga 1	Elnätsföretag i undersökningen.....	307
Bilaga 2	Förordning (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet.....	313
Bilaga 3	NUTFS 1998:1 Föreskrifter och allmänna råd om ändring av föreskrifter och allmänna råd (1995:1) om r... ..	319

1 Inledning

1.1 Uppdraget

I El- och gasmarknadsutredningens delbetänkande El- och naturgasmarknaderna – En europeisk harmonisering (SOU 2003:113), har utredningen tagit upp frågan om åtskillnad mellan nätföretag och konkurrensutsatt verksamhet. Utredningen analyserade därvid närmare årsredovisningarna från sex vertikalt integrerade elhandelsbolag i koncerner med mellan 3 000 och 10 000 nätkunder. Härmed avsåg utredningen att skapa sig en uppfattning om hur dessa företag fördelar ersättning till styrelse och vd mellan elhandelsverksamhet och annan verksamhet. Av genomgången, som avsåg år 2002, framkom att elhandelsföretagens kostnader i form av löner och andra ersättningar till styrelse och vd varierade kraftigt. Att kostnaderna för styrelse och vd i några fall var försumbara eller lika med noll togs som indikation på att handelsverksamhetens ledningskostnader i dessa fall bärs av annan verksamhet, förmodligen elnätsverksamheten. Ett sådant förfaringssätt skulle kunna tyda på korssubventionering.

El- och gasmarknadsutredningen har givit Öhrlings PricewaterhouseCoopers (ÖPwC) i uppdrag att göra en mer fullständig kartläggning över ersättning till styrelse och vd i elnät- och elhandelsföretag som ingår i en koncern. Följande frågor ska besvaras:

- Hur många samt vilka företag/koncerner omfattas av beskrivningen vertikalt integrerade elhandelsbolag i koncerner?
- I hur många fall har de vertikalt integrerade elhandelsbolagen gemensam styrelse och vd med ett nätföretag?
- Har de berörda företagen både gemensam vd och gemensam styrelse eller enbart ettdera? I förekommande fall anges om det rör sig om gemensam vd eller gemensam styrelse.
- Hur fördelar sig kostnaderna mellan nätföretag och elhandelsföretag vad gäller ersättning till styrelse och vd i de fall dessa är gemensamma?
- Hur ofta förekommer det att nätföretaget bär hela eller en oproportionerligt stor del av kostnaderna för en sådan gemensam vd och/eller styrelse, (dvs. hur frekvent är detta beteende)?
- Hur många nätföretag bekostar helt styrelse och vd?
- Hur ser det ut i övriga fall?
- Hur fördelar sig antalet anställda mellan bolagen?

Uppdraget skall resultera i ett underlag som utredningen kan använda för att klarlägga hur vanligt förekommande ovan beskrivna företeelse är inom gruppen vertikalt integrerade elhandelsbolag i koncerner.

1.2 Metod

Till grund för underökningen ligger en av El- och gasmarknadsutredningen tillhandahållen förteckning över elnätsbolag.

För att genomföra uppdraget har ÖPwC gått igenom årsredovisningar samt annat relevant material. ÖPwC har även tagit del av de årsrapporter som elnätsföretagen lämnar till Statens Energimyndighet (STEM).

För de koncerner som bedriver såväl elhandel som nätverksamhet har styrelsernas sammansättning samt förekomsten av gemensam vd kartlagts. Detsamma gäller ersättning till styrelse och vd i de bolag som ingår i de olika koncernerna. Dessa har indelats utifrån antal nätkunder.

1.3 Avgränsningar

I undersökningen ingår inte företag som ägs av Vattenfall, Fortum, Sydkraft och Graninge. Vidare har ekonomiska föreningar och andelsföreningar utelämnats. Utredningen omfattar inte heller kommunalt ägda elnät som inte bedrivs i bolagsform. I det senare fallet utgår ingen ersättning till styrelse och vd i aktiebolagsrättslig mening.

Rapporten är skriven för personer med god insikt i elmarknaden.

Undersökningen avser situationen vid årsskiftet 2002/2003.

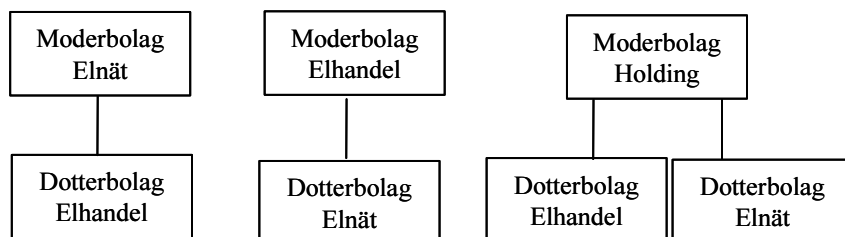
2 Analys

2.1 Vertikal integration

Med vertikalt integrerade elhandelsbolag i koncerner avses företagsbildningar i vilka ingår företag som bedriver såväl nät- som elhandelsverksamhet. Även annan verksamhet kan förekomma såsom produktion och distribution av fjärrvärme.

Verksamheten kan vara organiserad utifrån att det bolag som bedriver nätverksamhet är moderbolag med elhandelsbolaget som dotterbolag. Även det omvända kan förekomma. Ett tredje alternativ är att såväl nät- som elhandelsbolaget är dotterbolag till ett fristående moderbolag (holdingbolag). Nedan redovisas de olika alternativen.

Bild 1. Organisationsstruktur



2.2 Omfattning

- *Hur många samt vilka företag/koncerner omfattas av beskrivningen vertikalt integrerade elhandelsbolag i koncerner?*

Med de avgränsningar som gäller för undersökningen har identifierats totalt 56 koncerner som bedriver verksamhet med elnät och elhandel i separata bolag. Koncernerna hade i genomsnitt 24 700 elnätskunder eller totalt 1 386 669 elnätskunder, vilket motsvarar 27 procent av Sveriges samtliga elnätskunder. Flertalet av koncernerna är kommunalt ägda.

Undersökningen omfattar såväl små som förhållandevis stora bolag. Till de senare räknas Göteborg Energi, Mälarenergi, Tekniska Verken i Linköping samt Öresundskraft, samtliga med mer än 50 000 kunder. I koncernerna ingår i några fall delägd elhandelsverksamhet. Göteborgs Energi äger till exempel 50 procent av elhandelsbolaget Plusenergi. En förteckning över de elnätsbolag som ingår i undersökningen framgår av bilaga 1.

Tabell 1. Redovisad organisationsstruktur

	<i>Elnät MB</i>	<i>Elhandel MB</i>	<i>Antal MB</i>	<i>Summa</i>
Antal kunder <5 000	5	4	1	10
Antal kunder <20 000	16	7	5	28
Antal kunder <50 000	4	4	2	10
Antal kunder <50 001	1	3	4	8
	26	18	12	56

Av de 56 elnätsbolagen bedriver 26 bolag nätverksamheten i moderbolaget (MB). 21 av dessa bolag är förhållandevis små (mindre än 20 000 kunder). I de större bolagen (över 50 000 kunder), som vanligtvis även bedriver annan verksamhet än elnät och elhandel, återfinns elnätsverksamheten som regel i ett dotterbolag.

2.3 Förekomst av gemensam styrelse och/eller vd

- *I hur många fall har de vertikalt integrerade elhandelsbolagen gemensam styrelse och vd med ett nätverk?*

Av de koncerner som ingår i undersökningen har i 39 fall nätbolaget samma styrelse och vd som elhandelsbolaget.

Med gemensam styrelse avses att en majoritet av styrelseledamöterna är gemensamma. Att samtliga skulle vara gemensamma är ofta inte fallet då de anställdas styrelserepresentation inte är gemensamma i det fall såväl nät- som elhandelsbolaget har anställd personal.¹

¹ I ett fall har styrelse och vd ansetts gemensam trots att det inte funnits någon vd i elhandelsbolaget. Det gäller ett privatägt mindre bolag där vd i elnätsbolaget varit ende styrelseledamot i elhandelsbolaget.

Tabell 2. Förekomst av gemensam styrelse och/eller vd

	Gemensam styrelse och VD	Endast gemensam VD	Endast gemensam styrelse	Inget gemensamt	Summa
Antal kunder <5 000	9	0	0	1	10
Antal kunder <20 000	23	0	2	3	28
Antal kunder <50 000	5	2	0	3	10
Antal kunder <50 001	2	0	1	5	8
	39	2	3	12	56

- *Har de berörda företagen både gemensam vd och gemensam styrelse eller enbart ettdera? I förkommande fall anges om det rör sig om gemensam vd eller gemensam styrelse.*

Förutom att 39 koncerner har gemensam styrelse och vd har 2 koncerner gemensam vd men inte styrelse, och 3 gemensam styrelse men inte vd, dvs. totalt 44 koncerner har gemensam styrelse och/eller vd.

I de 2 koncerner med enbart gemensam vd rör det sig om förhållandevis stora kommunalt ägda koncerner. En tänkbar förklaring till att styrelsen inte är gemensam för nät- respektive elhandelsbolaget kan vara att kommunerna eftersträvat att fördela de olika uppdragen på så många ledamöter som möjligt.

När det gäller de 3 koncerner som har enbart gemensam styrelse är det i ett fall fråga om en koncern som har delägt elhandelsbolag med egen vd. I två fall rör det sig om nätverksamhet med egen vd.

2.3.1 Sambandet mellan gemensam styrelse/vd och storlek

Det är i första hand de mindre företagen som har gemensam styrelse och vd. Av de 39 koncernerna med gemensam styrelse och vd är det 32 – 82 procent – som har mindre än 20 000 elnätstkunder.

Av de större koncernerna med över 50 000 elnätstkunder är det endast 2 – av totalt 8 – som har gemensam styrelse och vd. Nätverksamheten är i dessa förhållandevis omfattande, vilket kan motivera en särskild ledning i form av vd. Dessutom är det bland de större koncernerna vanligare att elhandelsbolaget är delägt.

I de fall koncernerna inte har gemensam styrelse och vd finns ofta en viss personunion. Förutom att vd i moderbolaget är ord-

förande i styrelsen i dotterbolaget förekommer det att ledamöterna i dotterbolagets styrelse är anställda tjänstemän i koncernen.

Sammanfattningsvis kan konstateras att 44 koncerner har gemensam styrelse och/eller vd. 34 av dessa – 77 procent – har färre än 20 000 kunder. Av de 12 som inte har vare sig styrelse eller vd gemensamt är det 8 – 67 procent – som har fler än 20 000 kunder.

2.4 Ersättning till styrelse och vd

2.4.1 Bakgrund

Enligt aktiebolagslagen ska ersättning till styrelse och vd redovisas åtskild från övriga personalkostnader. Uppgifter om ersättningen till styrelse och/eller vd kan utelämnas i de fall att ingen ersättning har utgått.

Ersättningen till styrelse och vd redovisas med ett gemensamt belopp, någon uppdelning på styrelse respektive vd görs som regel inte. Merparten av ersättningen torde dock avse lön till vd.

I det fall något bolag vid sidan av vd även haft en vice vd ingår även ersättningen för denne.

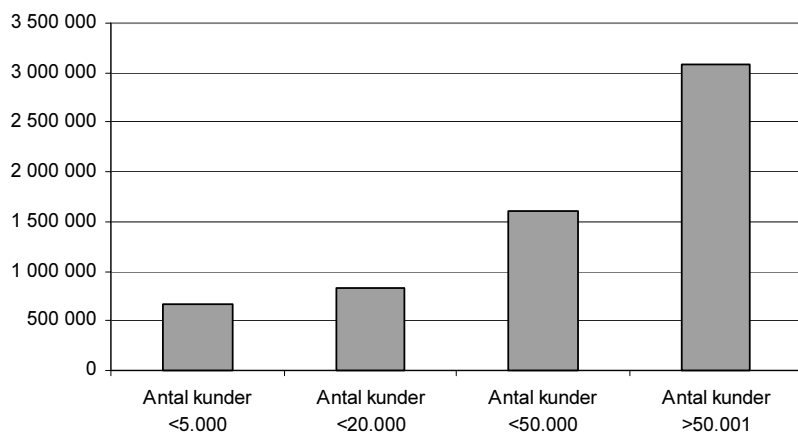
Uppgifter om ersättning till styrelse och vd kan beroende på koncernstruktur (se 2.1) anges i årsredovisningar för koncernen, moderbolag och dotterbolag. I samtliga fall anges ersättning till styrelse och vd för koncernen. Hur ersättningen sedan fördelats mellan de i koncernen ingående bolagen framgår i vissa fall endast indirekt och i vissa fall inte alls. I vissa fall svarar moderbolaget för dotterbolagets administration. Den ersättning moderbolaget får härför kan omfatta även ersättningar för dotterbolagets styrelse och vd. Storlek på ersättning för styrelse och vd anges dock inte explicit.

2.4.2 Ersättning till styrelse och vd enligt årsredovisningarna

För de 56 koncerner som ingår i undersökningen uppgick ersättningen till styrelse och vd år 2002 till i genomsnitt 1,2 miljoner kronor per koncern. Ersättningen varierar beroende på storlek. I koncerner med mindre än 5 000 elnätstkunder uppgick ersättningen till i genomsnitt 0,7 miljoner kronor, medan ersättningen i koncerner med mer än 50 000 elnätstkunder uppgick till i genomsnitt

drygt 3 miljoner kronor. I den förstnämnda gruppen är i regel styrelse och vd gemensam, vilket inte alltid är fallet i de större företagen. Ersättningen i de större koncernerna omfattar därför i regel ofta mer än en befattningshavare, dvs. vd i moderbolaget samt vd i ett eller flera dotterbolag.

Diagram 1. Genomsnittlig ersättning till styrelse och vd (koncernen)



- *Hur fördelar sig kostnaderna mellan nätföretag och elhandelsföretag vad gäller ersättning till vd och styrelse i de fall dessa är gemensamma?*

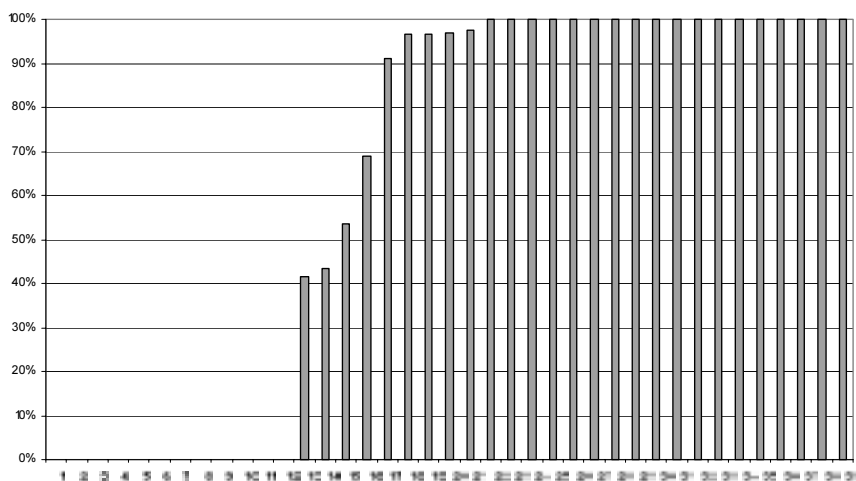
Styrelse och vd är gemensam i 39 av de 56 koncernerna. Ersättning till styrelse och vd i dessa 39 koncerner uppgick till totalt 29,5 miljoner kronor eller i genomsnitt 0,8 miljoner per koncern. De i koncernerna ingående nätbolagen redovisade ersättningar på totalt 17,6 miljoner kronor medan motsvarande för elhandelsbolagen var 7,7 miljoner kronor. Resterade del 4,2 miljoner avsåg annan verksamhet ingående i koncernerna eller där det inte varit möjligt att fördela ersättningar mellan nät- och elhandelsbolagen.

I 18 av nätbolagen, med gemensam styrelse och vd, var den redovisade ersättningen densamma som för koncernen (100 %) (se diagram 2). I flertalet av dessa fall är nätbolaget moderbolag och elhandelsbolaget dotterbolag utan anställd personal. I 9 nätbolag

motsvarade ersättningen 42 procent till 97 procent av den för koncernen redovisade ersättningen. För resterande 12 nätbolag:

- uppger 4 bolag att ersättningen redovisas i moderbolaget. Det framgår dock inte om och i så fall till hur stor del av ersättningen för styrelse och vd som avser nätbolaget.
- uppger 5 bolag att ingen eller nästan ingen ersättning har utbetalats.
- lämnar 3 bolag inga uppgifter om ersättning.

Diagram 2. Nätbolagets andel av ersättningen till styrelse och vd i koncernen



Det förhållandet att ersättningen inte redovisas i nätbolaget innebär inte att den redovisas i elhandelsbolaget. I några fall ägs nät- och elhandelsbolaget av ett holdingbolag i vilket ersättningen redovisas. Det kan vidare förekomma, som nämnts ovan, att särskild administrationsersättning betalas av dotterbolaget till moderbolaget. Elhandelsbolagets andel av kostnader för styrelse och vd kommenteras i nästkommande fråga.

Det är framförallt i de mindre koncernerna med upp till 20 000 kunder, som större delen av ersättningen till styrelse och vd redovisas i nätbolaget. Det är även dessa som vanligen är moderbolag i koncernerna.

- *Hur ofta förekommer det att nätföretaget bär hela eller en oproportionerligt stor del av kostnaderna för en sådan gemensam vd och/eller styrelse, (dvs. hur frekvent är detta beteende)?*

Ersättning till styrelse och vd redovisas i 19 fall endast i nätbolaget. I 11 fall redovisas ersättningen i såväl i nät- som elhandelsbolaget. För övriga 9 fall redovisas ersättning endast i elhandelsbolaget i 6 fall och i 3 fall i holdingbolaget.

Tabell 3. Redovisning av ersättningen till styrelse och vd

	<i>Ersättning redovisas i nät och elhandel</i>	<i>Ersättning redovisas endast i nät²</i>	<i>Ersättning redovisas endast i elhandel</i>	<i>Ersättning redovisas i holdingbolag</i>	<i>Summa</i>
Antal kunder <5 000	2	4	2	1	9
Antal kunder <20 000	6	13	3	1	23
Antal kunder <50 000	2	2	0	1	5
Antal kunder <50 001	1	0	1	0	2
	11	19	6	3	39

I de 11 bolagen varierar den totala ersättningen från knappt 500 tkr till 1 400 tkr för de olika nät- respektive elhandelsbolagen. I flertalet fall är nätbolagets andel av ersättningen större än bolagets andel av omsättningen.

Utöver de 39 koncerner med gemensam styrelse och vd finns 5 koncerner där antingen styrelse eller vd är gemensam, vilket framgår i tabell 5 och tabell 6. I inget av dessa fall bär nätbolaget hela eller en oproportionerligt stor del av kostnaderna. Jämförelserna mellan nätbolagets ersättningsandel och omsättningsandel visar en splittrad bild.

² I ett fall redovisas ersättningen som om den utgått endast i nätbolaget trots att en försumbar del (2 %) avser annan verksamhet.

Tabell 4. Redovisning av ersättningen till styrelse och vd i de 11 i koncernerna som redovisar ersättningen både i nät- och elhandelsbolaget

Bolag nr	Ersättning för styrelse och vd redovisat i nätbolaget	Ersättning för styrelse och vd redovisat i elhandelsbolaget	Ersättning för styrelse och vd redovisat i koncernen	Nätbolagets andel av koncernens ersättning	Nätbolagets andel av koncernens nettoomsättning
1	–	638 000	655 000	0 %	23 %
2	okänd	okänd	817 000	okänd	33 %
3	–	743 000	743 000	0 %	18 %
4	586 000	822 000	1 408 000	42 %	30 %
5	289 000	376 000	665 000	43 %	24 %
6	171 000	12 119	941 589	18 %	57 %
7	438 173	197 131	635 304	69 %	62 %
8	829 000	80 000	909 000	91 %	77 %
9	470 000	17 000	487 000	97 %	41 %
10	556 000	0	575 000	97 %	56 %
11	948 000	32 000	979 000	97 %	66 %

Tabell 5. Redovisning av ersättningen till styrelse och vd i de koncerner som endast har gemensam vd

Bolag nr	Ersättning för styrelse och vd redovisat i nätbolaget	Ersättning för styrelse och vd redovisat i elhandelsbolaget	Ersättning för styrelse och vd redovisat i koncernen	Nätbolagets andel av koncernens ersättning	Nätbolagets andel av koncernens nettoomsättning
1	68 700	751 600	820 000	8 %	28 %
2	277 000	1 362 000	1 639 000	17 %	18 %

Tabell 6. Redovisning av ersättningen till styrelse och vd i de koncerner som endast har gemensam styrelse

Bolag nr	Ersättning för styrelse och vd redovisat i nätbolaget	Ersättning för styrelse och vd redovisat i elhandelsbolaget	Ersättning för styrelse och vd redovisat i koncernen	Nätbolagets andel av koncernens ersättning	Nätbolagets andel av koncernens nettoomsättning
1 ³	3 000	15 000	1 327 000	0 %	7 %
2	93 000	998 000	1 091 000	9 %	3 %
3	638 000	1 323 000	1 323 000	48 %	19 %

³ Bolagets elnät ingick i moderbolaget fram till 2002-06-30. Därefter i ett dotterbolag.

- *Hur många nätföretag bekostar helt vd och styrelse?*

Undersökningen omfattar totalt 56 koncerner. I de 44 koncerner för vilka styrelse och/eller vd är gemensam bekostar nätbolaget i 19 fall helt styrelse och vd, se föregående sida.

- *Hur ser det ut i övriga fall?*

I de 12 koncerner, vilka saknar gemensam styrelse och/eller vd, bekostar i inget fall nätbolaget i sin helhet styrelse och vd, se tabell nedan. I ett fall är ersättningen som belastat elhandelsbolaget försumbar (16 000 kr).

Tabell 7. Redovisning av ersättningen till styrelse och vd i de koncerner som varken har gemensam styrelse eller vd

<i>Bolag nr</i>	<i>Ersättning för styrelse och vd redovisat i nätbolaget</i>	<i>Ersättning för styrelse och vd redovisat i elhandelsbolaget</i>	<i>Ersättning för styrelse och vd redovisat i koncernen</i>	<i>Nätbolagets andel av koncernens ersättning</i>
1	698 997	460 000	1 443 000	42 %
2	514 000	16 000	1 228 000	42 %
3	665 000	534 000	1 416 000	47 %
4	622 866	1 130 298	1 753 164	36 %
5	579 000	732 000	1 311 000	44 %
6	526 000	1 587 000	3 875 000	14 %
7	1 106 522	884 987	3 748 952	30 %
8	592 000	509 000	3 298 000	18 %
9	2 114 000	690 000	5 241 000	40 %
10	55 000	864 000	2 373 000	2 %
11	929 000	2 616 000	4 280 000	22 %
12	813 000	1 240 000	3 500 000	23 %

När de gäller de 44 koncerner för vilka styrelse och/eller vd är gemensam bekostar i 6 fall elhandelsbolaget styrelse och vd och i 3 fall de för nät- och elhandelsbolaget gemensamma moderbolaget.

2.4.3 Kostnad för styrelse och vd enligt årsrapporterna till STEM

Nätbolagen skall i de årsrapporter som lämnas till STEM uppge om för koncernen gemensamma kostnader fördelats mellan de i koncernen ingående bolagen och verksamheterna. Se 6 § Förordning

(1995:1145) om redovisning av nätverksamhet (bilaga 2) samt 4 § Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter om allmänna råd om ändring i Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter om allmänna råd (1995:1) om redovisning av nätverksamhet – NUTFS 1998:1 (bilaga 3).

Revisor ska även intyga att den avlämnade årsrapporten endast omfattar samtliga intäkter och kostnader samt tillgångar, avsättningar, skulder och eget kapital som har samband med den bedrivna verksamheten (NUTFS 1998:1 7 § Särskild granskning av nätverksamhet).

I årsrapporterna behöver endast anges hur de kostnader som nätverksamheten har gemensamt med övrig verksamhet fördelats. Inget krav ställs på att ersättning till styrelse och vd särskilt specificeras.

I koncernerna som har gemensam styrelse och vd framgår det av årsrapporten att för koncernen gemensamma kostnader fördelats. Det kan gälla kostnader för gemensam administration, kundtjänst m.m. Fördelningsnyckeltalen varierar då tillämpningsföreskrifterna lämnar stort utrymme att fördela kostnaderna.

Av de 19 nätbolagen som bär hela kostnaden för styrelse och vd framgår av årsrapporten att 8 bolag hänför en del av kostnaderna till annan verksamhet, t.ex. fjärrvärme eller via faktura till elhandelsverksamheten. Dessa 8 bolag fördelar mellan 20 procent till 66 procent av kostnaderna till andra koncernverksamheter.

2.4.4 Sammanfattning

Såsom ersättningar till styrelse och vd redovisas i de årsredovisningar som inlämnats till PRV bär nätbolaget hela eller en i förhållande till verksamheten stor del av kostnaderna för styrelse och vd i 19 av 39 bolag, dvs. 49 procent.

Av årsrapporterna till STEM framgår att i 8 av dessa bolag har kostnaderna fördelats mellan nätverksamhet och andra verksamheter som fjärrvärme och elhandel.

En säker slutsats kan inte dras ens för de återstående 11 bolagen då som tidigare nämnts, styrelse och vd ersättning kan ingå i dotterbolagens administrationsersättningar till moderbolaget. För övriga bolag är det svårt att dra någon säker slutsats även om ersättningens andel i flertalet fall är större än omsättningens andel.

För resterande 20 bolag är bilden splittrad. 11 bolag redovisar ersättning både i nät- och elhandelsbolag. I flertalet fall är nätbolagets andel av ersättningen större än andelen av omsättningen. 6 bolag redovisar ersättningen endast i elhandelsbolaget, och i tre fall endast i holdingbolaget.

2.5 Anställd personal

- *Hur fördelar sig antalet anställda mellan bolagen?*

I de vertikalt integrerade elhandelsbolagen i koncerner förekommer det att personal är anställd i endast ett av de bolag som ingår i koncernen. Så är fallet i 23 koncerner av de 56 koncernerna som ingår i undersökningen. I 21 av dessa 23 är personalen anställd i nätbolaget och i 2 är personalen anställd i elhandelsbolaget.

I 33 av koncernerna är personalen anställd i såväl nätbolaget som elhandelsbolaget. Det gäller framförallt de större koncernerna (>20 000 kunder).

Tabell 8. Fördelning av antalet anställda mellan bolagen

	<i>Personal anställd både i elnäts- och elhandelsbolaget</i>	<i>Personal anställd i endast elnätsbolaget</i>	<i>Personal anställd i endast elhandelsbolaget</i>	<i>Summa</i>
Antal kunder <5 000	3	6	1	10
Antal kunder <20 000	14	14	0	28
Antal kunder <50 000	9	1	0	10
Antal kunder <50 001	7	0	1	8
	33	21	2	56

3 Sammanfattning

- Totalt 56 bolag som bedriver nätverksamhet ingår i koncerner i vilka även ingår elhandelsbolag ("vertikalt integrerade elhandelsbolag"). Vissa avgränsningar har gjorts i urvalet, bland annat har nätbolag som ingår i Vattenfall, Fortum, Sydkraft och Graninge utelämnats.

Nätbolagen har i genomsnitt knappt 25 000 kunder. Till vertikalt integrerade elhandelsbolag som ingår i undersökningen räknas emellertid även förhållandevis stora företag som Göteborgs Energi, Mälarkraft, Tekniska verken i Linköping samt Öresundskraft.

- 39 av nätbolagen har såväl gemensam styrelse som vd. 32 av dessa är förhållandevis små företag med mindre än 20 000 nät-kunder. 2 bolag har enbart gemensam vd medan 3 bolag har enbart gemensam styrelse.
- För de 39 nätbolag där styrelsen och vd är gemensam med i koncernen ingående elhandelsbolag bär nätbolagen i 19 fall hela eller en oproportionellt stor del av ersättningen till styrelse och vd, enligt de årsredovisningar som lämnats till PRV. Av årsrapporterna framgår att i 8 av dessa bolag har kostnaderna fördelats mellan nätverksamhet och andra verksamheter som fjärrvärme och elhandel.

En säker slutsats kan inte dras ens för de återstående 11 bolagen då som tidigare nämnts styrelse och vd ersättning kan ingå i dotterbolagens administrationsersättningar till moderbolaget.

För resterande 20 bolag är bilden splittrad. 11 bolag redovisar ersättning både i nät- och elhandelsbolag. I flertalet fall är nätbolagets andel av ersättningen större än andel av omsättningen. 6 bolag redovisar ersättningen endast i elhandelsbolaget, och i tre fall endast i holdingbolaget.

- Av de 56 koncerner som ingår i undersökningen har 33 koncerner (59 %) personal anställd i såväl nät- som elhandelsbolaget. I 21 fall (38 %) är all personal anställd i nätbolaget och i 2 fall (4 %) i elhandelsbolaget.

Bilaga 1 Elnätsföretag i undersökningen

Elnätbolag i undersökningen

AB Vetlanda Energi
Alingsås Energi Nät
Almnäs Bruk
Alvesta Elnät
Bengtstors Energi Nät AB
Bodens Energi Nät AB
Borlänge Energi AB, Elnätsverksamheten
Dala Elnät
Elektra Nät
Elverket Vallentuna AB
Energiverken i Halmstad Elnät AB
Eskilstuna Energi & Miljö Elnät AB
Falkenberg Energi AB
Gislaved Energi AB
Göteborg Energi Nät AB
Habo Kraft AB
Herrljunga Elektriska AB
Hjo Energi AB
Härjeåns Nät AB
Jämtkraft Elnät AB
Jönköping Energi Nät AB
Karlsborgs Energi AB
Karlshamn Energi AB
Karlskoga Elnät AB
Karlskrona Affärsverk AB
Karlstads Elnät AB
Linde Energi AB
Linköping Kraftnät AB
Ljusdal Elnät AB
Luleå Energi Elnät AB
Lunds Energi Elnät AB
Mälarenergi elnät AB
Mölnadal Energi Nät AB
Norrtälje Energi AB
Näckåns Elnät AB

Nässjö Affärsverk AB
Oskarshamn Energi Nät AB
Pite Energi AB
Ringsjö Energi AB
Sala-Heby Energi AB
Skellefteå Kraft Elnät AB
SEVAB Nät AB
Skånska Energi Nät AB
Sollentuna Energi AB
Sperlingsholms Kraftlednings AB
Staffanstorps Energi AB
Sölvesborg Energi och Vatten AB
Telge Energi AB
Tranås Energi AB
Umeå Energi AB
Varberg Energi AB
Vimmerby Energi AB
Värnamo Elnät AB
Åkab Nät och Skog AB
Öresundskraft AB
Övik Energi Nät AB

Elnätbolag som exkluderats ifrån undersökningen

AB Kramfors Energiverk
Ale Elförening ek.
Arvika Elnät
Bergs Tingslags Elektriska AB
Birka Nät AB
Birka Nät AB
Bjäre Kraft EF
Bjärke Energi EF
Björklinge Energi EF
Björnekull Energi AB
Blåsjön Nät
Boo Energi EF
Borgholm Energi Elnät AB
Borås Energi Nät
Brittedals ELNÄT EF
Bromölla Energi AB

C4 Elnät AB
Carlfors Bruk E. Björklund & Co KB
Degerfors Energi
Ekerö Energi
Ekfors Kraft AB
Eksjö Elnät
Emmaboda Elnät AB
Envikens Elnät AB
Falbygdens Energi AB
Falu Elverk AB
Filipstad Energinät AB
Gagnefs Elverk AB
Gotlands Energiverk AB
Graninge Elnät AB
Graninge Elnät Nord AB
Graninge Enköping Elnät AB
Graninge Järfälla Elnät AB
Graninge Kalmar Energi AB
Graninge Mälarkraft AB
Graninge Roslags Energi AB
Graninge Sollefteå Elnät AB
Grästorps Energi ek.för
Gävle Energi AB
Götene E.D.F Elföreningen EF
Hallstaviks Elverk ek.för
Hamra Besparingsskog
Hedemora Energi AB
Hedesunda Elektriska AB
Hjärtums Elförening EF
Hofors Elverk AB
Härnösand Elnät AB
Härryda Energi AB
Höganäs Energi AB
Höörs Energiverk (kommun)
Jukkasjärvi Sock.Belysför upa
Katrineholm Energi AB
Katrineholm Energi AB
Kommunal Teknik Trelleborg
KREAB Blekinge AB
KREAB Energi AB
KREAB Torsås AB

Kristinehamn Energi Elnät AB
Kungälv Energi AB
Kviinge El Ekonomisk förening
Kvänumbygdens Energi EF
Landskrona kommun
Larvs Elektriska Distributionsförening
Leksand-Rättvik Elnät AB
Lerum Energi AB
Lidköpings Elverks nätverksamhet
Ljungby Energinät AB
LJW Nät HB
LKAB Nät AB
LKAB Nät AB
Lycksele Elnät AB
Lysekils Energi AB
Malungs Elnät AB
Mariestad Töreboda Energi AB
Mellersta Skånes Kraft EF
Mjölby Kraftnät AB
Nacka Energi AB
Nora Bergslags Energi AB
Nors o Segerstads El.förening
Nossebroortens Energi EK förening
NVSH Energi AB
Nybro Elnät AB
Nynäshamn Energi AB
Närkes Kils Elektriska EF
Ockelbo Kraft AB
Olofströms Kraft AB
Olseröds Elektriska Distributionsför u.p.a
Oxelö Energi AB
Partille Energi AB
Ronneby Miljö o Teknik AB
Ryssa Elverk AB
Rödeby Elverk EF
Sandhult-Sandareds Elektriska EF
Sandviken Energi Elnät AB
Sjogerstads Elektriska Distr EF
Sjöbo Elnät AB
Skara Energi AB
Skurups Elverk (kommun)

Skövde Elnät (kommun)
Smedjebacken Energi Nät AB
Sundsvall Energi Elnät AB
Sydkraft Elnät Billeberga AB
Sydkraft Elnät Hässleholm AB
Sydkraft Elnät Lessebo AB
Sydkraft Elnät Malmö AB
Sydkraft Elnät Mälardalen AB
Sydkraft Elnät Nord AB
Sydkraft Elnät Osby AB
Sydkraft Elnät Syd AB
Sydkraft Elnät Syd AB
Sydkraft Kungsbacka AB
Sydkraft Östnät AB
Sydkraft Östnät VSÅ AB
Sydkraft Östnät VSÅ AB
Säffle-Årjäng Elnät AB
Sävsjö Energi AB
Söderhamn Elnät AB
Södra Hallands Kraftförening upa
Teknik Väsby AB
Tibro Elnät
Tidaholms Elnät
Tidaholms Energi AB
Trollhättan Energi AB
Töre Energi Ekonomiska Förening
Töreboda Energi AB
Uddevalla Energi AB
Ulricehamns Energi AB
Uppvidinge Eldistribution AB
Vaggeryds Kommuns Elverk
Vallebygdens Energi EF
Varabygdens Energi EF
Varbergssortens Elkraft EF
Vattenfall Östnät AB
Viggafors Elektriska andelsförening
Vinninge Elektriska Förening EF
Vattenfall Norrnät AB
Vattenfall Sveanät AB
Vattenfall Väsnät AB
Västbo Kraft AB

Västerbergslagens Elnät AB
Västerviks Kraft Elnät AB
Västra Orusts Energitjänst EF
Växjö Energi Elnät AB
Ystad Energi AB
Ålem Energi AB
Ånge Elnät AB
Årsunda Kraft & Belysningsförening
Ängelholms Energi AB
Österfärnebo El EF
Österlens Kraft EF
Österlens Kraft Produktion AB
Östernärkes Kraft AB
Östra Kinds Elkraft EF

Bilaga 2 Förförordning (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet

Inledande bestämmelse

1 § Enligt 3 kap. 2 § ellagen (1997:857) skall nätverksamhet ekonomiskt redovisas skilt från annan verksamhet. Redovisningen skall, enligt 3 kap. 5 § första stycket ellagen, särskilt granskas av revisor. Denna förordning innehåller närmare föreskrifter om sådan redovisning och revision. Med nätmyndighet avses i förordningen nätmyndigheten enligt 1 kap. 6 § ellagen. Förordning (1997:865).

Redovisning av nätverksamhet

Årsrapport

2 § Den som bedriver nätverksamhet skall särskilt för nätverksamheten upprätta årsrapport för varje räkenskapsår. Denna består av balansräkning, resultaträkning, noter och förvaltningsberättelse. I årsrapporten skall även ingå en finansieringsanalys om det krävs enligt

3 § I årsrapporten skall balansräkning och resultaträkning från närmast föregående räkenskapsår ingå, sammanställda så att de är jämförbara med motsvarande redovisning för året. Årsrapporten skall i övrigt upprättas enligt god redovisningssed som den tillämpas av aktiebolag. I en bilaga till förvaltningsberättelsen skall en särskild rapport bifogas. Den särskilda rapporten skall innehålla uppgifter som behövs för att bedöma skäligheten i nättariffer samt för att kunna jämföra olika nätverksamheter. Förordning (1997:865).

3 a § Årsrapporten skall innehålla en finansieringsanalys om

1. nettovärdet av nätverksamhetens tillgångar enligt balansräkningarna för de två senaste räkenskapsåren överstiger ett gränobelopp som motsvarar 1 000 gånger det basbelopp enligt lagen (1962:381) om allmän försäkring som gällde under den sista månaden av respektive räkenskapsår,

2. antalet anställda i nätverksamheten under de två senaste räkenskapsåren i medeltal överstigit 200, eller

3. nätverksamheten bedrivs i aktiebolag och bolagets aktier eller skuldebrev är noterade vid en börs eller auktoriserad marknadsplats. I finansieringsanalysen skall nätverksamhetens investeringar och finansiering under räkenskapsåret redovisas. Förordning (1997:865).

4 § I årsrapporten skall upplysning lämnas om koncernbidrag till eller från det företag som bedriver nätverksamheten samt uppgift om ägartillskott i den mån det berör nätverksamheten.

4 a § I noter till årsrapporten skall upplysning lämnas om följande uppgifter angående sådana företag som nämns i 1 kap. 5 § årsredovisningslagen (1995:1554) (intresseföretag).

1. Inköp och försäljning avseende intresseföretag.
2. Intäkter från övriga värdepapper och fordringar avseende intresseföretag som utgör anläggningstillgångar.
3. Övriga ränteintäkter och liknande intäkter som härrör från intresseföretag.
4. Räntekostnader och liknande kostnader avseende intresseföretag.
5. Andelar i intresseföretag som avser kortfristiga placeringar.
6. Ställda säkerheter och ansvarsförbindelser till förmån för intresseföretag. Förordning (1999:11).

5 § har upphävts genom förordning (1997:865).

Årsrapportens utformning

6 § Samtliga till nätverksamheten direkt hänförliga intäkter och kostnader skall redovisas i resultaträkningen. Om nätverksamhet bedrivs tillsammans med annan verksamhet, skall gemensamma intäkter och kostnader redovisas efter fördelning enligt adekvata och dokumenterade fördelningsgrunder på ett sätt som ger en rättvisande bild av nätverksamheten.

7 § Samtliga till nätverksamheten direkt hänförliga tillgångar, avsättningar och skulder samt eget kapital skall redovisas i balansräkningen. Tillgångar, avsättningar och skulder samt eget kapital

som är gemensamma för nätverksamheten och annan verksamhet skall fördelas enligt adekvata och dokumenterade fördelningsgrunder mellan rörelsegrenarna på ett sätt som ger en rättvisande bild av nätverksamheten. Förordning (1997:865).

7 a § I de fall god redovisningssed som den tillämpas av aktiebolag innebär andra värderingsprinciper i årsrapporten än vad som gäller i den officiella årsredovisningen skall uppgift lämnas om vilka justeringar som skett av värdena samt orsaken till justeringen. Förordning (1999:11).

8 § I förvaltningsberättelsen skall upplysningar lämnas dels om sådana förhållanden som är viktiga för bedömningen av nätverksamhetens ställning och resultat men som inte skall redovisas i resultaträkning eller balansräkning, dels om händelser som inträffat under räkenskapsåret eller därefter om de är av väsentlig betydelse för nätverksamheten. Förordning (1997:865).

Anläggningsregister

9 § Ett anläggningsregister för nätverksamheten skall upprättas och hållas aktuellt. Registret skall upprättas enligt god redovisningssed som den tillämpas av aktiebolag och för varje tillgång, som helt eller delvis är avsedd att stadigvarande brukas eller innehas i nätverksamheten, innehålla uppgift om anskaffningstidpunkt, anskaffningsvärde, avskrivningsplan, årets planemått och ackumulerade planemått avskrivningar. Nätmyndigheten får i det enskilda fallet medge undantag från föreskriften i första stycket. Särskilda bestämmelser för vissa former av nätverksamhet

9 a § Årsrapport skall upprättas för varje nätkoncession för område. Om nätmyndigheten, enligt 3 kap. 3 § första stycket ellagen (1997:857), har beslutat att flera nätkoncessioner för område skall redovisas samlat skall dock en årsrapport upprättas för samtliga nätkoncessioner för område som omfattas av nätmyndighetens beslut. Förordning (2002:692).

10 § Om en nätkoncessionshavare, som redovisar flera nätkoncessioner för område samlat med stöd av ett beslut enligt 3 kap. 3 § första stycket ellagen (1997:857), övergår till redovisning av ett

eller flera koncessionsområden för sig, skall han på begäran av nätmyndigheten kunna visa dels hur anläggningstillgångarnas plan- enliga restvärde har fördelats på vart och ett av de berörda koncessionsområdena, dels hur kostnaderna för avskrivning och ränta har beräknats för vart och ett av de berörda koncessionsområdena. Förordning (2002:692).

11 § Om en nätkoncession för linje avser en ledning som organisatoriskt och tekniskt ingår i ett nät som innehas med stöd av nätkoncession för område och som helt är belägen inom koncessionsområdet, skall redovisningen av nätkoncessionen för område även innefatta nätkoncessionen för linje. Förordning (1997:865).

12 § Vid redovisning av nätverksamhet som avser regionledningar skall av nätkoncessionshavarens redovisning framgå

1. kostnader för varje anslutning till annan nätkoncessionshavares ledning, ställverk eller anslutning direkt till en transformator fördelade på varje region enligt 4 kap. 8 § andra stycket ellagen (1997:857),
2. kostnader för varje nedtransformering, och
3. övriga kostnader inom varje normalt spänningsintervall för nätkoncessionshavarens samtliga regionledningar. Förordning (2002:692). Särskild granskning av nätverksamhet

13 § Revisor som granskar redovisning av nätverksamhet enligt 3 kap. 5 § ellagen (1997:857) skall vara auktoriserad eller godkänd. Om nätverksamhet bedrivs tillsammans med annan verksamhet och den samlade verksamheten enligt de föreskrifter som gäller för associationsformen skall granskas av minst en auktoriserad revisor, skall den revisor som granskar nätverksamheten vara auktoriserad. Nätmyndigheten får i det enskilda fallet medge undantag från föreskriften i första stycket, om inte företaget enligt annan lagstiftning är skyldigt att ha auktoriserad eller godkänd revisor. Förordning (1997:865).

14 § Årsrapportshandlingarna för nätverksamheten skall senast fem månader efter räkenskapsårets utgång avlämnas till revisor för sådan granskning som avses i 15 §.

15 § Revisorn skall i det intyg som skall ges in till nätmyndigheten enligt 3 kap. 5 § andra stycket ellagen (1997:857) ange om årsrapporten upprättats enligt gällande föreskrifter och i överensstämmelse med god redovisningssed som den tillämpas av aktiebolag. Sedan revisorn slutfört sin granskning skall han teckna en hänvisning till intyget på årsrapporten. Revisorns granskning omfattar inte den särskilda rapport som enligt 2 § skall biläggas förvaltningsberättelsen. Förordning (1997:865).

Insändande av årsrapportshandlingar m.m.

16 § Bestyrkt kopia av årsrapporten samt revisorsintyg skall ha kommit in till nätmyndigheten senast sju månader efter räkenskapsårets utgång. Årsrapporten skall skrivas under av samtliga behöriga ställföreträdare för det företag som driver nätverksamheten, med angivande av dagen för underskrift. Förordning (1997:865).

Bemyndiganden

17 § Nätmyndigheten får meddela närmare föreskrifter om

1. hur anläggningstillgångar skall specificeras,
2. kompletterande noter om fördelningsprinciper, principer för intern prissättning och metoder för gränsdragning mellan underhåll och investering,
3. upprättande av nyckeltal för avkastningsmått och finansiella mått, och
4. de uppgifter som skall ingå i den särskilda rapport som skall bifogas förvaltningsberättelsen, såsom ekonomiska uppgifter, uppgifter om leveranssäkerhet, nättäthet, personalresurser och de uppgifter i övrigt som behövs för att kunna jämföra olika nätverksamheter. Förordning (2002:692).

Överklagande

18 § Nätmyndighetens beslut enligt denna förordning får inte överklagas. Förordning (1998:1151).

Övergångsbestämmelser

1997:865

Denna förordning träder i kraft den 1 januari 1998 och tillämpas första gången i fråga om årsrapport för nätverksamhet avseende det räkenskapsår som inleds närmast efter den 31 december 1997.

1998:1151

Denna förordning träder i kraft den 1 oktober 1998. Äldre föreskrifter gäller fortfarande i fråga om överklagande av beslut som har meddelats före ikraftträdandet

1999:11

Denna förordning träder i kraft den 3 februari 1999 och tillämpas första gången i fråga om årsrapport för nätverksamhet avseende det räkenskapsår som inleds närmast efter den 31 december 1998.

Bilaga 3 NUTFS 1998:1 Föreskrifter och allmänna råd om ändring av föreskrifter och allmänna råd (1995:1) om r...

Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd om ändring i Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd (1995:1) om redovisning av nätverksamhet;

beslutade den 10 december 1997.

Med stöd av 17 § förordningen (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet meddelar Nätmyndigheten vid Närings- och teknikutvecklingsverket följande föreskrifter och allmänna råd. Nätmyndigheten vid Närings- och teknikutvecklingsverket föreskriver att 1, 3–7 §§ skall ha nedanstående lydelse. NUTFS 1995:1 har härefter följande lydelse.

Inledande bestämmelser

1 § I dessa föreskrifter ges bestämmelser om redovisning av nätverksamhet i enlighet med 3 kap. 4 § ellagen (1997:857).

Redovisning av nätverksamhet

Årsrapport

Allmänt om årsrapport

2 § Uppgifter som lämnas i årsrapport avseende nätkoncession för område skall även innefatta sådan nätkoncession för linje som avses i 11 § förordningen (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet.

3 § Det skall framgå vilket eller vilka anläggningsnummer för nätkoncession för område respektive för nätkoncession för linje som uppgifterna i årsrapporten avser.

Balansräkning

Allmänt råd om schema för balansräkning. Följande schema för balansräkning bör i tillämpliga delar följas för nätverksamheten. Schemat följer Föreningen Auktoriserade Revisorers FARS vägledning för uppställning av balansräkning.

TILLGÅNGAR

Tecknat men ej inbetalt kapital

Anläggningstillgångar

Immateriella anläggningstillgångar

Balanserade utgifter för forsknings- och utvecklingsarbeten och liknande arbeten

Koncessioner, patent, licenser, varumärken samt liknande rättigheter Hyresrätter och liknande rättigheter

Goodwill Förskott avseende immateriella anläggningstillgångar

Materiella anläggningstillgångar

Byggnader och mark

Maskiner och andra tekniska anläggningar

Inventarier, verktyg och installationer

Pågående nyanläggningar och förskott avseende materiella anläggningstillgångar

Finansiella anläggningstillgångar

Andelar i koncernföretag

Fordringar hos koncernföretag

Andelar i intresseföretag

Fordringar hos intresseföretag

Andra långfristiga värdepappersinnehav

Lån till delägare eller till delägare närstående

Andra långfristiga fordringar

Omsättningstillgångar

Varulager m.m.

Råvaror och förnödenheter
Varor under tillverkning
Färdiga varor och handelsvaror
Pågående arbete för annans räkning
Förskott till leverantörer

Kortfristiga fordringar

Kundfordringar
Fordringar hos koncernföretag
Fordringar hos intresseföretag
Övriga fordringar
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter

Kortfristiga placeringar

Andelar i koncernföretag Egna aktier
Övriga kortfristiga placeringar

Kassa och bank**EGET KAPITAL OCH SKULDER****EGET kapital⁴****Bundet eget kapital**

Aktiekapital
Överkursfond
Uppskrivningsfond
Reservfond

Fritt eget kapital

Balanserad vinst eller förlust
Årets resultat

Obeskattade reserver

⁴ Vad gäller eget kapital bör anpassning ske till den fördelning av eget kapital som gäller för den juridiska person i vilken nätverksamhet bedrivs.

Avsättningar

Avsättningar för pensioner och liknande förpliktelser
Avsättningar för skatter
Övriga avsättningar

Långfristiga skulder

Obligationslån
Skulder till kreditinstitut
Skulder till koncernföretag
Skulder till intresseföretag
Övriga skulder

Kortfristiga skulder

Skulder till kreditinstitut
Förskott från kunder (får även redovisas som avdragspost under Varulager m.m.)
Leverantörsskulder
Växelskulder
Skulder till koncernföretag
Skulder till intresseföretag
Skatteskulder
Övriga skulder
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter

POSTER INOM LINJEN⁵**Ställda säkerheter och ansvarsförbindelser**

Panter och därmed jämförliga säkerheter som har ställts för egna skulder och för förpliktelser som redovisas som avsättningar, varje slag för sig
Övriga ställda panter och därmed jämförliga säkerheter, varje slag för sig

Ansvarsförbindelser

Pensionsförpliktelser som inte har upptagits bland skulderna eller avsättningarna och som inte heller har täckning i pensionsstiftelses förmögenhet
Övriga ansvarsförbindelser

⁵ Vad gäller poster inom linjen avses den juridiska personens inom linjen poster och inte bara nätverksamhetens.

Resultaträkning

Allmänt råd om schema för resultaträkning. Schemat för kostnadslagsindelad resultaträkning bör i tillämpliga delar följas för nätverksamheten. Schemat följer Föreningen Auktoriserade Revisorers FARS vägledning för kostnadslagsindelad resultaträkning.

Schema för kostnadslagsindelad resultaträkning

Nettoomsättning Förändring av lager av produkter i arbete, färdiga varor och pågående arbete för annan räkning
Aktiverat arbete för egen räkning
Övriga rörelseintäkter

Rörelsens kostnader

Råvaror och förnödenheter Handelsvaror Övriga externa kostnader
Personalkostnader
Avskrivningar och vedskrivningar (samt återföringar därav) av materiella och immateriella anläggningstillgångar
Nedskrivningar av omsättningstillgångar utöver normala vedskrivningar
Jämförelsestörande poster
Övriga rörelsekostnader

Rörelseresultat

Resultat från finansiella investeringar:

Resultat från andelar i koncernföretag Resultat från andelar i intresseföretag
Resultat från övriga värdepapper och fordringar som är anläggningstillgångar (med särskild uppgift om intäkter från koncernföretag)
Övriga ränteintäkter och liknande resultatposter (med särskild uppgift om intäkter från koncernföretag)
Räntekostnader och liknande resultatposter (med särskild uppgift om kostnader avseende koncernföretag)

Resultat efter finansiella poster

Extraordinära intäkter Extraordinära kostnader Bokslutsdispositioner Skatt på årets resultat (inkomstskatter, betalda och latent)
Övriga skatter

Årets resultatNoter

Allmänt råd om tilläggsupplysningar för anläggningstillgångar. Enligt 5 kap. 3 § årsredovisningslagen (1995:1554) skall tilläggsuppgifter lämnas om varje post som tas upp som anläggningstillgång i balansräkningen. Dessa poster bör specificeras enligt följande.

Ingående anskaffningsvärde	x
Inköp	x
Försäljningar/utrangeringar	x
Omklassificeringar	x
Utgående ackumulerade anskaffningsvärden	x
Ingående avskrivningar	x
Försäljningar/utrangeringar	x
Omklassificeringar	x
Årets avskrivningar	x
Utgående ackumulerade avskrivningar	x
Ingående uppskrivningar	x
Försäljningar/utrangeringar	x
Omklassificeringar	x
Årets uppskrivningar	x
Årets nedskrivningar	x
Årets avskrivningar på uppskrivet belopp	x
Utgående ackumulerade uppskrivningar netto	x
Ingående nedskrivningar	x
Försäljningar/utrangeringar	x
Återförd vedskrivning	x
Omklassificeringar	x
Årets vedskrivningar (anskaffningsvärde)	x
Utgående ackumulerade vedskrivningar (anskaffningsvärde)	x
Utgående planenligt restvärde	x

4 § I noter skall följande tilläggsupplysningar lämnas:

1. Beskrivning av de principer som använts för att till nätverkssamheten fördela intäkter och kostnader samt tillgångar, skulder, avsättningar, obeskattade reserver och eget kapital som ej är direkt hänförliga till specifik rörelsegren.

Beskrivning av de principer som använts för intern prissättning av varor och tjänster som berör nätverksamheten, mellan såväl koncernbolag som rörelsegränser.

Beskrivning av de metoder som använts för gränsdagning mellan underhållskostnader och investeringar. Vid kombinerat underhåll och värdehöjande förbättring skall de principer som använts för gränsdragning mellan underhållskostnader och investeringar beskrivas.

2. Specifikation av immateriella och materiella tillgångar per balansdagen i tillämpliga delar enligt nedan:

<i>Belopp i tkr</i> <i>Anläggningsskategorier</i>	<i>Anskaff-</i> <i>ningar</i>	<i>Uppskriv-</i> <i>ningar</i>	<i>Nedskriv-</i> <i>-</i> <i>ningar</i>	<i>Ackumulerade</i> <i>planenliga</i> <i>avskrivningar</i>	<i>Planenligt</i> <i>restvärde</i>
Balanserade utgifter för forsknings- och utvecklingsarbeten och liknande arbeten					
Koncessioner, patent, licenser, varumärken samt liknande rättigheter					
Hyresrätter och liknande rättigheter					
Goodwill					
Förskott avseende immateriella anläggningstillgångar					
Summa immateriella anläggningstillgångar					
Eldistributionsanläggningar och mätare					
Elproduktionsanläggningar					
Byggnader och mark					
Maskiner och andra tekniska anläggningar					
Inventarier verktyg och installationer					
Pågående nyanläggningar och förskott avseende materiella anläggnings- anläggningar					
Summa materiella anläggningstillgångar					
Total					

I posterna eldistributionsanläggningar och mätare samt elproduktionsanläggningar skall samtliga maskiner och andra tekniska anläggningar samt inventarier, verktyg och installationer som avser eldistribution respektive elproduktion ingå bland maskiner och andra tekniska anläggningar samt inventarier, verktyg och installationer skall endast de anläggningstillgångar som ej avser eldistributionsanläggningar och mätare samt elproduktionsanläggningar redovisas. Ingår eldistributionsanläggningar och elproduktionsanläggningar i byggnader och mark skall uppgift lämnas härom. Planenlig avskrivningstid samt bedömd ekonomisk livslängd, skall anges för respektive anläggningskategori tillsammans med betydelsefulla ändringar i avskrivningsprinciperna.

3. Specifikation över planenligt restvärde per balansdagen för eldistributionsanläggningar och mätare i tillämpliga delar enligt nedan.

<i>Belopp i tkr</i> <i>Anläggningskategori</i>	<i>Anskaffnings-</i> <i>värde</i>	<i>Akkumulerade</i> <i>avskrivningar</i> <i>enligt plan</i>	<i>Planenligt</i> <i>restvärde</i>
Mätare och styrutrustning			
Ledningar inom lokalnät, lågspänning inkl. kabelskåp			
Ledningar inom lokalnät, högspänning ^{*)}			
Nätstationer i lokalnät			
Mottagnings- och fördelningsstationer anslutna till lokalnät			
Regionnätledning			
Regionstationer exkl. transformatorer			
Transformatorer i regionnät Ledningar inom storkraftnät Stamstationer			
Övrigt (skall specificeras)			
Summa			

^{*)} Om nätkoncession för linje ingår i nät som innehas med stöd av nätkoncession för område enligt 11 § förordningen (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet, skall denna inkluderas i posten ledningar inom lokalnät, högspänning.

I förekommande fall skall, för varje anläggningskategori enligt ovan, även specificeras årets uppskrivningar och nedskrivningar.

Planenlig avskrivningstid samt bedömd ekonomisk livslängd, skall anges för respektive anläggningskategori tillsammans med betydelsefulla ändringar i avskrivningsprinciperna.

Allmänt råd och specifikation av eldistributionsanläggningar och mätare. Föreligger svårigheter att för tid före 1 januari 1996 rekonstruera värden och uppgifter avseende eldistributionsanläggningar och mätare enligt ovan, kan schabloner enligt adekvata och dokumenterade fördelningsgrunder användas för att specificera anläggningstillgångarna.

4. Specifikation över planenligt restvärde per balansdagen för elproduktionsanläggningar i tillämpliga delar enligt nedan.

<i>Belopp i tkr</i> <i>Anläggningskategori</i>	<i>Anskaffnings-</i> <i>värde</i>	<i>Ackumulerade</i> <i>avskrivningar</i> <i>enligt plan</i>	<i>Planenligt</i> <i>restvärde</i>
Elproduktionsanläggningar, uteslutande avsedda för att täcka nätförluster			
Mobila reservkraftaggregat, avsedda för tillfälligt bruk vid elavbrott			
Summa			

Förvaltningsberättelse

5 § I förvaltningsberättelsen skall nyckeltal redovisas i en flerårsöversikt för minst de senaste fem åren. Översikten skall upprättas i enlighet med de redovisningsprinciper som tillämpas i den senaste årsrapporten, om inte sådan omräkning är förenad med särskilda svårigheter. Tillämpas olika redovisningsprinciper i flerårsöversikten skall upplysning härom lämnas. För tid före den 1 januari 1996 behöver flerårsöversikt inte redovisas. Översikten skall innehålla följande nyckeltal:

1. Avkastning på sysselsatt kapital (%)
2. Avkastning på eget kapital (%)
3. Avkastning på totalt kapital (%)
4. Räntetäckningsgrad (%)
5. Kassaflöde före förändring i rörelsekapital och investeringar (%)
6. Kassaflöde före investeringar (tkr)
7. Kassaflöde efter investeringar (tkr)
8. Självfinansieringsgrad (%)

Följande definitioner skall användas för nyckeltalen:

1. Avkastning på sysselsatt kapital. Resultat efter finansiella poster plus finansiella kostnader i procent av genomsnittligt sysselsatt kapital. Genomsnittet beräknas normalt som genomsnittet av in- och utgående balans. Finansiella kostnader inkluderar räntekostnader, valutakursdifferenser på lån och andra finansiella kostnader. Sysselsatt kapital avser balansomslutningen minskad med icke räntebärande skulder inklusive latent skatteskulder i obeskattade reserver.

2. Avkastning på eget kapital. Resultat efter finansiella poster i procent av genomsnittligt justerat eget kapital. Genomsnittet beräknas normalt som genomsnittet av in- och utgående balans. Resultatet beräknas efter avdrag för full skatt (betald skatt plus andel av bokslutsdispositionerna baserad på den aktuella skattesatsen) och minoritetsandel och inklusive andel i intressebolags vinst efter full skatt. I det egna kapitalet inkluderas andel i intressebolags justerade egna kapital men ej minoritetsandelar.

3. Avkastning på totalt kapital. Resultat efter finansiella poster plus finansiella kostnader i procent av genomsnittlig balansomslutning. Genomsnittet beräknas normalt som genomsnittet av in- och utgående balans. Finansiella kostnader inkluderar räntekostnader, valutakursdifferenser på lån och andra finansiella kostnader.

4. Räntetäckningsgrad. Resultat efter finansiella poster plus finansiella kostnader dividerat med finansiella kostnader. Bland finansiella kostnader inräknas kursförluster på utlandslån eftersom dessa ses som en form av räntekostnad.

5. Kassaflöde före förändring i rörelsekapital och investeringar. Rörelseresultat plus avskrivningar plus finansiella intäkter minus finansiella kostnader, plusminus andra justeringar minus betald skatt.

6. Kassaflöde före investeringar. Kassaflöde före förändring i rörelsekapital och investeringar plusminus förändring i rörelsekapital (exklusive likvida medel och räntebärande poster) dvs. kundfordringar, varulager, andra icke finansiella omsättningstillgångar, leverantörsskulder och andra kortfristiga räntefria rörelseskulder.

7. Kassaflöde efter investeringar. Kassaflöde före investeringar minus nettoinvesteringar i anläggningstillgångar, dvs. direkta investeringar i anläggningstillgångar, t.ex. fastigheter och maskiner, direkta försäljningar av anläggningstillgångar, investeringar i finansiella anläggningstillgångar, försäljning av finansiella anläggningstillgångar, investeringar i dotterbolagsaktier samt försäljningar av dotterbolagsaktier.

8. Självfinansieringsgrad. Kassaflöde före investeringar dividerat med investeringar.

6 § För nätkoncession för område skall den särskilda rapport som bifogas förvaltningsberättelsen innehålla följande information.

1. Identitetsfaktorer

Anläggningar

- 1.1 Ledningslängd lågspänning fördelad på luftledning och jordkabel, inklusive serviser (km).
- 1.2 Ledningslängd högspänning fördelad på luftledning och jordkabel, inklusive serviser (km)
- 1.3 Antal nätstationer samt total installerad transformatoreffekt i nätstationerna.

Med lågspänning avses spänning som nominellt uppgår till högst 1 000 volt växelspanning mellan friledare. Är den nominella spänningen högre än vad som nu sagts, benämns den högspänning.

Nätabonnemang

- 1.4 Totalt antal abonnemang i inmatningspunkt
- 1.5 Antal abonnemang för inmatning från småskaliga elproduktionsanläggningar
- 1.6 Antal abonnemang i gränspunkt
- 1.7 Totalt antal högspänningsabonnemang i uttagspunkt
- 1.8 Totalt antal lågspänningsabonnemang i uttagspunkt
- 1.9 Antal abonnemang i uttagspunkt med leverans som inte sker med stöd av leveranskoncession fördelat på högspänning respektive lågspänning.

Överföring

- 1.10 Nätets sammanlagda abonnerade effekt (MW)
- 1.11 Maximalt överförd effekt (MW)

- 1.12 Inmatad energi från småskaliga elproduktionsanläggningarna (MWh)
- 1.13 Överförd energi exklusive nätförluster fördelat på högspänning och lågspänning (MWh)
- 1.14 Medelvärde av de senaste 5 årens nätförluster (%)
- 1.15 Under året inköpt energi för att täcka nätförluster (MWh)
- 1.16 Under året producerad energi för att täcka nätförluster (MWh)

Med sammanlagd abonnerad effekt avses avtalad effekt för inmatning i inmatningspunkt och gränspunkt. Maximalt överförd effekt avser årets högsta värde under en timme.

2. Intäkter
 - 2.1 Intäkter från abonnemang fördelat på inmatningspunkt och gränspunkt (tkr)
 - 2.2 Intäkter från högspänningsabonnemang i uttagspunkt (tkr)
 - 2.3 Intäkter från lågspänningsabonnemang i uttagspunkt (tkr)
3. Kostnader
 - 3.1 Kostnader för abonnemang till överliggande och angränsande nät (tkr)
 - 3.2 Kostnader för drift och underhåll (tkr)
 - 3.3 Kostnader för mätning och rapportering (tkr)
 - 3.4 Kostnader för att täcka nätförluster fördelat på inköp och egen produktion (tkr)
 - 3.5 Ersättning till innehavare av produktionsanläggning för inmatning av el enligt 3 kap. 15 § ellagen (1997:857) (tkr)

Allmänt råd om kostnader för drift och underhåll. Kostnaderna för drift och underhåll bör fördelas på kostnader för drift och beredskap respektive kostnader för förebyggande underhåll

4. Nyckeltal

Nätavgifter för typkunder uttryckt i öre/kWh

- 4.1 Lägenhet med årsförbrukning 2 000 kWh, säkringsstorlek 16 A
- 4.2 Villa med årsförbrukning 5 000 kWh, säkringsstorlek 16 A
- 4.3 Villa med årsförbrukning 20 000 kWh, säkringsstorlek 20 A

- 4.4 Abonnent som bedriver jord- och/eller skogsbruk jämte anslutet hushåll med årsförbrukning 30 000 kWh, säkringsstorlek 35 A
- 4.5 Näringsverksamhet med årsförbrukning 100 MWh, säkringsstorlek 50 A
- 4.6 Småindustri eller motsvarande med årsförbrukning 350 MWh, effekt 100 kW alternativt 160 A
- 4.7 Mellanstor industri med årsförbrukning 5 000 MWh, effekt 1 MW
- 4.8 Elintensiv industri med årsförbrukning 140 000 MWh, effekt 20 MW

Med nätavgift avses summan av fast avgift och rörlig avgift. I fall då det förekommer flera alternativa nättariffer för typkunden avses det för typkunden mest fördelaktiga alternativet. Med effekt för respektive typkund avses abonnerad effekt.

Överföringskostnad

- 4.9 Överföringskostnad per överförd energimängd (öre/kWh)

Överföringskostnad avser summan av rörelsekostnad och avskrivningar enligt plan.

Leveranssäkerhet

- 4.10 Avbrottsfrekvens fördelad på aviserade och oaviserade avbrott
- 4.11 Medelavbrottstid fördelad på aviserade och oaviserade avbrott
- 4.12 Avbrottsfrekvens och medelavbrottstid orsakad av störning i överliggande nät respektive produktionsanläggning
- 4.13 Särskilda händelser gällande leveranssäkerheten som t.ex. storstörning eller onormalt långa avbrott

Ett avbrott definieras som en händelse när en abonnent eller abonnentgrupp är spänningslös längre än 3 minuter. Avbrottsfrekvensen beräknas som antal avbrott dividerat med antal abonnemang. Medelavbrottstid definieras som summa abonnentavbrottstid dividerat med antal abonnemang. Abonnentavbrottstiden beräknas som produkten av avbrottets varaktighet och antal spänningslösa abonnemang vid avbrottstillfället. Summan abonnent-

avbrottstid avser abonnentavbrottstiden för samtliga under året inträffade avbrott.

Allmänt råd om avbrottsfrekvens och medelavbrottstid. Avbrottsfrekvens och medelavbrottstid bör anges för högspänning respektive lågspänning.

7 § För nätkoncessioner för linje avseende regionnät skall den särskilda rapport som bifogas förvaltningsberättelsen innehålla följande information.

Med regionnät avses ledningar där spänningen understiger 220 kV vilka används för överföring av el mellan regioner och områden och som utnyttjas med stöd av nätkoncession för linje.

1. Identitetsfaktorer

Anläggningar

- 1.1 Ledningslängd luftledning per spänningsintervall (km)
- 1.2 Ledningslängd jordkabel per spänningsintervall (km). Fördelningen skall göras för intervallen 130–70 kV och 50–20 kV.

Nätabonnemang

- 1.3 Totalt antal abonnemang för inmatning från produktionsanläggningar
- 1.4 Antal abonnemang för inmatning från småskaliga elproduktionsanläggningar
- 1.5 Totalt antal abonnemang i gränspunkt
- 1.6 Totalt antal abonnemang i uttagspunkt

För definitioner hänvisas till förordningen (1995:1179) om mätning och rapportering av överförd el.

Överföring

- 1.7 Sammanlagd abonnerad effekt (MW)
- 1.8 Maximalt överförd effekt (MW)
- 1.9 Inmatad energi från småskaliga elproduktionsanläggningar (MWh)
- 1.10 Överförd energi exklusive nätförluster (MWh)
- 1.11 Nätförluster (MWh)
- 1.12 Nätförluster (%)
- 1.13 Under året inköpt energi för att täcka nätförluster (MWh)

Med sammanlagd abonnerad effekt avses avtalad effekt för inmatning i inmatningspunkt och gränspunkt. Maximalt överförd effekt avser årets högsta värde under en timme.

2. Intäkter
 - 2.1 Intäkter från abonnemang i inmatningspunkt och gränspunkt (tkr)
 - 2.2 Intäkter från abonnemang i uttagpunkt (tkr)
3. Kostnader
 - 3.1 Kostnader för anslutning till överliggande och angränsande nät (tkr)
 - 3.2 Kostnader för drift och underhåll (tkr)
 - 3.3 Kostnader för mätning och rapportering (tkr)
 - 3.4 Kostnader för att täcka nätförluster fördelat på inköp och egen produktion (tkr)

Allmänt råd om kostnader för drift och underhåll. Kostnaderna för drift och underhåll bör fördelas på kostnader för drift och beredskap respektive kostnader för förebyggande underhåll.

4. Nyckeltal

Nätpriser för typkunder uttryckt i öre/kWh

 - 4.1 Mellanstor industri med årsförbrukning 5 000 MWh, effekt 1 MW
 - 4.2 Elintensiv industri med årsförbrukning 140 000 MWh, effekt 20 MW
 - 4.3 Stor elintensiv industri på 130 kV med årsförbrukning 500 000 MWh, effekt 66 MW. Om motsvarande typkund eller nät inte finns inom verksamheten skall detta anges. med nätavgift avses summan av fast avgift och rörlig avgift. I fall då det förekommer flera alternativa nättariffer för typkunden avses det för typkunden mest fördelaktiga alternativet. med effekt för respektive typkund avses abonnerad effekt.

Överföringskostnad

- 4.4 Överföringskostnad per överförd energimängd (öre/kWh)

Överföringskostnad avser summan av rörelsekostnad och avskrivningar enligt plan.

Leveranssäkerhet

- 4.5 Avbrottsfrekvens

4.6 Genomsnittlig avbrottstid (AIT)

4.7 Icke-levererad energi (ENS)

Ett avbrott definieras som en händelse när en abonnent eller abonnentgrupp är spänningslös längre än 3 minuter. Avbrottsfrekvensen beräknas som antal avbrott dividerat med antal abonnemang. Övriga uppgifter upprättas enligt UNIPED:s definitioner. Genomsnittlig avbrottstid (Average Interruption lime) beräknas som $8760 \cdot 60 \cdot \text{ENS} / \text{AD}$, där AD (Annual demand) motsvarar årlig överförd energi. ENS aser Energy not supplied.

Särskild granskning av nätverksamhet

Allmänt råd om utformande av revisorsintyg avseende årsrapport för nätverksamhet

Intyg

för (den som bidriver nätverksamhet NN) avseende årsrapport beträffande nätverksamheten för räkenskapsåret 19xx.

I egenskap av revisor(er) i NN har jag (vi) granskat NN:s årsredovisning för år 19xx i enlighet med god revisionssed och avlämnat revisionsberättelse 19xx–xx.

Årsrapporten är upprättad enligt 3 kap. 1–3 §§ ellagen (1997:857), förordningen (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet och föreskriften (NUTFS 1995:1, 2–5 §§) om redovisning av nätverksamhet och har hämtats ur NN:s räkenskaper som har granskats av mig (oss).

Vid granskningen har inte framkommit något som tyder på att NN:s redovisningsrutiner och internkontrollsystem inte är så utformade att den avlämnade årsrapporten endast omfattar samtliga intäkter och kostnader samt tillgångar, avsättningar och skulder samt eget kapital som har samband med den bedrivna nätverksamheten.

/alternativt/ Granskningen föranleder följande kommentarer/anmärkningar:

Datum

Namnförtydligande

Auktoriserade) revisorer)/godkänd(a) revisor(er)

Övriga bestämmelser

8 § Nätmyndigheten kan efter ansökan medge dispens från dessa föreskrifter om särskilda skäl föreligger.

Dessa föreskrifter⁶ och allmänna råd träder i kraft den 1 januari 1996.

Dessa föreskrifter⁷ träder i kraft den 3 februari 1998 och skall tillämpas första gången i fråga om årsrapport för nätverksamhet avseende det räkenskapsår som inleds närmast efter den 31 december 1997.

BO LINDÖRN

Ulrika Sigerud (Chefsjurist)

Information om NUTFS

Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd kan beställas hos NUTEK Förlag, Trycksaksexpeditionen, fax 08-681 92 05.

⁶ NUTES 1995:1.

⁷ NUTES 1998:1 13.

Rapport 5

Kortfattad beskrivning av förslag till reformer av elmarknaden

Av Gunnar Fabricius
Svenska Kraftbörsen AB

Innehåll

Inledning	341
lakttagelser som leder fram till reformförslaget	341
Inledande slutsatser och reformförslag	342
Förväntad handel med pridförsäkringar	342
Intressanta utvecklingsmöjligheter i övrigt	346
Några reflexioner över nuvarande modell	348
Svar på specifika frågor	349

Inledning

Detta PM syftar till att på uppdrag av El och gasmarknadsutredningen kortfattat beskriva av den s.k. Fabriciusmodellen för den svenska elmarknaden. Tonvikten har lagts på att beskriva huvuddrag och principer snarare än detaljer. I det avslutande avsnittet besvaras dock ett antal särskilt angivna frågeställningar på detaljnivå.

Till fördelarna med reformen hör att väsentliga avigsidor med den nuvarande marknaden bortfaller om förslaget genomförs. Ett sparsmakat urval av dessa nackdelar redovisas i det näst sista avsnittet.

Iakttagelser som leder fram till reformförslaget

Handeln med el är ledningsbunden. Fysisk el kan endast säljas av producenter och köpas av konsumenter (som kan mata in respektive ta ut el ur nätet).

En absolut förutsättning för elmarknadens funktion är att det råder balans mellan den sammanlagda inmatningen och det sammanlagda uttaget av el. Inmatningen och uttaget måste därför relateras till ett gemensamt referenspris som skapar balans.

För att garantera timvis balans måste ett jämviktspris etableras per timme och alla säljare och köpare måste utväxla el till det priset. Fysisk el kan därmed i realiteten inte handlas bilateralt utan endast i en gemensam transaktion där alla utbyter el med alla.

Det samlade intresset av att producera och konsumera el bör utgöra underlag när jämviktspriset skapas. Prisbildningen måste ske genom ett auktionsförfarande. Ett och samma pris gäller då för alla parter.

Producenter kan som regel lämna egna bud till auktionsförfarandet i och med att de kan planera sin produktion.

I princip omfattas konsumenter (hushåll och företag) av reformen. Konsumenter kan generellt inte lämna egna bud (själva poängen med en ledningsbunden marknad är att de ska kunna använda den el som de i varje tillfälle har behov av). Det är dock konsumenternas samlade efterfrågan som ligger till grund för pris-

bildningen. Efterfrågan prognostiseras bäst¹ centralt och med utgångspunkt från aggregerad information om aktuell förbrukning.

När elen prissätts per timme måste konsumenternas förbrukning avräknas per timme. Ej timmätta konsumenter kan avräknas efter den timvisa schablonprofilen i respektive nätområde.

Inledande slutsatser och reformförslag

Elnätet ger direkt tillgång till handel med fysisk el. Anslutna producenter och konsumenter handlar i princip samma el, till samma pris per timme. Priset bestäms på spotmarknaden och styrs av tillgång och efterfrågan. Handeln med el kan därmed renodlas och förenklas.

Svenska Kraftnät bör svara för att prognostisera den samlade efterfrågan och lämna underlag till prisbildningen för svenskt prisområde på Nord Pool. Nätbolagen bör ha som uppgift att transferera betalningar för inköp av el från konsumenterna till spotmarknaden. En ändamålsenlig lösning kan vara att nätbolagen debiteras spotpris för inmatad el och debiterar konsumenterna spotpris för uttagen el och nätförluster, i tillägg till nätavgiften. Nätverksamhet får inte samordnas² med verksamhet som bedriver handel med eller försäljning av pridförsäkringar på el.

Resultatet blir att handeln med el för konsumenternas del kommer att uppfattas som en helt igenom fysisk företeelse. Nätet ger dem access till marknaden. De handlar el genom att trycka på strömbrytaren, per objekt³ som kopplas in på nätet.

Även för producenternas del är det fråga om att handla fysisk el genom att koppla in och styra objekt, men med utgångspunkt från resultatet av budgivningen på spotmarknaden.

Förväntad handel med pridförsäkringar

En av de stora poängerna med reformförslaget är att regelverket endast ska omfatta den renodlade handeln med el. Handeln med och utformningen av pridförsäkringar ska inte läsas av lagstift-

¹ Prognosnoggrannheten ökar p.g.a. sammanlagringsfördelar och att mer aktuell och aggregerad information om förbrukningen kan användas som underlag.

² Detta bör även innefatta rapportering av mätvärden mellan nätbolag och andra än konsumenter.

³ Med objekt avses här alla elektriska apparater och anläggningar som för konsumenternas del förbrukar och för producenternas del producerar el.

ningen utan fritt kunna utvecklas och anpassas till marknadsaktörernas behov. Detta är alltså endast ett försök att beskriva en förväntad utveckling av en prisförsäkringshandel.

Utgångspunkten är att prisförsäkringar handlas för att fylla ett behov. Vi utgår från att prisförsäkringarna handlas mellan marknadens konsumenter och producenter därför att de har ett ömsesidigt behov av att minska sina risker. Frågan är då vilket behov konsumenterna och producenterna har av prisförsäkringar när de i utgångsläget handlar el per objekt. Det borde bero på vilka prisrisker som uppstår när olika objekt manövreras.

Till att börja kan man konstatera att det inte borde finnas något behov av att prisförsäkra ett mindre antal små objekt, helt enkelt därför att de manövreras utan nämnvärda prisrisker. Det skulle rimligen innebära att vanliga småkonsumenter inte har anledning att skaffa sig några prisförsäkringar. Ett enklare och billigare sätt för små konsumenter att hantera sina ytterst begränsade prisrisker är att undvika att slå på alltför många strömbrytare när priset är högt.

Bland vanliga konsumenter är det i första hand de som har elvärme som kan behöva fundera på att prisförsäkra sig. De riskerar att använda relativt sett mycket effekt samtidigt som priset kan vara högt. Ett lämpligt alternativ skulle då kunna vara att köpa en takprisförsäkring som ger en ekonomisk kompensation (beräknad utifrån den prisförsäkrade effekten) när spotpriset överstiger takpriset. En villaägare skulle exempelvis kunna prisförsäkra 10 kW elvärme mot priser som överstiger 40 öre/kWh och för detta betala en begränsad premie. När priset understiger 40 öre/kWh sker ingen kompensation, vilket vi antar är acceptabelt för villaägaren.

Stora företag och industrier använder i normalfallet en hög effekt mer kontinuerligt dvs. när priserna kan vara både höga och låga. Därför kan det finnas anledning att använda en prisförsäkring som har samma kontinuerliga funktion i förhållande till spotpriset. Stora förbrukare använder förmodligen fastpriskontrakt, som låser priset för en viss effekt på en viss nivå.

Köparen av ett fastpriskontrakt behöver till skillnad från köparen av takpris inte betala någon premie till säljaren. Orsaken är att köparen och säljaren i fastpriskontraktet har en ömsesidig betalningsförpliktelse till varandra, köparen när spotpriset är lägre och säljaren när spotpriset är högre än det fasta priset. Det är också anledningen till att fastpris bara används för att prisförsäkra objekt som används kontinuerligt. Exempelvis skulle ett fastpriskontrakt

på 25 öre/kWh för 10 kW elvärme inte vara speciellt fördelaktigt för köparen när spotpriset understiger 25 och elvärmens samtidigt är avstängd.

Även objekt i form av produktionsanläggningar har ett varierande behov av prisskydd beroende på vilka möjligheter de har att producera el i förhållande till spotpriset.

Ett värmekraftverk av kondensstyp kan startas när priset överstiger den rörliga produktionskostnaden. Problemet är att den rörliga kostnaden ofta kan vara förhållandevis hög. Det är därför osäkert om anläggningen kan köras och generera några intäkter. Samtidigt vill ägaren säkerställa intäkter motsvarande de fasta kostnaderna för anläggningen. Lösningen är att sälja takprisförsäkringar med ett takpris som överensstämmer med den rörliga kostnaden. Takpriset innebär i och för sig en betalningsförpliktelse till köparen när priset överstiger takpriset. Om anläggningen faktiskt körs kan emellertid den rörliga intäkten (spotpriset minus den rörliga kostnaden) användas för att täcka kostnaderna för betalningsförpliktelsen. Vinsten för säljaren är den fasta premieintäkten vid försäljningen av försäkringen, som ska täcka de fasta kostnaderna.

Kärnkraftverk är värmekraftverk av kondensstyp med förhållandevis låga rörliga kostnader. I normalfallet understiger de rörliga kostnaderna nivån på marknadens fastpriskontrakt. Det borde i utgångsläget innebära att kärnkraftägaren både kan sälja takprisförsäkringar och fastpriskontrakt. Omständigheterna för kärnkraft är dock lite speciella i och med att anläggningarna är så stora. Vad händer om ett kärnkraftverk drabbas av en längre driftstörning? Eller ännu värre, om SKI meddelar att en hel grupp kärnkraftverk måste stängas av och kontrolleras under en längre period. Spotpriset rakar då i höjden och med detta följer ökade betalningsförpliktelser samtidigt som produktionen står. Försäljningen av de nämnda kontrakten kan alltså innebära ett ökat risktagande och för en kärnkraftproducent, tvärt emot avsikten. Ett alternativ som innebär minskad risk är att istället köpa en golvprisförsäkring. Den kan skydda mot extrema lågpriser under våtår och för detta betalar kärnkraftproducenten en begränsad premie till säljaren av golvpriset.

Vattenkraftverk löper generellt sett risken att producera som mest när spotpriset är lågt och som minst när det är högt. I vilken omfattning beror på möjligheterna att magasinera vatten. Det kan därför vara oklokt av vattenkraftproducenten att ta på sig betalningsförpliktelser vid högpris för mer än effektkapaciteten under

ett torrår. Frågan är om dock om vattenkraftproducenten alls skulle sälja prisförsäkringar som begränsar möjligheterna att utnyttja magasinet och sälja vattnet till högsta spotpris. Det leder inte nödvändigtvis till minskad risk. Ett alternativ som innebär minskad risk är att istället köpa en golvprisförsäkring som skyddar mot låga spotpriser.

Vindkraft kan bara producera el när det blåser. Då kan priset vara lågt. När det inte blåser kan priset vara högt. Även för vindkraftproducenten torde alltså det mest intressanta alternativet vara att köpa golvpris.

Det finns alltså bland producenter ett tämligen varierande behov av prisförsäkringar. Dessutom ett anmärkningsvärt behov av att köpa golvpris.

Vi återkommer nu till konsumentens sida. Golvpris måste nämligen generellt säljas av konsumenter. De byter därmed möjligheten att köpa el till ett lägre pris än golvpriset mot en fast premieintäkt. Framförallt bör det finnas ett intresse av att sälja golvpris hos förbrukare som investerat i anläggningar som bara är lönsamma när priset understiger en viss nivå. När priset överstiger nivån har de flexibilitet att helt enkelt stänga ner sin produktion. Ett speciellt stort intresse borde finnas hos förbrukare vars "break-even" hamnar under nivån på fastpriskontrakt. Antag exempelvis att en industri kan producera sin vara med vinst vid ett elpris på under 20 öre/kWh. Det är osäkert om priset kommer ner till den nivån men företaget vill ändå försöka säkra en fast intäkt för att täcka fasta kostnader. Typiska säljare av golvpris skulle vara extremt elintensiva verksamheter med stor flexibilitet i konsumtionen av el. Exempel är vissa smältverk och en stor mängd elpannor.

Man kan även ställa sig frågan vem som säljer fastpriskontrakt. Förmodligen finns det trots allt ett intresse hos vattenkraftproducenter att sälja fastpris upp till effektkapaciteten under torrår. Värme- och kärnkraftverk med låga rörliga kostnader som inte har några högprisrisker är givna säljare. Det är möjligt att vissa kärnkraftverk kan tillhöra den kategorin om det tecknar en separat avbrottsförsäkring. Andra kärnkraftverk kan troligtvis bedöma de ovan nämnda riskerna som små och se stora fördelar med försäljning av fastpriskontrakt.

Det finns en intressant symmetri i hur objekt på konsument- och producentsidan som manövreras på samma sätt relativt spotpriset kan utbyta risk med hjälp av en viss typ av prisförsäkring. För objekt som slås på när spotpriset överstiger en viss nivå verkar

det lämpligt att utbyta risk med hjälp av takprisförsäkringar. Kontinuerligt påslagna objekt handlar fastpriskontrakt. Objekt som slås på när spotpriset understiger en viss nivå handlar golvpris. Om el handlas per objekt öppnas en ny marknad för behovsstyrd riskhantering.

Prisförsäkringar som utgår från ett behov på objektnivå kan också ha andra fördelar. Framförallt är det förhållandevis enkelt att bestämma prisförsäkrad effekt. Ett objekt förbrukar ofta en förutsägbar effekt vid takpriset eller golvpriset i en försäkring.

När mängderna är bestämda kan prisförsäkringarna avräknas enbart med hjälp av information om spotpriset. Handeln med prisförsäkringar kan därmed standardiseras, vilket leder till låga transaktionskostnader och hög konkurrens. Det vanliga finansiella systemet kan användas för att förmedla och avräkna även prisförsäkringar på el, med betydande effektivitetsvinster som följd.

Handeln med och försäljning av prisförsäkringar bör regleras av värdepapperslagstiftningen.

Intressanta utvecklingsmöjligheter i övrigt

Spotmarknaden

Med central prognostisering baserad på aktuell information om den faktiska förbrukningen kan tiden mellan prognos, prisbildning och leveranstimme kortas. Idag görs prognoser för nästkommande dygn med hjälp av föregående dygns förbrukning. Med central prognostisering borde det vara möjligt att minska tidsskillnaden till någon timme. En bättre fungerande prisbalansering på spotmarknaden borde leda till minskade resurskrav för frekvensbalanseringen på reglermarknaden. Långsiktigt bör det finnas ytterligare möjligheter att närma sig en prisbildning i realtid på spotmarknaden.

Det finns sannolikt möjligheter att avskaffa kravet på säkerheter för handel med fysisk el på spotmarknaden när nätbolagen sköter transfereringen av betalningar från konsumenterna.

Prisspridning

Reformen innebär att alla aktörer handlar till ett och samma pris per timme. Därmed blir det enkelt att distribuera information om det aktuella priset till konsumenterna. En lämplig metod kan vara

att sprida priset via radions rikstäckande FM-band. Det kan då avkodas med hjälp av enkla och billiga radiomottagare för visning och styrning av förbrukning i princip var som helst hos en elanvändare.

Mätning

Efter reformen behöver mätarna endast läsas av inför fakturering av konsumenternas förbrukning. Det minskar komplexiteten och kommunikationsbehoven i de mätsystem som installeras. Den samhällsekonomiska vinsten av att installera timregistrerande elmätare blir väsentligt större eftersom det är timmätning i kombination med leverans till spotpris som skapar verkliga incitament till effektiv elanvändning.

Effektiv elanvändning

Handel till spotpris, direkt tillgång till aktuell prisinformation, utbyggd timregistrerande elmätning och en fungerande prisbildning på effekt bör skapa helt nya möjligheter att utveckla ny teknik för effektiv elanvändning.

Nättariffer

Efter reformen bör en sakligt grundad nättariff enbart utgöras av en fast årsavgift som är relaterad till konsumentens maximala effektuttag.

Konkurrensregler

Konkurrensen med avseende på fysisk el skapas enbart i prisbildningen på spotmarknaden. Frågan är därför om det är speciellt relevant att tillämpa den allmänna konkurrenslagstiftningen på elmarknaden. Ett bättre alternativ skulle kunna vara att utveckla speciella budregler för att säkerställa en genomlyst och trovärdig prisbildning på spotmarknaden.

Elskatt

Ett av motiven till den föreslagna reformen är att skapa en marknad med prisbildning på effekt istället för energi. Därför kan det finnas skäl att analysera om det finns möjligheter förändra dagens energiskatt i fasta ören/kWh till en skattesats som relateras till det löpande spotpriset.

Några reflexioner över nuvarande modell

Det grundläggande problemet med den nuvarande ellagen är att den faktiskt inte syftar till att konsumenterna ska köpa el. Istället syftar den till att de ska köpa en viss typ av pridförsäkringar. Konkurrens ska enligt den nuvarande modellen skapas genom att "välja leverantör". Ett leverantörsbyte leder dock inte till någon bättre konkurrens med avseende på handel med fysisk el. För konsumenternas del kan dock elmarknaden skenbart uppfattas som fungerande. En konsument som byter får ett lägre pris än om han inte byter. Orsaken är att lagstiftningen infört ett tvång för alla konsumenter att teckna "elavtal". Detta kan sedan utnyttjas till att mjölka passiva konsumenter på pengar. Frågan är om inte ellagen därmed i princip bryter mot en annan lag, nämligen konsumentköplagen som förbjuder negativa försäljningsklausuler.

De pridförsäkringar som lagstiftarna har förutsatt att konsumenterna ska köpa ska avräknas mot i efterhand uppmätt förbrukning. Det utmynnar i modellen med konkurrens genom leverantörsbyten och handel med elavtal. Ett elavtal omfattar all el som levereras fram till att avtalet löper ut. Det skapar en konceptuell bild av handel med energi och en valsituation där det framstår som mycket enklare att jämföra fasta priser mot varandra. Regelverket skapar på så sätt en marknad för pridförsäkringar med fast pris på energi.⁴

De framreglerade pridförsäkringarna skapar ett fundamentalt effektbalansproblem. När konsumenterna handlar el till fast pris saknar de incitament att anpassa förbrukningen till spotpriset. Man kan säga att konsumenterna kan handla effekt gratis. Problemet förvärras av att passiva lågförbrukande konsumenter subventionerar aktiva konsumenter som byter leverantör. Konsumenter som förbrukar stora mängder effekt kan på så sätt handla effekt gratis till ett förhållandevis lågt energipris. När marknaden börjar närma

⁴ Energi i meningen all energi som levereras i avtalet.

sig effektbrist kan en ond cirkel uppstå. Effektbrist bör leda till stigande spotpriser, ett ökat intresset av att handla energi till fast pris och ytterligare förvärrad effektbrist.

På en marknad med kostnadsfri tillgång till effekt går det inte att introducera nya avtal som tar betalt för effekt. Därmed saknas både incitament att spara på effekt för konsumenterna och marknadsmässiga möjligheter att ta betalt för investeringar i effektproduktion. Lagstiftningen låser på så sätt marknaden till en avtalsform som kan resultera i marknadskollaps, alternativt höga kostnader för att undvika en kollaps. Det kan vara värt att notera att universallösningen bättre mätning inte hjälper om konsumenterna fortsätter att handla energi till fast pris.

Handeln med ”fast pris på energi” återförsäkras av elsäljarna genom att avspegla det fasta priset i finansiella fastpriskontrakt (terminer). Dessa omsätts sedan för att hantera ”volymrisken” som uppstår på grund av konsumenternas varierande förbrukning. Den framreglerade avtalsformen för slutkunder cementerar därmed även den finansiella delen av elmarknaden. Den finansiella handeln omsätter idag i stort sett enbart fastpriskontrakt. För flertalet av de olika produktionsslagen på marknaden finns det därmed inga lämpliga pridförsäkringskontrakt och inga möjligheter att effektivt hantera risk per produktionsanläggning. Det ökar risken för producenter som bara har en typ av produktionsanläggningar. Följden blir att producenter gärna bildar allt större koncerner med ”en väl balanserad produktionsmix”. För att bekosta denna konsolidering erfordras mycket pengar, vilken man kan hämta hem genom att köpa kundmassa och konsolidera även nät- och elsäljardelen av elmarknaden. Allt detta på grund av den nuvarande elmarknadens funktionssätt.

Svar på specifika frågor

Kan modellen införas enbart på den svenska elmarknaden?

Tanken är naturligtvis att om detta är en effektiv modell så kommer den att implementeras inte bara i Sverige utan även i de andra nordiska länderna. Speciellt med tanke på de intressanta möjligheterna till att utväxla risk mellan olika nordiska aktörer. Om modellen införs enbart i Sverige så kommer svenska konsumenter handla el till spotpris. I tillägg handlar basindustri förmodligen

fastpris (terminer) och elvärmekonsumenter takprisförsäkringar. Handeln med takpris bör säkerställa tillräcklig effektkapacitet vid höglast. Sammantaget bör det leda till ökade incitament att minska effektanvändningen vid höga spotpriser.

Med en kombination av mycket elvärme och fasta priser bidrar förmodligen den svenska marknaden idag särskilt mycket till effektproblem i det nordiska elsystemet. Effektproblemet borde inte förvärras för Nordisk del om reformen införs ensidigt i Sverige. Frågan är om andra länder kan utnyttja en ensidig reform och vara free-riders på att svenska konsumenter betalar för effekt. Det borde inte vara så. Genom att köpa takprisförsäkringar betalar svenska konsumenter bara för sina egna behov, inte för andras behov av effektkapacitet.

Den fysiska handeln med el över gränserna borde inte påverkas på något anmärkningsvärt sätt. Befintlig produktion körs mot spotpris i respektive prisområde. Minskat maximalt effektuttag i Sverige skulle möjligen minska problemen med flaskhalsar i höglastsituationer.

Det är inte helt lätt att spekulera i vad som händer med den finansiella handeln "över gränserna". Generellt bör reformen leda till en ökad finansiell handel över gränserna. En marknad öppnas för prisförsäkringar som det finns behov av att utväxla mellan olika aktörer i olika länder. Elmarknaden öppnas dessutom för finansiella aktörer på ett helt annat sätt än idag. Å andra sidan driver dagens handel med fastprisavtal för slutkunder upp handeln med terminsavtal på Nord Pool. Frågan är dock i vilken omfattning som denna kan betecknas som en handel över någon gräns.

Den europeiska marknaden kan knappast påverkas av några reformer i Sverige eller i Norden. Den nordiska elmarknaden omsätter upp till cirka 70 000 MW medan den fysiska överföringskapaciteten till kontinenten begränsas till några tusen MW.

Omfattar modellen enbart handel på Nord Pool eller omfattas även handel på andra, eventuellt framtida, spotmarknader?

En slutsats av resonemanget om elmarknadens funktion är att auktionsförfarandet på Nord Pool ensamt bör svara för prisbalanseringen på elmarknaden. Spotmarknaden bör ha monopol på prisbildning med avseende på fysisk el. Det finns som tidigare nämnts också intressanta möjligheter att utveckla spotmarknaden

mot en prisbildning i realtid, om den i högre grad samordnas med systemansvaret. Det bör alltså av ett flertal skäl inte finnas något utrymme för någon annan spotmarknad än Nord Pool eller motsvarande. Elbas bör kunna avskaffas.

Hur påverkas stora elköpare (exempelvis industriföretags) möjligheter att sluta bilaterala avtal med elproducenter?

En av de stora poängerna med reformen är att verkligen frikoppla handeln med fysisk el från handeln med pridförsäkringar. I praktiken sker frikopplingen genom att nätbolagen inte vidareförmedlar information om mätvärden eller annat fakturaunderlag till några säljare av pridförsäkringar. Det finns dock inget förbud mot finansiella avtal som har samma effekt som de nuvarande "fysiska leveransavtalen". Ett fast pris på energi kan exempelvis ordnas genom att köparen skickar fakturan från nätbolaget till säljaren (svensk eller utländsk) och att en finansiell avräkning sedan sker.

Reformen innebär att kravet på balansansvar i normalfallet avskaffas på konsumentens sida. Det bör öka möjligheterna för industriföretag att sluta rent finansiella bilaterala avtal med både svenska och utländska producenter.

Utländska elköpare torde ha samma möjlighet som idag att teckna avtal med svenska elproducenter.

Kan stora elköpare (exempelvis industriföretag) agera som köpare eller säljare på Nord Pool?

Elköpare har i princip samma möjligheter som producenter att medverka i budgivningen på Nord Pool. Grundregeln borde dock vara att med budgivning följer också ett balansansvar. En köpare med egenproduktion skulle därmed kunna lämna nettobud på både sälj- och köpsidan. En variant kan vara att det finns möjligheter att samverka med en central prognostiseringstjänst för elköpare som är särskilt stora.

Omfattar modellen några styrmekanismer eller förutsättningar för hur stor del av den el som produceras i Sverige som kommer att säljas via Nord Pool?

Konsumenterna handlar med automatik sin el via Nord Pools spotmarknad. Om all efterfrågan utgör underlag för prisbildningen bör det rimligen innebära att all produktion säljs via Nord Pool.

För producenterna borde skillnaderna vara ytterst marginella i och med att produktionen körs mot spotpriset oavsett marknadsmodell. Som tidigare nämnts bör ledtiderna i budgivningen drastiskt kunna kortas vilket bör tillfredsställa höga krav på flexibilitet för producenterna.

Små producenter och kraftverk med produktion som inte kan planeras bör kunna hanteras inom ramen för en central prognostisering. Det bör exempelvis vara möjligt att göra ganska exakta prognoser över den sammanlagda vindkraftproduktionen i landet, med uppgifter om aktuella vindstyrkor från SMHI. Vindkraftverk skulle då kunna leverera när det blåser, utan krav på balansansvar.

Beskriv hur konsumenternas situation förändras om modellen införs

Konsumenterna får automatisk tillgång till renodlad handel med el. Utifrån denna kan de själva välja om det finns anledning att anpassa förbrukningen till spotpriset eller hantera prisrisk med hjälp av pridförsäkringar.

Reformen ökar incitamenten för att anpassa förbrukningen till spotpriset. Det bör leda till mindre svängningar uppåt och nedåt på spotmarknaden, dvs. lägre volatilitet och minskade prisrisker. Risker att vanliga konsumenter (typ hushåll) ska behöva betala ett högt elpris minskar. Dels minskar prisrisken på spotmarknaden, dels kan inte passiva konsumenter mjölkas på pengar genom att standardmässigt påföras pridförsäkringar som de aldrig har frågat efter.

Tanken är att reformen i princip kan införas redan idag eftersom konsumenterna kan avräknas med hjälp av den timvisa schablonprofilen i respektive nätområde. Därefter kan en betydligt mer kostnadseffektiv timmätarreform genomföras än vad som är möjligt på dagens marknad, för relevanta konsumentgrupper. Det borde ha som resultat att konsumenter som känner att de har anledning att påverka sin uppmätta konsumtion per timme vid

höga spotpriser också har möjlighet att göra detta. En konsumentgrupp som i grunden har små möjligheter att minska den faktiska förbrukningen är villaägare utan alternativ till direktverkande elvärme. De skulle möjligen kunna undvika kortvariga prisspikar på någon timme.

Det bör tilläggas att konsumenterna alltid har ett incitament att dra ner förbrukningen för att minska ett högt spotpris, oavsett hur den egna förbrukningen mäts. Det minskar den totala efterfrågan och påverkar därmed prisbildningen på spotmarknaden.

Rapport 6.a

Naturgasmarknad i förändring

Av ÅF-Energi & Miljö AB

Stockholm 2004-06-08

Innehåll

1	Sammanfattning	359
2	Bakgrund	361
3	Naturgasmarknaden	362
3.1	Naturgasanvändning i Sverige	363
3.2	Naturgasens roll i energisystemet.....	365
3.3	EG:s direktiv om en gemensam marknad för naturgas	366
3.4	Förändrade marknadsförutsättningar	367
3.5	Energibesättning	368
3.6	Marknadens aktörer	369
3.7	Ägarstruktur.....	371
4	Prissättning vid handel med naturgas	372
4.1	Långa avtalstider.....	372
4.2	”Take or pay” vid marknadsöppning	373
4.3	Alternativkostnad och prisföljning.....	375
4.4	Prismodeller för köp av naturgas	377
4.5	Naturgaspriser till slutkunder	379
4.6	Prissättning – trender	381
5	Transport i Sverige	384
5.1	Hur prissätts transporterna.....	385
5.2	Kapacitet i det svenska naturgassystemet.....	388
5.3	Kapacitetsbegränsningar i avtal	389

6	Pågående och planerade utbyggnader av naturgassystemet	391
6.1	Utbyggnad av naturgasnätet i Bohusläns.....	391
6.2	Utbyggnad av kraftvärme i Göteborg och Malmö.....	392
6.3	Sydkraft Gas förprojekterar för Mellansverige.....	393
6.4	Fortum planerar för Stockholm och Bergslagen	394
7	Internationell utveckling.....	395
7.1	Naturgas i Europa	397
7.2	Trender för prisutveckling i ett urval av europeiska länder.....	399
8	Slutsatser	402
9	Referenser	407

1 Sammanfattning

Utredningens frågeställningar spänner över ett brett område. Det finns behov av att frågeställningarna belyses ur flera perspektiv och djupare än vad som varit möjligt inom ramen för denna översiktliga studie. Den marknadsöppning som har påbörjats inom hela EU har medfört stora omstruktureringar och förändringar under de senaste åren. Transportbolag har bildats, spothandeln utökats, gamla villkor i avtal måste omförhandlas och de olika aktörernas roller förändras.

Handel med naturgas har kännetecknats av stora investeringar. Det har medfört att alla aktörer har haft ett behov av långa avtal för att säkerställa en trygg avkastning på insatt kapital. Avtalstider på 20 år har varit vanliga och även upp till 30 år har förekommit. De större kunderna och distributörerna har på en monopolmarknad varit beredda att ta på sig volymrisker genom så kallade "take or pay"-avtal. Säljaren av gas har tagit prISRISKEN genom att erbjuda prISFÖLJNING mot främst olja men även kol. Prissättningsprincipen har ifrågasatts, speciellt under perioder med höga oljepriser. Kunden har dock garanterats att naturgasen alltid är konkurrenskraftig mot olja.

På marknader med utbyggd infrastruktur med flera tillförselvägar går utvecklingen mot ett eget pris på gasen och den direkta prISFÖLJNINGEN mot olja i avtalen minskar. Det finns idag sju mer eller mindre utvecklade marknadsplatser för naturgas i Europa, så kallade "hubs". Storbritannien betraktas som den mest utvecklade öppna marknaden idag, men även i Belgien sker en liknande utveckling. Den svenska och delvis även den danska marknaden ligger lite vid sidan om de etablerade marknadsplatserna och påverkas marginellt av prisutvecklingen på dessa.

Olika aktörer på marknaden bedömer att konkurrensutsättningen av handeln med naturgas kommer att leda till allt mer kundanpassade erbjudanden. Ett exempel på anpassning är danska DONG:s avtal med Göteborg Energi, där en fölJNING mot elprisutvecklingen sker för den gas som används för elproduktion, medan gasen som används för värmeproduktion prISSÄTTS på ett mer traditionellt sätt.

Genom så kallade "take or pay"-avtal har till exempel distributörer, som förlorat kunder till andra leverantörer, förbundet sig att ta emot gas som han inte längre har full avsättning för. Så länge

tidigare ingångna avtal löper, kommer beskriven situation att kvarstå. Hur åtagandena eventuellt skall reduceras beror dock på hur avtalen i övrigt är utformade, vilket gör att den uppkomna situationen måste lösas från fall till fall. Några aktörer kommer sannolikt att drabbas ekonomiskt. Eftersom i stort sett samtliga äldre avtal i Sverige löper ut hösten 2005–2006, huvuddelen 2005, kommer den ekonomiska skadan att vara begränsad. När nya avtal skall tecknas är parterna medvetna om den nya marknadssituationen och avtalen utformas med hänsyn till den.

Under ett uppbyggnadsskede har det inte varit nödvändigt att allokera kostnaderna för transporter till varje kundkategori, utan naturgasleverantören har kunnat ansluta nya kunder efterhand, om de på marginalen givit ett positivt tillskott. Vid den marknadsöppning som nu sker separeras handel och transport och kunden får betala, dels priset på den energi som köps, dels transportkostnaderna. Den som distribuerar naturgasen till slutkund skall enligt direktivet redovisa en distributionskostnad som inkluderar kostnader i överliggande nät. Denna utformning gör att nätavgifterna inte fullt ut upplevs som transparenta.

Tarifferna för det svenska stamnätet har en hög kapacitetsandel, vilket innebär att den effekt som kunden behöver vid höglast får stor påverkan på transportpriset, även om denna kapacitet (effekt) behövs under mycket kort tid. En kund som utnyttjar maximal kapacitet under en kort tid av året får nästan lika stora transportkostnader som den som tar ut samma effekt under hela året. I Danmark, som tidigare hade liknande tariffer, har detta problem observerats och tarifferna har omarbetats. Vid en övergång från strikt marknadsprissättning mot kundens alternativ till generella transportavgifter för alla kunder ställs höga krav på utformningen av tarifferna. Med för hög kapacitetsavgift kan initialkostnaderna bli så höga att kunder med kortvariga behov av hög kapacitet väljer att avstå från naturgas.

I den tidigare importkedjan hade den svenska importören avtal och transporträtter som innebar vissa konkurrensbegränsningar. I och med den omfördelning av roller som nu sker är aktörernas inställning att tidigare hinder för full konkurrens elimineras. Nova Naturgas säljer sin handel till DONG och Nova Naturgas blir enbart ett transportbolag. Redan i denna situation blir deras respektive roller tydligare, då Nova Naturgas inte kommer att transportera egen gas. En till synes naturlig utveckling är att hela

högtryckssystemet får en och samma systemoperatör och det första ledet i transportkedjan får helt transparenta och jämförbara tariffer.

I studien har inte kunnat fastställas om tidigare ingångna avtal om transporträtter i Danmark har givit, eller kommer att ge, någon part konkurrensfördelar. Enligt den danska transportören Gastra transporterar Nova Naturgas enligt villkoren i dessa avtal. Gastra kan inte lämna uppgifter om dessa avtal är fördelaktigare än de transporttariffer som tillämpas efter marknadsöppningen. Eftersom Nova Naturgas har valt att transportera enligt villkoren i de tidigare avtalen kan förmodas att dessa är fördelaktigare än transport enligt de publicerade tarifferna. Huruvida DONG kommer att åberopa dessa avtal om transporträtt efter att de tagit över handelsverksamheten från Nova Naturgas är ännu en öppen fråga.

Avgörande för hur mycket energi det svenska nätet kan transportera är vilken lastfaktor marknaden har och till vilken plats i landet gasen skall transporteras. Förutsatt att kraftvärmens i Göteborg behöver de gasolymer som planerats, att marknaden norr om Göteborg växer enligt planerna, att en gaskombianläggning byggs även i Malmö samt att Sydkraft Gas utbyggnadsplaner upp till Jönköping realiseras, bedöms den årliga mottagningskapaciteten i det svenska systemet kunna uppgå till 17–18 TWh per år. Skall ledningssystemet klara större volymer, behöver det kompletteras med kompressorer eller dubblas på vissa sträckor. Enligt danska uppgifter finns tillräcklig kapacitet i överföringen till Sverige för ovan beskriven marknad.

2 Bakgrund

ÅF-Energi & Miljö har fått i uppdrag av El- och gasmarknadsutredningen att översiktligt analysera och belysa:

- naturgasmarknadens funktionssätt,
- prissättningsprinciper och prisutveckling,
- transportavgifter genom Sverige samt transporträtt genom Danmark samt
- nuvarande och möjlig kapacitet i Danmarksförbindelsen och i det svenska stamnätet.

Projektet har genomförts genom intervjuer med en rad aktörer på naturgasmarknaden vilka representerar leverantörer, distributörer och större naturgaskunder. Intervjuerna har kompletterats med litteraturstudier, inklusive sökningar via internet.

Uppdraget har genomförts av civilingenjörerna Hans Åkesson och Karin Byman.

3 Naturgasmarknaden

Naturgas började användas i Sverige 1985, då nätet byggdes ut i södra och västra Sverige. Stamledningen från Malmö till Göteborg stod klar 1988. Därefter har huvudsakligen en förtätning skett inom det befintliga distributionsområdet. Under årens lopp har ett flertal alternativ för att dra en större ledning genom Sverige studerats.

Naturgasen som används i Sverige kommer från det danska fälten Tyra och Harald i Nordsjön. Danmark har ledningar till kontinenten, vilket gör att Sverige är sammankopplat till de kontinentala systemen. Den svenska gasleveransen går via Dragör utanför Köpenhamn till Klagshamn utanför Malmö. Från Klagshamn, som idag har Sveriges enda mottagningsstation, distribueras gasen vidare ut via det svenska naturgasnätet.

Figur 1. Naturgasnätets utbredning i Sverige 2003



Källa: Svenska Gasföreningen.

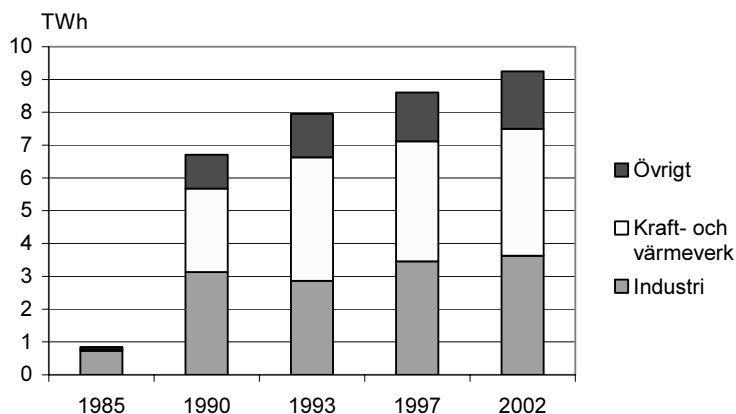
3.1 Naturgasanvändning i Sverige

I de områden där naturgas distribueras idag är marknadstäckningen på samma nivå som i övriga Europa. Totalt är cirka 55 000 slutkunder anslutna till det svenska naturgasnätet. Naturgas distribueras i 32 kommuner och fördelningen på olika kundkategorier är följande. Hushållskunderna dominerar och är totalt drygt 50 000 till antalet och det finns cirka 3 500 företagskunder. Cirka 16 000 av hushållskunderna använder gas enbart för matlagning, så kallade spiskunder. Naturgasen används för uppvärmning av småhus, cirka 30 000 stycken, och flerbostadshus cirka 4 000 stycken.

Det har skett betydande förändringar i marknadssammansättning sedan naturgasen introducerades, vilket visas i Figur 2. Vid introduktionen 1985 användes främst naturgas inom industrin, där den ersatte olja och till viss del kol. Sedan dess har antalet industrikunder minskat, (volymmässigt har användningen dock ökat) samtidigt som kraft- och värmeverk har ökat sin användning. Även inom övrigsektorn har användningen av naturgas ökat markant. Flerbostadshus och småindustrier står för merparten av övrig-

sektorns användning. Naturgasens användning som fordonsbränsle ökar, men volymmässigt och i relation till övrig användning är den liten.

Figur 2. Utvecklingstrenden¹ för användningen av naturgas i Sverige 1985 till 2003, fördelat på användarsektorer, TWh



Källor: Vattenfall Naturgas AB, Energiläget 2003 och SCB.

Företagskunderna står för en mycket stor andel av den totala konsumtionen, cirka 95 procent.

Naturgasens värmevärde

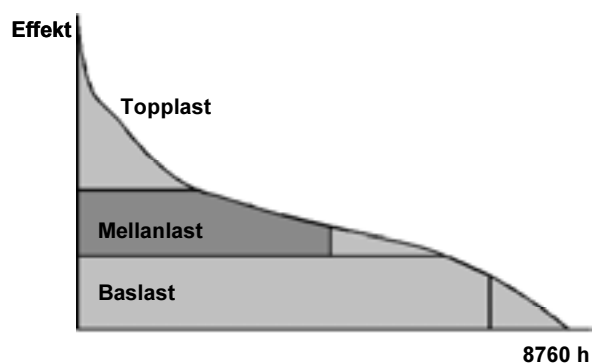
I naturgassammanhang används olika värmevärden. Det faktiska undre värmevärdet på leveranserna från Danmark är idag 11,1 MWh/1000 Nm³. I det svenska statistiska underlaget, SCB, används värmevärdet 9,9 MWh/1000 Nm³. Internationellt har man i naturgassammanhang börjat använda det övre värmevärdet, som är 10 procent högre än det undre och följaktligen ligger på 12,2 MWh/1000 Nm³. På den svenska slutkundsmarknaden används fortfarande det undre värmevärdet.

¹ Redovisningen är översiktlig och bygger på flera olika källor.

3.2 Naturgasens roll i energisystemet

För ett optimalt utnyttjande av naturgassystemet bör uttagsmönstret vara så jämnt fördelat som möjligt över året. Olika kundkategorier har sina typiska uttagsmönster. Industrier har ofta ett jämnt behov av naturgas under året, endast med korta avbrott för underhåll eller revisioner. För de flesta industrier är ofta olja eller gasol de främsta alternativen till naturgas. Inom fjärrvärmesektorn trängs naturgasen undan av förnybar energi och naturgasens marknadsandelar för denna användning har minskat. I Figur 3 nedan illustreras ett så kallat varaktighetsdiagram, där effektbehovet över årets 8 760 timmar fördelas i storleksordning. Värmeproduktionen styrs av utomhustemperaturen, vilket gör att uttagsmönstren inom fjärrvärmesektorn ser helt annorlunda ut än inom industrin.

Figur 3. Exempel på varaktighetsdiagram för värmesystem



Gasens roll som baslast i fjärrvärmesystem utan elproduktion har minskat kraftigt under de år som gasen använts i Sverige. Längst ned i basen används ofta olika former av biobränslen samt avfall men även värmepumpar. Dessa energislag producerar värme under större delen av året. Högre upp i belastningsdiagrammet kan gas ha ett visst utrymme, men har idag inte möjlighet att konkurrera mot helt obeskattade förnybara bränslen. Högst upp i belastningsdiagrammet ligger en triangel som illustrerar topplast. För att producera den värmen lämpar sig olja mycket bra och gasen har svårare att konkurrera på grund av höga fasta transporttariffer. I ett antal värmeverk används dock naturgasen som topplast och för reserv.

Gasen är framför allt konkurrenskraftig i kraftvärmeverk med samtidig el- och värmeproduktion eller i industriella mottrycksanläggningar. Ett kraftvärmeverk utnyttjas under den kalla delen av året, oktober till april, och samtidigt som el produceras försörjs ett fjärrvärmesystem med värme, mellanlast i Figur 3. Naturgasens stora fördel i denna tillämpning är att den producerade elmängden blir stor i förhållande till producerad värmemängd. Med en viss storlek på värmesänkan² kan en större elproduktion åstadkommas än om fasta bränslen används. Även för den här tillämpningen är konkurrensen hård från förnybara bränslen till följd av införandet av handel med elcertifikat och utsläppsrätter. Till viss del bromsas effekterna av dessa handelssystem av den nya kraftvärmebeskattning som införts från och med 2004.

Vissa industrier behöver ånga under hela året och om elproduktionen blir en trång sektor finns det en betydande framtida potential för samtidig el- och värmeproduktion inom framför allt massa- och pappersindustrin.

3.3 EG:s direktiv om en gemensam marknad för naturgas

EU har som mål att skapa en gemensam marknad för naturgas i Europa. I februari 1998 antogs det så kallade naturgasdirektivet. Det införlivades i svensk lagstiftning i augusti 2000, då en ny naturgaslag trädde i kraft.

Öppningen av naturgasmarknaden sker genom att naturgasföretag och så kallade berättigade kunder får tillträde till det nationella systemet av naturgasledningar. De berättigade kunderna kan teckna naturgasavtal med valfri gasleverantör och är inte bundna till den gasleverantör som förfogar över nätet till vilken kunden är ansluten.

Enligt EG-direktiven³ måste åtminstone följande kundkategorier vara berättigade kunder: fram till den 1 juli 2004 är berättigade kunder de som har gaseldad kraftproduktion, oberoende av förbrukningsnivå samt övriga slutförbrukare med en årlig förbrukning som överstiger 25 Mm³ per förbrukningsställe. Det första året måste marknadsöppningen uppgå till minst 20 procent. Från och

² Det värmebehov som finns i till exempel ett fjärrvärmenät utgör en värmesänka där värme från till exempel samtidig el- och värmeproduktion kan avsättas.

³ Europaparlamentet och Rådets direktiv 2003/55/EG, Europaparlamentets och Rådets direktiv 98/30/EG.

med 1 juli, 2004 är samtliga icke-hushållskunder berättigade och från och med 1 juli, 2007 skall alla kunder vara berättigade kunder.

Den svenska naturgasmarknaden är avreglerad i enlighet med direktivets krav, men gränsen för berättigade kunder fram till den 1 juli 2004 sattes till 15 miljoner kubikmeter. Sverige valde således att utöka antalet berättigade kunder genom att sätta storleksgränsen lägre än vad som stipulerades i direktivet.

3.4 Förändrade marknadsförutsättningar

Genom EG:s naturgasmarknadsdirektiv, förändrad energibeskattnings och införandet av handel med utsläppsrätter sker en förändring av förutsättningarna på naturgasmarknaden. Avregleringen gör att positionerna mellan aktörerna ändras. Redan nu har några större slutkunder i Sverige valt att teckna leveransavtal direkt med den danske gasleverantören, DONG. DONG å sin sida tappar marknadsdelar i Danmark.

För att främja en ökad kraftvärmeproduktion föreslog regeringen i Energi proposition 2001/2002 (prop. 2001/02:143) att kraftvärmebeskattningen skulle förändras så att kraftvärmens i fjärrvärme likställs med kraftvärmeproduktionen inom industrin. Förslaget trädde i kraft 1 januari 2004 och innebär att kraftvärmeproducenter får göra avdrag för hela energiskatten och för närvarande 79 procent av koldioxidskatten för bränslen som förbrukas för värmeproduktion i kraftvärmeverk. Tidigare fick avdrag endast göras för halva energiskatten. Bakgrunden till förändringen är att energi- och miljöskatterna på fossila bränslen har fördubblats sedan 1991. Skatthöjningar i kombination med stigande priser på fossila bränslen har lett till att befintliga kraftvärmeanläggningar inte haft ekonomiska förutsättningar för att användas.

De förändrade skattereglerna bedöms kunna leda till att elproduktion i befintliga kraftvärmeverk ökar med cirka 1 TWh per år och även till förbättringar för investeringar i ny kraftvärme. El från ett nytt så kallat gaskombikraftvärmeverk bedöms komma att kosta cirka 35 öre per kWh med de nya skattereglerna i jämförelse med cirka 45 öre per kWh med tidigare regler⁴.

Förändringen av kraftvärmebeskattningen har medfört att Göteborg Energi har fattat ett beslut om att uppföra ett nytt kraftvärmeverk (Ryaverket) baserat på ovan nämnda teknik och i

⁴ El från nya anläggningar 2003, Elforsk.

Malmö planerar Sydkraft att bygga en liknande anläggning (Öresundsverket). Se även kapitel 6.2 beträffande anläggningsdata och tidplaner för dessa anläggningar.

Enligt Svensk Fjärrvärmes prognos kommer elproduktionen i fjärrvärmesystemen att öka från knappt 5 TWh elproduktion idag till 11 TWh 2010, utgående från de förutsättningar som gäller idag (inklusive lägre energiskatt för kraftvärme) och ett antagande om ett stigande elpris. Byggs ovan nämnda kraftvärmeverk, kommer de att stå för en betydande del av denna tillkommande elproduktion.

EU:s utsläppshandelsdirektiv kommer också ha betydelse för naturgasmarknaden. Eftersom utsläppen av koldioxid från förbränning av naturgas är 30 till 50 procent lägre än för olja och kol, kommer utsläppshandeln att leda till förbättrad konkurrenskraft för naturgas gentemot övriga fossila bränslen i de handlade sektorerna, det vill säga inom delar av industrin och i el- och värmeproduktionsanläggningar. Gasen konkurrerar emellertid som baslastbränsle mot biobränslen och avfall. Handeln med utsläppsätter försämrar i sin tur gasens konkurrenskraft gentemot biobränsle.

3.5 Energibesättning

Naturgas belastas med energi- och koldioxidskatt. Den allmänna energiskatten, som funnits i flera decennier, betalas för de flesta bränslen och är oberoende av energiinnehållet. Koldioxidskatten, som infördes 1991, betalas per utsläppt kilo koldioxid för alla bränslen utom biobränslen och torv. Den generella nivån på koldioxidskatten uppgår 2004 till 91 öre per kilo koldioxid⁵.

Skattesatserna varierar mellan olika typer av slutkunder. Industrier får göra skattenedsättning för hela energiskatten och 79 procent av koldioxidskatten. Från och med den 1 januari 2004 har kraftvärmebesättningen förändrats så att kraftvärmeanläggningar har samma skattesatser som industrin för bränslen som används för värmeproduktion i kraftvärmeverk. Tidigare fick avdrag endast göras för halva energiskatten, medan koldioxidskatten betalades fullt ut. I Tabell 1 nedan redovisas skattesatserna för naturgas som gäller från och med den 1 januari 2004.

⁵ Budgetproposition 2003/2004:1.

Tabell 1. Skattesatser för naturgas, 1 januari 2004 kronor per 1 000 m³

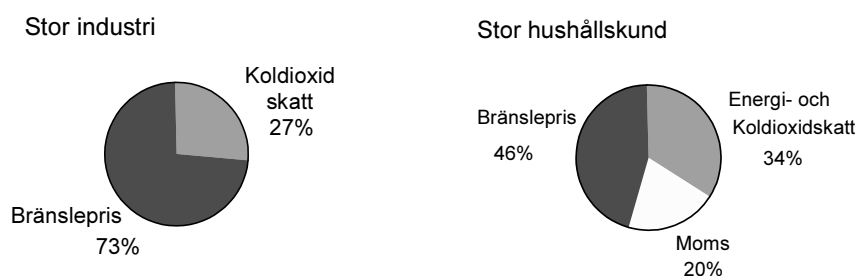
	Energiskatt	Koldioxidskatt	Totalt
Motordrivet fordon, fartyg, luftfartyg	0	1 105	1 105
Industri och kraftvärmeverk	0	409	409
Annat ändamål	237	1 946	2 183

Källa: Skatteverket.

Vid användning av naturgas i fordon är skattesatserna lägre än vid annan naturgasanvändning.

Av det totala priset på naturgas svarar skatten för cirka 27 procent för industrikunder och kraftvärmeanläggningar (koldioxidskatt), vilket kan jämföras med en skatteandel på cirka 54 procent för hushållskunder (energi- och koldioxidskatt samt mervärdes-skatt).

Figur 4. Skattens andel av det totala naturgaspriset januari 2004



Källa: ÅF:s bearbetning av uppgifter från SCB och Skattemyndigheten.

3.6 Marknadens aktörer

Den svenska naturgasmarknaden karakteriseras av ett fåtal aktörer. Flera av dessa aktörer har integrerat flera led i naturgasens försäljningskedja. Genom att helt eller delvis äga eller kontrollera andra aktörer på marknaden såsom leverantörer, distributörer och själva även vara slutanvändare är några stora koncerner aktörer i flera delar av naturgaskedjan.

I Figur 5 beskrivs de aktörer som finns på marknaden idag, juni 2004, deras roller samt deras del av gasomsättningen 2003.

Figur 5. Aktörer på den svenska naturgasmarknaden år 2003. Import och handel i miljoner normal kubikmeter naturgas (MNm³)

Import	DONG ca 30	Nova Naturgas ca 900					
Handel	Göteborg Energi	Nova Naturgas	Varberg Energi	Lunds Energi	Ångelholms Energi	Öresunds- kraft	Sydkraft Gas ⁶
	171 MNm ³ 18 %	99 MNm ³ 11 %	8 MNm ³ 1 %	69 MNm ³ 7 %	22 MNm ³ 2 %	91 MNm ³ 10 %	464 MNm ³ 50 %

Danska DONG, som är den största handelsaktören i Danmark, påbörjade den 1 november 2003 naturgasleveranser till Göteborg. Avtalet är tvåårigt och omfattar leveranser av 150 miljoner m³ per år. DONG har tecknat ytterligare ett avtal med Göteborg Energi för perioden 2006–2011 om leveranser av 370 miljoner m³ per år och med Öresundskraft för perioden 2005–2008 om leveranser av 65 miljoner m³ per år. Lunds Energi har tecknat avtal med Nova Naturgas för framtida leveranser.

Svensk Naturgas, som ingår i Fortumkoncernen skall utveckla, finansiera och genomföra ett investeringsprojekt som syftar till att skapa den infrastruktur som är nödvändig för att kunna bygga upp en fungerande naturgasmarknad i Mellansverige. Fortums primära affärsintresse är att använda naturgas för kraftvärmeproduktion i egna anläggningar och avser vid ett genomförande att bredda ägandet i transportsystemet för naturgas. Svensk Naturgas kan, givet att marknaden efterfrågar detta, koordinera intressena hos dem som önskar köpa naturgas. Svensk Naturgas har idag ingen aktiv roll i den svenska importen eller handeln med naturgas.

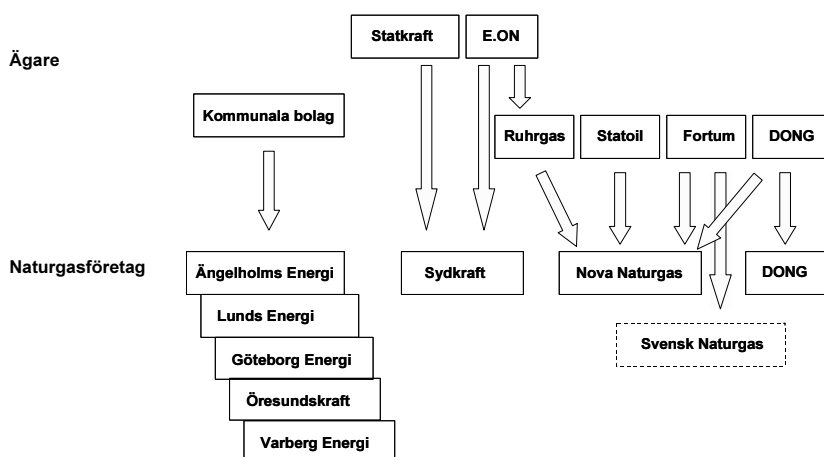
⁶ Sydkraft köpte under 2003 naturgas från Nova Naturgas, som levererade vidare till Lunds Energi, Ångelholms Energi och till Öresundskraft, men Sydkraft Gas hade ingen egen import.

3.7 Ägarstruktur

Aktörerna på den svenska naturgasmarknaden kan delas upp i två kategorier utifrån ägarstruktur. Sydkraft, Nova Naturgas och Svensk Naturgas ägs av utländska privata eller statliga bolag, medan Göteborg Energi, Varberg Energi, Lunds Energi, Ängelholms Energi och Öresundskraft ägs av svenska kommuner. Det tyska energibolaget E.ON har en mycket stor ägarandel i den svenska naturgasverksamheten. E.ON är majoritetsägare i Sydkraft och har genom sitt ägande av Ruhrgas även en andel i Nova Naturgas. Fortum har en ägarandel i Nova Naturgas och driver utredningsverksamhet i Svensk Naturgas.

Alla naturgasföretag, förutom Nova Naturgas, har även andra verksamheter inom el- och fjärrvärmemarknaden. Nova Naturgas har deklarerat att de lämnar handelsledet i och med avregleringen och eftersträvar att bli ett renodlat transportbolag på den svenska marknaden. I Figur 6 nedan illustreras ägarstrukturen på den svenska naturgasmarknaden.

Figur 6. Ägarstruktur på den svenska naturgasmarknaden



Källa: Årsredovisningar, bearbetning ÅF.

Nova Naturgas har sålt sin handelsverksamhet till det danska bolaget DONG. Övertagandet sker från och med den 1 juli 2004. Köpet förutsätter ett godkännande från det svenska Konkurrensverket.

4 Prissättning vid handel med naturgas

Naturgasmarknaden är en så kallad nätverksindustri, det vill säga utvinning/produktion, transport och försäljning är starkt beroende av en infrastruktur. Denna infrastruktur kan antingen vara transport av naturgas i gasfas genom ledningar eller vätskefas som LNG-transporter till havs. Naturgasledningar kan inte byggas i alla miljöer och vid besvärliga geografiska förutsättningar blir de kostsamma. Med rätt förutsättningar och stora transportvolymerna kan naturgasledningar vara mycket kostnadseffektiva för överföring av energi. LNG-transporter har en hög initialkostnad, medan transporternas längd har lägre kostnadspåverkan, vilket gör att LNG-transporter är lämpliga vid besvärliga geografiska förhållanden och långa avstånd. LNG-tekniken har utvecklats och idag övervägs även LNG-transporter med mindre fartyg och kortare transportsträckor, bland annat i Norden. För Sveriges och även Nordens del är LNG-transporter något nytt, även om sådana har diskuterats sedan lång tid. I den här rapporten beskrivs främst situationen och förutsättningarna för ledningsbunden naturgas.

Den svenska naturgasmarknaden karakteriseras av att de stora naturgasföretagen har integrerats i flera led i naturgasens försäljningskedja. Det har åstadkommit genom att företagen helt eller delvis ägt eller kontrollerat andra aktörer på marknaden, såsom leverantörer och distributörer. Några av företagen har egna anläggningar och är därmed även slutkunder.

4.1 Långa avtalstider

På grund av att produktion och transport av gas är mycket kapitalintensivt har leverantörsavtal traditionellt varit mycket långsiktiga. Avtal mellan länder kan ha avtalstider på mellan 20 och 30 år och innehålla så kallade "take or pay"-åtaganden. Dessa åtaganden innebär att kunden åtar sig att alltid betala för en avtalad minsta volym

oavsett om den tas emot den eller inte. "Take or pay"-avtal förekommer förutom mellan länder, också mellan importörer och distributörer samt i vissa fall även gentemot större förbrukare, exempelvis kraftvärmeverk. Speciellt vid uppbyggnaden av marknader är båda parter intresserade av att teckna långa kontrakt för att säkerställa stora investeringar. Mot industrin är oftast avtals-tiden kortare, 3–5 år, och det har blivit vanligt att dessa förlängs med ett år i taget. "Take or pay"-åtaganden är mindre vanliga i avtal mot industrin. De långa avtalen kan även kompletteras med kort-siktiga inköpsavtal där gas köps på dygnsbasis.

4.2 "Take or pay" vid marknadsöppning

Genom tidigare ingångna avtal kan till exempel en distributör ha åtagit sig att ta emot en minsta volym naturgas från sin leverantör genom ett "take or pay"-avtal. När avtalet tecknades var inte distributören konkurrensutsatt, vilket gjorde att ingen annan leverantör kunde konkurrera med honom på slutmarknaden. I och med öppningen av marknaden uppstår konkurrens på slutmarknaden. I några fall har det lett till att distributören passerats i försäljningskedjan genom att distributörens leverantör sålt gas direkt till slutmarknaden. I och med "take or pay"-avtalet har distributören förbundit sig att ta emot gas som han inte längre har full avsättning för. Så länge tidigare ingångna avtal löper kommer beskriven situation att kvarstå.

Det kan tyckas naturligt att detta skall regleras mellan aktörerna så att den som mister sin kund skall kompenseras med en sänkning av "take or pay"-volymen. Hur åtagandena skall reduceras beror dock på hur avtalet i övrigt är utformat, vilket gör att den uppkomna situationen måste lösas från fall till fall. Eftersom inte gasavtalen är officiella, är det inte möjligt att peka på en generell lösning av frågan. Efter att ha intervjuat ett flertal kunder, distributörer och leverantörer är vår uppfattning att marknaden kan hantera de problem som eventuellt uppstår.

Några aktörer kommer sannolikt att drabbas ekonomiskt, men till följd av att i stort sett samtliga avtal i Sverige som tecknades när marknaden inte var konkurrensutsatt löper ut 2005–2006, med några undantag, kommer den ekonomiska skadan för distributörer att vara begränsad.

Den svenska naturgaslagen säger att ”Den som innehar en naturgasledning är skyldig att på skäliga villkor transportera naturgas.” För att skydda en innehavare av gasledningar finns följande undantag från denna skyldighet i den i lagen. Innehavaren av en naturgasledning som har gjort inköpsåtaganden i avtal om köp av naturgas får, efter ansökan, av regeringen beviljas ett tillfälligt undantag från skyldigheten. Ett sådant undantag får beviljas bara om ledningsinnehavaren får eller kan antas få allvarliga ekonomiska och finansiella svårigheter till följd av skyldigheten.

”Ett undantag skall avse transporten av en viss mängd naturgas under viss angiven tid från en viss angiven leverantör till en eller flera angivna förbrukare.”

Åtminstone ytterligare ett land, Frankrike, tillämpar i princip samma undantag, vilket innebär att den distributör som har ”take or pay”-åtaganden mot sin leverantör kan få dispens från skyldigheten att transportera gas för annans räkning. I Frankrike ges dispens från skyldigheten i högst ett år. Varken i Sverige eller i Frankrike⁷ har möjligheten att söka dispens utnyttjats.

Sett ur ett svenskt perspektiv är risken för att någon skall lida allvarlig ekonomisk skada enligt vår bedömning mycket begränsad. Enligt de uppgifter som har varit möjliga att få fram har slutkunderna korta avtal utan ”take or pay”. Distributörerna har, möjligen med något undantag, möjlighet att använda naturgas i egna anläggningar, främst fjärrvärmeverk, vilket begränsar den ekonomiska skadan för dem.

Vår bedömning efter ingående diskussioner med flertalet aktörer, som tillsammans motsvarar 90–95 procent av marknaden, är att sannolikheten för att någon aktör i Sverige kommer att utnyttja dispensmöjligheten är mycket liten.

När nya avtal skall tecknas är parterna medvetna om den nya marknadssituationen, och avtalen utformas med hänsyn till den. Den som har möjlighet, tar risken, att binda sig för en viss volym har bättre förutsättningar att förhandla till sig ett bra pris på gasen än den som inte är beredd att ta den risken. En öppen marknad leder också till att om någon får överskott på gas, oberoende av orsaken till detta, har möjlighet att sälja gasen vidare. I Danmark har Gastra etablerat en så kallad Gas Transfer Facilities (GTF) från den 1 januari 2004 och har därmed öppnat för en bilateral handel

⁷ Uppgift från CRE, Commission de Régulation de l'Énergie.

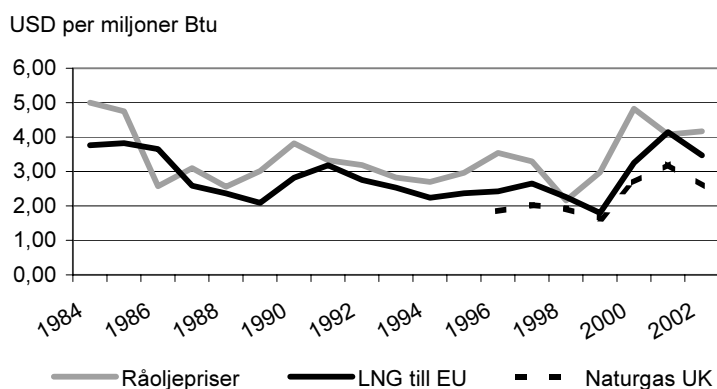
mellan transportkunderna. En liknande utveckling kan förväntas i Sverige.

4.3 Alternativkostnad och prisföljning

Priset på naturgas styrs av ett flertal faktorer. För större kunder fastställs ett startpris (baspris) genom förhandlingar med utgångspunkt från användarens alternativ. I avtalen överenskommes normalt att priset för naturgasleveransen skall indexeras mot prisutvecklingen för olja. Indexeringen kan ske mot en blandning av oljekvaliteter, men även mot kol och på senare tid finns även exempel på följning mot ett noterat elpris. Däremot är säljaren inte beredd att indexera mot bränslen som inte har en säker notering, till exempel biobränslen. För enhetliga kunder med liten användning tillämpas oftast tariffer. Generellt prissätts naturgasen något lägre än det alternativbränsle kunden har, det vill säga alternativkostnadsprissättning. Priset på naturgasen kan således variera beroende på vilka alternativa bränslen som kunden har att tillgå.

Naturgasens prisförändring har även en viss tidsfördröjning mot sitt indexerade alternativ, till exempel olja, vilket visas i Figur 7. I Danmark har naturgaspriset indexerats med en viss tidsfördröjning mot råoljepriset på till exempel oljebörsen i Rotterdam.

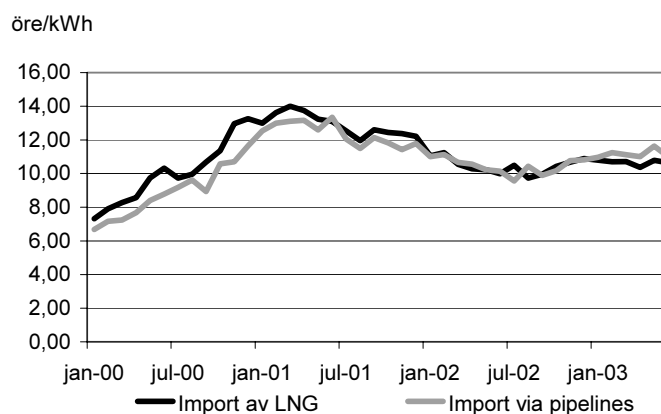
Figur 7. Naturgasprisets utveckling i Storbritannien och USA i förhållande till oljepris och importpriser för LNG till Europa



Källa: Statistical review of world energy 2003.

Prisutvecklingen i Sverige följer utvecklingen av de internationella importpriserna för naturgas till EU. I botten ligger ytterst en oljeprisföljning i de flesta marknader, vilket även påverkar den svenska marknaden. I Figur 8 redovisas den genomsnittliga prisutvecklingen för importpriserna till EU-området. Importpriserna nådde sin hittills högsta nivå under början av år 2001 som en följd av höjda oljepriser under slutet av år 2000. Under år 2003 har importpriserna varit relativt oförändrade.

Figur 8. Genomsnittliga importpriser till EU-området

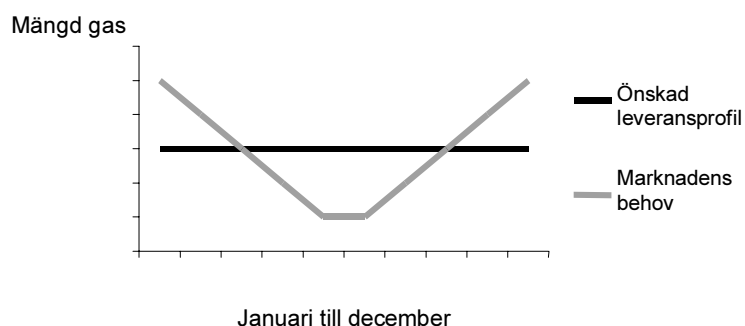


Källa: Energy Prices and Taxes, IEA, 1:st quarter 2004, IEA 2004.

Priset från naturgasleverantören beror även på kundens krav på variation i leveranserna. En jämn gasleverans över året ger det lägsta gaspriset. För att klara variationerna på marknaden krävs normalt ett lager i systemet. En viss utjämning över året uppnås, även om vissa förbrukare kan avstå från naturgas och övergå till olja under höglastperioderna, så kallade avkopplingsbara kunder. Kunden har ofta olja som ett alternativ till naturgas. Att utnyttja naturgas för kortvariga topplaster innebär att det måste finnas kapacitet i ledningar och/eller i lager för detta. I många fall är därför olja ett billigare alternativ för den typen av last och speciellt om inte naturgas används för annan last i en sådan anläggning. I Figur 9 visas schematiskt vad som är mest fördelaktigt för kapacitetsutnyttjandet i nätet och de temperaturberoende behov som är typiskt på en marknad som den svenska. Behovet som skall täckas varierar

starkt över året, medan gasleverantören eftersträvar en jämn nivå på leveranserna över året för ett optimalt utnyttjande av produktionsanläggningarna och distributionsnäten.

Figur 9. Schematisk bild över skillnaden i önskad leveransprofil och marknadens behov



Källa: ÅF.

4.4 Prismodeller för köp av naturgas

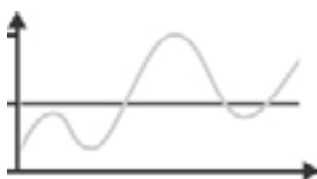
På samma sätt som inom den avreglerade elmarknaden utvecklar och erbjuder gasleverantörerna olika priserbjudanden anpassade för olika kunders behov. Ett bra exempel för att ge en bild av prismodellerna är att beskriva de utbud som DONG går ut med till sina kunder. De har publicerat fyra olika prismodeller för gas-kunder:

- *List pris*
- *Fast pris*
- *Prisband*
- *Prismax*

Listpriset kan de kunder välja som vill ha ett rörligt pris. Listpriset indexeras mot Rotterdamnoteringar för olika oljekvaliteter.

Fast pris. I fastprisavtalen avtalas om ett fast pris under en viss period som för närvarande erbjuds i perioder från en månad och upp till 2 år. När avtalet tecknas överenskommes om ett fast pris som gäller oförändrat för vald period.

Figur 10. Illustration fastpris

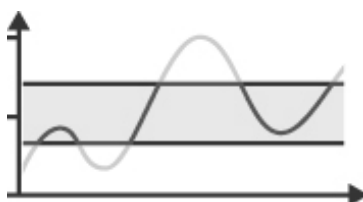


Källa: DONG.

I figuren illustreras hur listpriset kan variera över perioden medan det fasta priset är oförändrat. Den kund som väljer fast pris säkrar sitt pris till en förutbestämd nivå.

Prisband är en finansiell produkt där kunden begränsar pris-svängningarna. Naturgaspriset följer oljeprisutvecklingen men överstiger aldrig en förutbestämd nivå men understiger inte heller en fastställd miniminivå

Figur 11. Prisband



Källa: DONG.

Prisbandsavtal kan tecknas månadsvis eller för perioder upp till två år.

Prismax är en liknade konstruktion som prisband, men i denna modell betalar kunden en premie för att maximera priset till en viss nivå. Prismax kan tecknas månadsvis eller för perioder upp till två år.

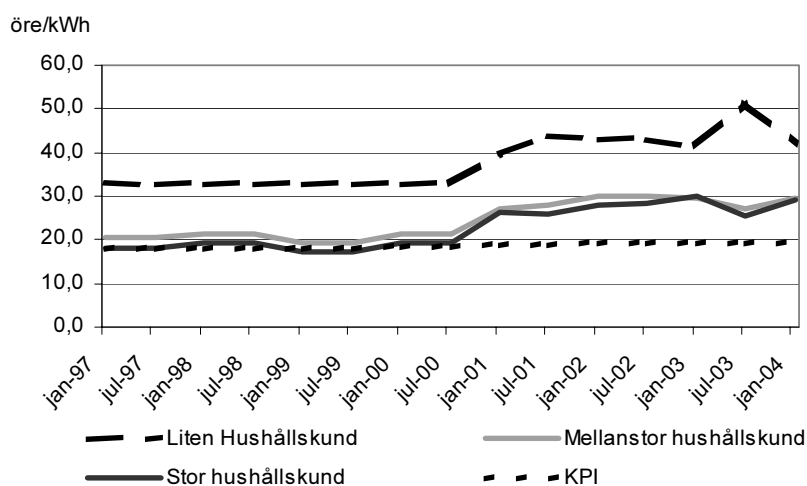
På något längre sikt kan man förvänta sig att det kommer att gå att köpa gas till någon form av noterat pris.

4.5 Naturgaspriser till slutkunder

De naturgaspriser för slutkunder i Sverige som redovisas i det här kapitlet utgår främst från SCB:s prisstatistik. Den baseras på Eurostats anvisningar för insamling av prisstatistik i EU:s medlemsländer. Enligt dessa anvisningar samlar SCB in hypotetiska priser från ett urval försäljare av naturgas i Sverige. De ingående företagen tillfrågas om vilket pris de skulle sätta för en kund med en viss förbrukning. Statistiken ger således inte information om de faktiska priserna. Det finns dock för närvarande inga andra statistiskt säkerställda uppgifter att tillgå och statistiken bedöms vara relevant för att visa prisutvecklingen under de senaste åren. Priserna är angivna i löpande penningvärde och konsumentprisindex, KPI, har lagts in i syfte att spegla konsumentprisernas utveckling under vald period. I slutet av kapitlet redovisas även statistik sammanställd av industrin.

Utvecklingen av naturgaspriserna för hushållskunder baserad på SCB:s statistik redovisas i Figur 12.

Figur 12. Beräknade naturgaspriser för hushållskunder i Sverige 1997–januari 2004, exklusive skatt, öre per kWh i löpande penningvärde



Källa: SCB.

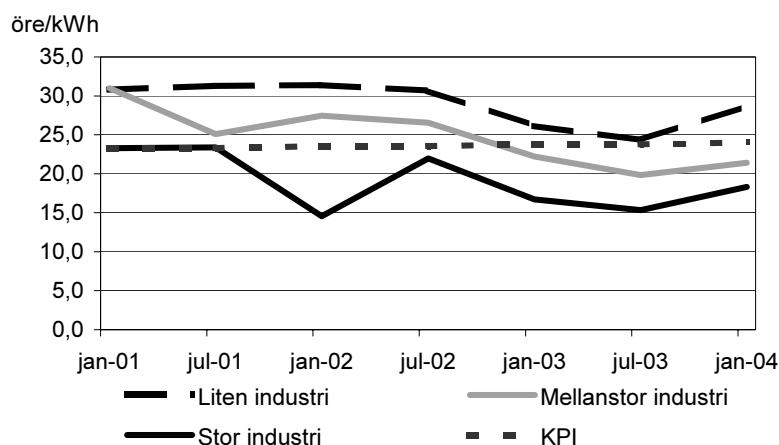
Anm: Liten hushållskund⁸ motsvarar en årlig konsumtion av 2 326 kWh, mellanstor hushållskund 23 260 kWh och stor hushållskund 290 750 kWh.

⁸ Värmevärdet.

Den prisuppgång som har skett sedan 2001 följer den uppgång av internationella gas- och råoljepriser som redovisats i kapitel 4. Hushållskunderna debiteras efter gasbolagens tariffer, vilket gör att prisvariationerna till en och samma kundgrupp bör vara små.

För industrikunder redovisar SCB prisstatistik från 2001 och framåt, Figur 13.

Figur 13. Naturgaspriser för industrikunder 2001–januari 2004, exklusive skatt, öre/kWh i löpande penningvärde



Källa: SCB.

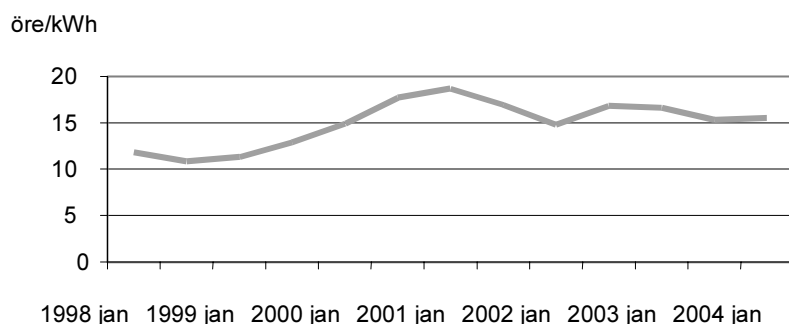
Anm: Liten industri motsvarar en årliga konsumtion av 0,1163 GWh, mellanstor⁹ industri 11,63 GWh och stor industri 116,3 GWh.

Prisnivåerna för industrikunderna är lägre än för hushållskunderna. Sedan 2001 har priserna sjunkit något för samtliga kundkategorier, för att åter börja stiga januari 2004. För den stora och medelstora industrin fastställs priserna via förhandlingar och ofta sker en förlängning av avtalen med ett år i taget. Som framgår av figuren kan inte samma följning mot den allmänna oljeprisutvecklingen noteras för industrin. Att industrin synes ha en lägre ökningstakt än hushållen kan möjligen förklaras med att det allmänna konkurrensläget varit sådant att gasbolagen inte kunnat höja sina priser i takt med den internationella oljeprisutvecklingen.

⁹ Värmevärdet. (För åren 1997–2001 har värmevärdet 9,72 använts och fr.o.m. år 2002 9,99 MWh/1 000 Nm₃ naturgas.)

Ett antal stora industrikunder i Syd- och Västsverige har gått samman i Swedish Industrial Gas Consortium, SIGC. Dessa företag har publicerat statistik över naturgaspriset för industrigruppen och dessa redovisas i Figur 14. Priserna som industrin redovisar ligger i paritet med de priser som SCB redovisar för större industriella typkunder från och med januari 2002.

Figur 14. Genomsnittligt naturgaspris inklusive transport, exklusive skatt, för industrikunder i Sverige inom SIGC¹⁰



Källa: SIGC.

4.6 Prissättning – trender

Traditionellt har gaspriserna satts i relation till priset på olja. Enligt många bedömare kommer naturgaspriserna i de långa stora kontrakten på leverantörssidan även i framtiden att följa oljepriset, minst under den kommande tioårsperioden. Däremot är bedömningarna att andra priskonstruktioner kommer att utformas mot slutkunderna, ett exempel på det är prisföljning mot elprisets variation. Sådana avtal möjliggörs genom att olika former av prissäkringar tillämpas för att minska aktörernas riskexponering.

Det utvecklas även alternativ. Det finns sju mer eller mindre utvecklade marknadsplatser (så kallade "hub") för gas i norra Europa: NBP (National Balancing Point) i Storbritannien, Zeebrugge i Belgien, TTF (vid den holländska kusten) samt Emden-Bunde-Oude vid den tysk-holländska gränsen och Baumgarten där Österrike möter Slovakien. Nord Pool och Gastra har utrett förutsätt-

¹⁰ SIGC Swedish Industrial Gas Consortium består av naturgasanvändarna Kemira, Pilkington, StoraEnso, Trelleborg och Öresundskraft.

ningarna för att skapa en marknadsplats och i förlängningen en spotmarknad för naturgas i Danmark. Se karta i Figur 15.

Storbritannien har den mest utvecklade marknaden för naturgas i Europa. Där finns en utvecklad spotmarknad, där olika gasaktörer konkurrerar och det har därmed skapats en gas mot gaskonkurrens. Spotmarknaden påverkar även prisbildningen i bilaterala avtal. Genom att ledningen mellan England och Belgien, The Interconnector, togs i drift 1998, har även marknadsplatsen i Zeebrugge utvecklats. I Zeebrugge möts gas från England, Norge och även LNG från till exempel Algeriet. Genom "The Interconnector" sker en prispåverkan mellan NBP i Storbritannien och Zeebrugge. På de övriga marknaderna sätts gaspriset fortfarande i huvudsak mot olja.

I England planeras LNG-terminaler för att säkra gastillförseln i framtiden. Det gör att det även under vissa förhållanden kan ske en prispåverkan från gasmarknaderna i USA. De LNG-transporter som kommer från till exempel Afrika eller Mellanöstern kan då välja att landa i Europa eller gå vidare till USA. Även i USA planeras nya LNG-terminaler för att säkra gastillförseln till marknaden.

Figur 15. Marknadsplatser för naturgas i Europa



Främst den svenska, men även den danska, gasmarknaden är isolerad och prispåverkan från NBC och Zeebrugge är därmed mycket begränsad. Planerad utbyggnad av en ledning från Danmark till Holland borde dock leda till en större prispåverkan mellan marknaderna, om den kommer till stånd. Den finska gasmarknaden har sina egna speciella förutsättningar och hänger inte ihop med de övriga gasmarknaderna på kontinenten, åtminstone inte prispåverkaningsmässigt.

Den tyska gasmarknaden har idag inte samma förutsättningar för en konkurrensutsatt gasmarknad som den engelska. Marknaden är i större utsträckning uppbyggd i parallella system (ibland till och med parallella ledningssystem) mellan leverantör – kund, vilket gör att de olika leverantörerna inte lika lätt går in och konkurrerar om varandras kunder. I vilken takt utvecklingen på den marknaden kan ske har inte kunnat bedömas inom ramarna för denna studie.

I samband med avregleringen av gasmarknaderna sker också en snabb omstrukturering. När till exempel den danska gasmarknaden öppnades för alla kunder den 1 januari i år (2004) bytte närmare 10 procent leverantör – samma dag. Det är de stora industrikunderna som är snabbast med att byta leverantör. De befintliga danska gasleverantörerna tappar marknad åt nya aktörer, exempelvis Shell, Sydkraft Gas och Statoil Gazelle. Samtidigt etablerar exempelvis DONG nya kundrelationer i Sverige och Tyskland.

Hela denna strukturförändring som pågår gör också att de olika gaskontrakten ändrar utseende. För att ta nya kunder är gasleverantörerna villiga att skraddarsy olika lösningar för sina kunder. Ett känt exempel är DONG:s leveransuppgörelse med Göteborg Energi för det planerade kraftvärmeverket Rya. För Rya sker en prispåverkan mot el för den del av gasen som används för elproduktion, medan resterande del, gas för värmeproduktion, sätts enligt en mer traditionell modell. Avtalet är banbrytande, enligt DONG, men kommer sannolikt att få efterföljare. Uppgåelsen med Rya sträcker sig över en längre tidsperiod, eftersom det handlar om en investering i ett kraftvärmeverk och Göteborg Energi vill ha förutsägbara villkor. Gasaktörerna kan också säkra sig mot stora elprissvängningar genom att använda olika instrument på elmarknaden. På Nord Pool går det dock bara att köpa finansiella kontrakt på tidsperioder upp till fyra år.

I och med att såväl större energikunder som energiföretag har erfarenhet av den avreglerade elmarknaden finns kunskap om olika modeller för prissäkring av sina energiaffärer mot olika produkter.

Exempelvis valutor, råolja eller andra råvaror kanske handelsstål eller pappersmassa? Det gör att gaspriset i teorin kan konstrueras att följa prisutvecklingen för en mängd olika varor över den tid som olika derivat handlas. Det blir därmed ett alternativ till olika bilaterala avtalsformer med prisleddning.

5 Transport i Sverige

I Sverige sker idag transport av naturgas nästan uteslutande i markförlagda ledningar. Alternativet är att kondenserad gas, LNG (Liquified Natural Gas), transporteras med fartyg eller lastbil. Denna typ av transport är försvinnande liten i Sverige idag men kan komma att öka. Produktionskapacitet för LNG byggs ut på många platser i världen bland annat i Norge och LNG leveranser som ett alternativ till import av ledningsbunden naturgas har fått ökad aktualitet även i Sverige.

Ett ledningssystem för naturgas kan delas in i följande huvuddelar:

- Stamledning
- Grenledningar
- Mottagningsstationer
- Fördelnings- och distributionsnät

Stamledningarna är stålrör med en diameter på 500–1500 millimeter. I Sverige är diametern på stamledningarna 500–600 millimeter. Totalt bedöms det svenska naturgasnätet omfatta 539 kilometer överföringsledningar, 3 000 kilometer distributionsledningar.

För att klara av belastningsvariationer och ha reserv vid eventuella avbrott används gaslager. Det finns inga kommersiella lager i Sverige. För den svenska marknaden utnyttjas vid behov gaslager i Danmark. Avbrytbara leveranser är ett alternativ till lager.

För kortsiktiga belastningsvariationer kan så kallad linepack utnyttjas. Linepack innebär att mer gas än vad som förbrukas tillförs nätet, volymen och trycket i nätet ökas. Vid efterföljande belastningstoppar kan sedan gasen tas ut utan att minsta tillåtna leveranstryck underskrids. Vilken storlek på linepack som är möjlig att åstadkomma begränsas av vilken utrustning som finns för tryckhöjning i hela systemet, ända från källan, samt marknadens för-

brukningsmönster. Med en eller flera kompressorer på strategiska platser i systemet ökar möjligheterna att utnyttja linepack för lastutjämning.

5.1 Hur prissätts transporterna

Historiskt har alternativkostnaden för kunden varit styrande när naturgaspriset fastställts. Principen har varit att naturgasen skall konkurrera och vara något billigare än kundens alternativ. Naturgassäljaren har vid prissättningen eftersträvat att sätta ett pris på gasens mervärden relativt alternativen och få betalt för detta när kundens pris fastställs. Kunden har å sin sida hävdats att denna vinst skall gottskrivas honom och inte leverantören. Vem som har lyckats bäst i detta avseende kan inte generellt beskrivas, eftersom naturgasavtalen inte ges offentlighet. Gasbolagen hävdar att det har varit svårt att ta ut detta mervärde vid förhandlingar. Den betalbarhet som fastställs genom att värdera kundens alternativ skall täcka alla kostnader från källan till kunden samt ge en vinst för samtliga aktörer i försörjningskedjan. Med denna princip har det inte funnits något behov av att speciellt redovisa transportkostnaden till kunden. Det pris som kunden betalar har således inte speglat produktions- eller distributionskostnaderna utan kostnaderna för alternativet till naturgas. Även andra marknader har delvis byggts upp med samma prissättningsprinciper till exempel den svenska fjärrvärmemarknaden.

Under ett uppbyggnadsskede har det inte varit nödvändigt att allokera kostnaderna för transporterna till varje kundkategori. Leverantören av naturgas har kunnat ansluta nya kunder efterhand om de på marginalen givit ett positivt tillskott.

Vid den marknadsöppning som nu sker separeras handel och transport. Det gör att kunden får dels ett pris på den energi som köps och dels ett på transportkostnaderna. De aktörer som tagit rollen som transportbolag har publicerat transporttariffer.

Nova Naturgas tariff är konstruerad så att alla betalar efter samma tariff oberoende av var gasen levereras utefter stamledningen. Denna tariffutformning har både för- och nackdelar. De kunder som ligger nära leveranspunkten till Sverige kan med rätta hävda att de är med och betalar transporten för kunder längre bort i systemet. Tariffutformningen skulle säkert inte ifrågasättas på

samma sätt i en väl utbyggd infrastruktur med matningar från flera importpunkter.

Tarifferna för det svenska stamnätet har en hög kapacitetsandel, vilket innebär att den effekt som kunden behöver vid höglast får stor påverkan på transportpriset, även om denna kapacitet (effekt) behövs under mycket kort tid. Transportkostnaden för en kund som utnyttjar maximikapacitet under en kort tid av året får nästan lika stora transportkostnader som den som tar ut samma effekt under hela året.

Tarifferna för transport i det svenska stamnätet, Nova Naturgas, innehåller följande element¹¹:

1. Administrativ avgift
fast avgift per leveranspunkt, oberoende av årsvolym.
2. Avgift för avtalad timvolym
avgift för utnyttjad kapacitet, baserad på maximalt timuttag av naturgas, oberoende av årsvolym.
3. Mät- och reglerstationsavgift
fast avgift per leveranspunkt, oberoende av årsvolym.
4. Högbelastnings avgift
avgift för transporterad volym under perioden november - mars, volymsberoende.
5. Överutagsavgift och överleveransavgift
avgift baserad på kapacitetsutnyttjande, uttag per timme och år, oberoende av årsvolym.
6. Myndighetsavgifter,
avgift baserad på uttagen årsvolym.

Den som distribuerar naturgasen till slutkund skall enligt den modell Sverige valt redovisa en distributionskostnad som inkluderar kostnader i överliggande nät. En slutkund med flera distributörer mellan sig och den svenska importpunkten skall betala transportkostnader enligt de tariffer som den distributör som ligger närmast honom i distributionskedjan publicerar. Dessa tariffer skall inkludera kostnader för transport i överliggande nät från importpunkten.

¹¹ Nova Naturgas hemsida, www.novanaturgas.com.

Sydkraft Gas har valt en tariff, för stamnätsanslutna kunder, som tar hänsyn till var kunden tar ut sin gas från systemet, det vill säga tariffen är avståndsberoende. Sydkraft Gas bedömer att den avståndsberoende tariffen medför en variation på plus/minus 15 procent på kapacitetsdelen av tariffen och kapacitetsdelen utgör 85–90 procent av den totala transportkostnaden.

Sydkraft Gas baserar sin kapacitetsavgift på månadsmedeleffekten under den månad då gasuttaget är störst och skiljer sig därmed från Nova Naturgas som i sin tariff baserar kapacitetsavgiften på högsta timeffekt under året. Genom att inte direkt tillämpa de villkor som gäller i överliggande nät utsätter sig efterföljande led för en risk

Relationen mellan fasta och rörliga avgifter för transporten beror på vilket mönster man har i sitt uttag. I Sverige kan, med nuvarande utformning av tarifferna, den fasta delen i vissa fall utgöra 85–90 procent av den totala transportavgiften, medan man i Danmark bedömer att kapacitetsdelen kan sänkas till 75 procent med den nya tariffutformningen med månadstariffer.

Den naturgas som används i Sverige får med nödvändighet högre transportkostnader till följd av att naturgasen måste transporteras längre sträcka än om den används i Danmark. Förutom att det uppstår transportkostnader i Danmark måste transporten genom Sverige betalas.

Vid en övergång från strikt marknadsprissättning mot kundens alternativ till generella transportavgifter för alla kunder ställs höga krav på utformningen av tarifferna. Med för hög kapacitetsavgift kan initialkostnaderna bli så höga att kunder med kortvarigt behov av hög kapacitet väljer att avstå från naturgas.

Det är, enligt El- och gasmarknadsutredningens delbetänkande (SOU 2003:113), Energimyndigheten som i fortsättningen skall godkänna företagets metoder för tariffutformning. Beslut i denna fråga fattas först under hösten 2004, då riksdagen kommer att ta ställning till de ändringar i naturgaslagen som är föranledda av EU-direktivet. De större naturgaskunderna i Sverige hävdar att de via höga naturgaspriser bidragit till att täcka kapitalkostnaderna och ställer krav på att detta beaktas i transporttarifferna. Med nuvarande tariffer anser de att detta förhållande inte på något sätt har beaktats.

Några synpunkter som lyfts fram vid intervjuer i denna studie är följande. Systemet med att distributören har avståndsberoende tariffer och inkluderar kostnaderna i överliggande nät i sina tariffer

har kritiserats för att inte vara transparent och ett system med så kallade frimärkstäriffer, där tariffen är medelvärdet för samtliga transporter i nätet, har förespråkats. Andra framhåller systemet med att distributören bokar utrymme i nätet och att de sammanlagringsvinster som uppstår kommer transportbolaget tillgodo. Vinsterna kan användas för investeringar eller sänkta kostnader i transmissionssystemet. I det senare fallet förutses att transportbolaget, som har monopol på transporterna, övervakas av en myndighet, så att skäliga transporttariffer tillämpas.

5.2 Kapacitet i det svenska naturgassystemet

Fysisk kapacitet

När den möjliga transportkapaciteten i det svenska nätet skall fastställas, måste hänsyn tas till flera faktorer. I tidigare utredningar har angivits att kapaciteten uppgår till 22 TWh per år utan att systemet kompletteras med kompressorer och att kapaciteten kan höjas till 30 TWh per år genom att kompressorer används. Idag finns inga kompressorer i det svenska systemet.

Avgörande för hur mycket energi det svenska nätet kan transportera är vilken lastfaktor marknaden har och till vilken plats i landet gasen skall transporteras. Med stora förbrukningar i södra Sverige som tappas ur systemet kan större volymer tas emot än om motsvarande uttag sker längre norrut. Sannolikt är ovan angivna bedömningar baserade på en hög marknadslastfaktor och att naturgasen förbrukas utefter stamledningen mellan Malmö och Göteborg. Potentialbedömningar för de marknader som för närvarande förefaller som mest troliga ger en något annan bild.

De uppgifter vi har fått om möjlig mottagningskapacitet till Sverige har kontrollerats genom översiktliga beräkningar. Beräkningarna baserar sig på antaganden om vilka tryck som behövs på olika ställen i nätet och vilket tryck som kan levereras från Danmark. Med den geografiska utbyggnad av nätet som kan antas ske under de närmaste 2–4 åren kan följande bild ges.

- Ytterligare kunder kommer till norr om Göteborg
- Kraftvärmen byggs ut i Göteborg
- Sydkraft Gas nät byggs ut norrut till Boxholm
- Viss användning i Öresundsverket

I och med denna utbyggnad skulle den årliga naturgasanvändningen uppgå till 17–18 TWh. Beräkningarna visar att denna energimängd är vad som kan transporteras utan att systemet behöver förses med kompressorer eller förstärkas på annat sätt. Att energimängden blir lägre än den tidigare bedömningen på 22 TWh beror sannolikt på att andra antaganden om marknadens geografiska utbredning och lastfaktor.

Avgörande för vilken energimängd som kan föras in till Sverige är kapaciteten från Danmark. Den kapaciteten påverkas av marknadsutvecklingen i Danmark och hur naturgaslagren där kan användas och kommer att användas för att vid behov höja trycket i ledningen till Sverige. Nästa steg blir att komplettera systemet med kompressorer.

Historiskt har det största flödet varit cirka 5 miljoner m³ per dygn till Sverige och en grov uppskattning är att detta kan ökas med cirka 3 miljoner m³ per dygn utan förstärkningar i Danmark. Denna kapacitet bedöms vara tillräcklig för att försörja det svenska systemet med ovan redovisade utbyggnad.

Med förstärkningar på olika sätt med dubbleringar av ledningar och kompressorer i systemet kan den tidigare kapacitetsuppgiften på 30 TWh betraktas som största möjliga volym från Danmark. Ytterligare tillförsel söderifrån kan uppnås om Sydkraft Gas planerade ledning, Baltic Gas Interconnector, från Tyskland byggs. Energimyndigheten har tillstyrkt byggande av ledningen i ett yttre till regeringen.

I kapitel 6 beskrivs pågående och planerade utbyggnader mera utförligt.

5.3 Kapacitetsbegränsningar i avtal

Med den tidigare monopolsituationen hade vissa aktörer en dominerande ställning och avtal som begränsade andra aktörers möjlighet att konkurrera på lika villkor. I samband med marknadsöppningen har marknaden kännetecknats av en situation där tidigare ingångna avtal skall fungera tillsammans med tariffer och regler anpassade för en fullt konkurrensutsatt marknad. Ett exempel är att några distributörer har förbrukat den gas de kontrakterat för vintermånaderna snabbare än planerat. De har vänt sig till leverantören för att köpa ytterligare leveranser i tron att de haft en viss kapacitet i nätet som är bokad och betald över tid räknat.

Leverantörens tolkning är att överenskommen energivolym är levererad till distributören och att denne har betalt för gasvolymen inklusive transport oberoende av när i tiden leveransen har skett. För ytterligare leveranser förväntar sig leverantören att distributören även betalar transport enligt transporttariffen som gäller sedan marknaden öppnats.

I något fall har importören hävdad kapacitetsbrist i Danmark som orsak till att inte leveranserna till viss kund kunnat utökas som denne önskat. Sannolikt har importörens avtal varit sådant att nämnda begränsning fanns i aktuellt avtal med dennes leverantör. Vid några tillfällen har kunden i denna situation kunnat få utökade leveranser genom att vända sig direkt till leverantören i Danmark, som inte har några avtalsbegränsningar, och tecknat avtal med denne direkt. Transport i det svenska nätet har därefter avtalats separat.

Den utveckling som nu sker, som innebär att transportererna skiljs från handeln med naturgas, medför att aktörerna i de olika leden i naturgaskedjan bedömer att många av de tidigare avtalsmässiga komplikationerna kommer att försvinna. Till detta kommer att ett led i handelskedjan försvinner när Nova Naturgas säljer sin handelsdel till sin tidigare leverantör DONG, förutsatt att den planerade försäljningen fullföljs. Därmed elimineras ett problem med många aktörer i handelskedjan som ofta påtalats som en fördyrande faktor, inte minst från slutkunderna.

I studien har inte kunnat fastställas om tidigare ingångna avtal om transporträtter i Danmark har givit, eller kommer att ge, någon part konkurrensfördelar. Enligt Gastra transporterar Nova Naturgas enligt villkoren i dessa avtal. Gastra kan inte lämna uppgifter om dessa avtal är fördelaktigare än de transporttariffer som tillämpas efter marknadsöppningen. Eftersom Nova Naturgas har valt att transportera enligt villkoren i de tidigare avtalen kan förmodas att dessa är fördelaktigare än transport enligt de publicerade tarifferna. Huruvida DONG kommer att åberopa dessa avtal om transporträtt efter att de tagit över handelsverksamheten från Nova Naturgas är ännu en öppen fråga. Enligt de uppgifter som framkommit vid diskussioner kring frågan med ett antal aktörer har det inte framkommit några uppgifter om att frågeställningarna skulle ha utretts tidigare. Är det angeläget att detta görs är vår uppfattning att det måste utföras av en konkurrensmyndighet med befogenhet att begära in nödvändiga uppgifter och gå igenom villkoren i avtalen.

6 Pågående och planerade utbyggnader av naturgassystemet

6.1 Utbyggnad av naturgasnätet i Bohusläns

För närvarande bygger Nova Naturgas ut naturgasnätet med en 70 kilometer lång ledning från Hisingen via Kungälv till Stenungsund.

Figur 16. Utbyggnad Bohuslän 2004



Källa: NOVA Naturgas .

Längs den nya ledningen kommer naturgasen främst att användas som en råvara i industrin. Exempel på företag som kommer att gå över till naturgas är Perstorp Oxo och Eka Chemicals. I Perstorp Oxo:s petrokemiska fabrik i Stenungsund kommer gasen att ersätta cirka 60 000 ton tjockolja, motsvarande 0,7 TWh per år. Hos Eka Chemicals kommer naturgasen att ersätta cirka 25 000 ton gasol, motsvarande 0,3 TWh. En kortsiktig bedömning för regionen är en marknad på 1,2–1,5 TWh. Någon mer långtgående bedömning har inte funnits att tillgå.

6.2 Utbyggnad av kraftvärme i Göteborg och Malmö

Ett nytt kraftvärmeverk med naturgas som bränsle är beslutat och kommer att uppföras i Ryahamnen i Göteborg. Driftstarten är planerad till hösten 2005. Kraftvärmeverket kommer att bli en så kallad gaskombianläggning med en eleffekt på 260 MW och en värmeeffekt på 290 MW. Bränsleförbrukningen beräknas uppgå till cirka 300 miljoner normalkubikmeter naturgas per år, vilket motsvarar cirka 3 000 GWh. Det ger en produktion på cirka 1 250 GWh el och 1 450 GWh värme per år. Kraftvärmeverket beräknas kunna täcka 30 procent av elbehovet och 25 procent av värmebehovet i Göteborg. Naturgasen köps direkt från danska DONG och enligt avtal skall de leverera 370 miljoner kubikmeter naturgas per år för användning främst i Rya kraftvärmeverk. Ryaverkets driftsförutsättningar får anses mer säkra med hänsyn till att elpriset och gaspriset är kopplade till varandra i ingånget gasavtal.

Ett kraftvärmeverk av samma typ planeras även i Malmö, men där har inga investeringsbeslut fattats ännu. I inlämnad tillåtlighetsansökan ansöks om att få använda 5 600 GWh naturgas per år i anläggningen. Anläggningen är planerad för värmeeffekten 250 MW och eleffekten 400 MW. Tidplanen för anläggningen är, förutsatt att tillståndet blir klart under hösten 2004, att investeringsbeslut kan tas under våren 2005. Anläggningen skulle då kunna vara i kommersiell drift 2009.

Läggs nuvarande bedömningarna för driften av Öresundsverket till Ryaverkets bedömda produktion, skulle de båda anläggningarna producera i storleksordningen 4 TWh el och 2 TWh värme.

6.3 Sydkraft Gas förprojekterar för Mellansverige

Sydkraft Gas har projekterat en förlängning av befintlig ledning upp till Jönköping för att sedan fortsätta en utbyggnad mot Mellansverige. För tillfället pågår förprojektering av sträckningar från Jönköping via Boxholm och Norrköping mot Oxelösund respektive Örebro.

En grov tidplan för utbyggnaderna är följande om projekten kommer till genomförande:

- Jönköping 2006
- Boxholm 2007
- Norrköping 2008
- Örebro/Oxelösund 2009

Sydkraft Gas uppger att det finns en betydande potential i Mellansverige förutsatt att de rätta förutsättningarna kan skapas. I området norr om Jönköping finns 10–15 större potentiella kunder i form av kraftvärmeverk, massa- och pappersindustri och stålindustrier. I ett femtonårsperspektiv bedöms en marknadspotential på 12–14 TWh föreligga i området.

I ett kortare perspektiv bedömer Sydkraft Gas att marknaden upp till Jönköping har en tillkommande potential på cirka 1,5 TWh.

Figur 17. Kartan visar schematiskt Sydkraft Gas planer för utbyggnad i Mellansverige



6.4 Fortum planerar för Stockholm och Bergslagen

Förprojektering för att främst nå Stockholm och Bergslagen har påbörjats. Följande marknadsbild har identifierats:

Figur 18. Marknadspotential i Mellansverige

<i>Gaspotential</i>	<i>TWh</i>
Kraft- och fjärrvärme	11–17
Massa- och pappersindustri	3–5
Järn- och stålindustri	3–4
Övrig marknad	3–5
Totalt	20–30

Källa: Svensk Naturgas/Fortum.

Redovisad marknadsbild inkluderar delar av Södermanland och Östergötland och överlappar delvis Sydkraft Gas marknadspotential för deras Mellansverige-projekt.

7 Internationell utveckling

Naturgasen har blivit ett allt större energislåg för världens energiförsörjning. En starkt bidragande orsak till den denna utveckling är att naturgasen spelar en allt större roll som en huvudstrategi i miljö- och klimatpolitiken i många länder. Huvudanledningen till detta är att naturgasen starkt bidrar till att reducera koldioxid-emissionerna om den ersätter andra fossila bränslen och då främst olja och kol. Naturgasen har även avsevärt lägre emissioner av bland annat stoft, tungmetaller och svavel än olja och kol men även i jämförelse med andra bränslen har naturgasen lägre emissioner.

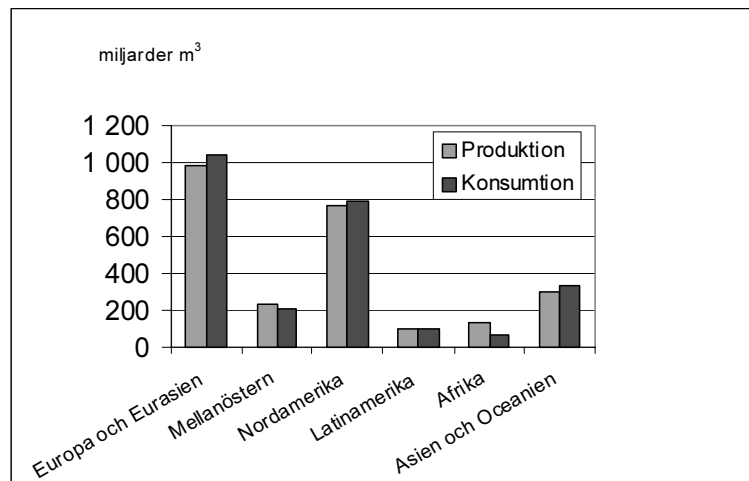
Sedan 1990 har konsumtionen av naturgas ökat med i genomsnitt 1,8 procent per år och den totala användningen av naturgas i världen uppgår till 26 500 TWh (2002). Denna användning utgör 24 procent av den totala kommersiella energianvändningen globalt. Enligt IEA:s prognoser fram till 2030 kommer efterfrågan på naturgas att fördubblas till år 2030 och naturgasens andel av den totala energianvändningen att öka till 28 procent¹².

Även i EU:s medlemsländer svarade naturgas för 24 procent av den totala energianvändningen år 2002, vilket kan jämföras med en andel på mindre än 2 procent i Sverige. Naturgasens andel av den totala energianvändningen i olika länder varierar, från någon procent i Portugal och Irland till närmare 40 procent av den totala energianvändningen i Storbritannien¹³.

Naturgasproduktionens fördelning i världen visar en annan fördelning än för olja. Produktionen av naturgas är starkt koncentrerad till ryska federationen och USA, vilka tillsammans svarade för cirka 44 procent av den totala produktionen 2002. I Europa har Norge och Holland störst produktion av naturgas.

¹² World Energy Outlook 2002, IEA.

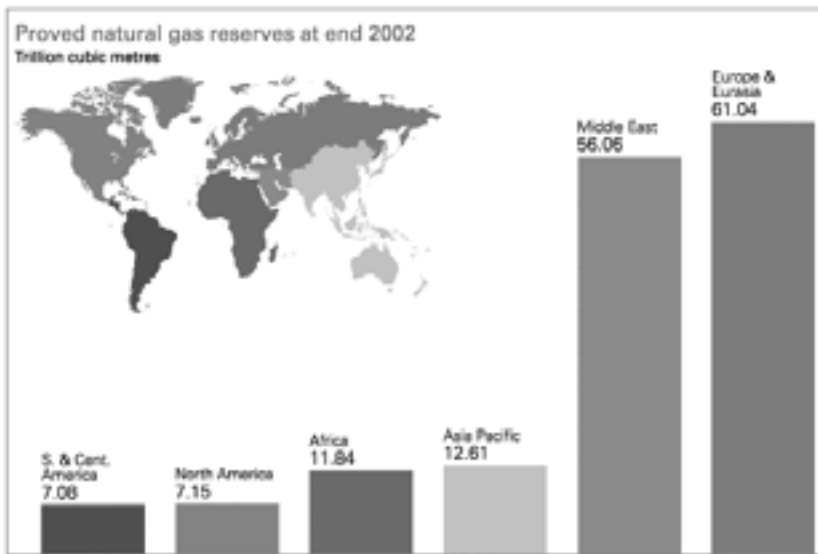
¹³ BP Statistical Energy Review 2003.

Figur 19. Produktion och konsumtion per region i miljarder m³

Källa: BP Statistical Review 2003.

I Figur 20 visas en sammanställning av kända naturgasreserver i världen. De största kända samlade naturgasreserverna finns i Ryssland (15 procent) och i Mellanöstern (36 procent). Endast 2 procent av reserverna finns inom EU. Totalt beräknas de kommersiellt utvinningsbara reserverna i världen uppgå till 156 000 miljarder m³ och beräknas, med dagens användning, räcka i drygt 60 år.

Figur 20. Kända naturgasreserver i världen 2002, miljarder kubikmeter



Källa: BP Statistical Review 2003.

7.1 Naturgas i Europa

Kartan i Figur 21 visar det europeiska naturgassystemet år 2002 samt planerade utbyggnader. Observera att kartan endast visar större överföringsledningar. De regionala och lokala näten tillkommer och de är i vissa områden mycket förgrenade.

Figur 21. Naturgasnätet i Europa 2002



Källa: Eurogas.

Naturgasfyndigheternas geografiska läge tillåter inte alltid att rör-system byggs för transporter till användare. En växande del av naturgasen distribueras därför som vätskeformig naturgas, LNG. Idag är flera LNG-terminaler under uppförande i Europa. Befintliga LNG-terminaler samt de som är under uppförande är markerade på kartan i Figur 21. LNG har främst varit aktuellt, där avstånden mellan produktion och användare varit för stort för rörtransport eller där det inte varit tekniskt möjligt att bygga rörledningar. På större marknader används LNG också för att möta korttidsvariationer och säkra säsongsmässig lastutjämning. LNG

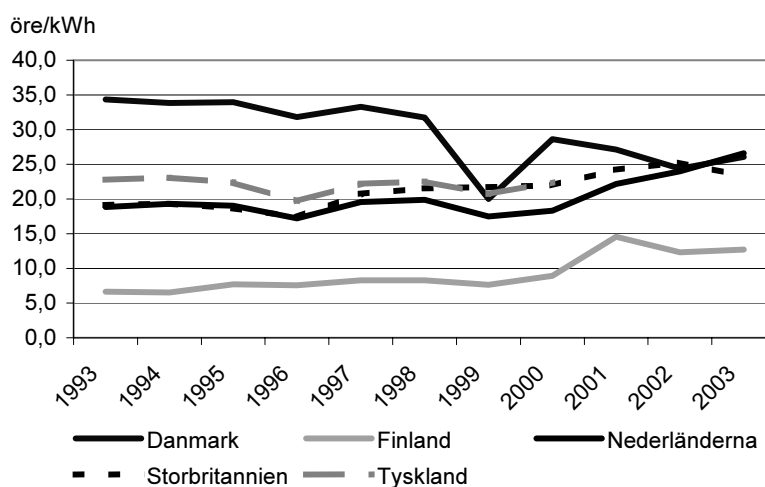
kan också användas för introduktion av naturgas på marknader under uppbyggnad till volymer som kan motivera ledningsbyggnad.

7.2 Trender för prisutveckling i ett urval av europeiska länder

Nedan redogörs för prisutvecklingen för olika kategorier av slutkunder. Den historiska prisutvecklingen redovisas i Figur 22 för hushållskunder och i Figur 23 för industrikunder. Urvalet av länder har gjorts mot bakgrund av att Storbritannien, Nederländerna och Tyskland har en väl utbyggd infrastruktur för naturgas och har använt naturgas under lång tid. Finland har en speciell situation genom att de får leveranser enbart österifrån och på samma sätt som Sverige endast har en tillförselväg. Danmark har tagits med, eftersom naturgasleveranserna till Sverige kommer från, eller via, Danmark.

Här är det dock viktigt att påpeka att statistiken över naturgaspriser inte är helt tillförlitlig, främst på grund att det finns få aktörer på naturgasmarknaden i jämförelse med exempelvis elmarknaden, men även att priserna för slutkunderna varierar med vilken typ av tariff och avtal som slutkonsumenten har. I denna jämförelse redovisas IEA:s prisstatistik. Den är baserad på genomsnittspriser för olika slutkunder i respektive land. Genomsnittspriset för de olika slutkundskategorierna har beräknats utgående från uppgifter om kostnader per levererad enhet naturgas till hushållskunder och uppgifter om intäkter per enhet leverans till industrikunder från gasleverantörerna.

Figur 22. Naturgaspriser för hushållskunder 1993–2003, exklusive skatt och moms, öre/kWh



Källa: Energy Prices & Taxes, 1:st Quarter 2004, IEA.

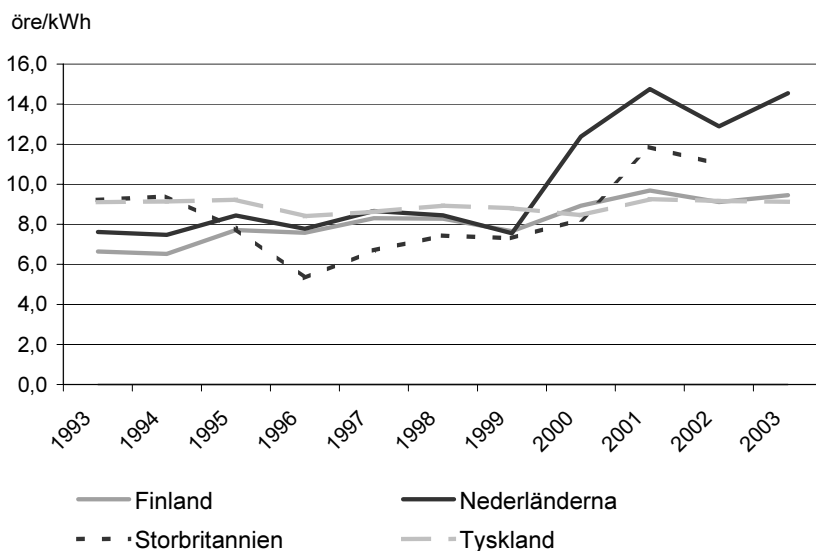
Anm: Priserna för hushållskunder är ett genomsnittspris för samtliga slutkunder i övrigsektorn. Det beräknas genom uppgifter om naturgasföretagens genomsnittliga kostnader per enhet gasleverans till hushållskunder.

Som framgått innehåller den här typen av statistik flera felkällor och figurerna har tagits med främst för att spegla trenderna i de olika länderna. Att göra direkta prisjämförelser mellan länderna utifrån denna statistik är mindre lämpligt.

- *Danmark:* Tendensen i Danmark är att priserna har fallit under den studerade perioden. Det låga priset år 1999 kan vara en indikation på att statistiken inte är helt tillförlitlig.
- *Tyskland:* Har haft förhållandevis stabila priser under den period det finns statistik för.
- *Nederländerna:* Inflationen har varit högre än i de övriga länderna som undersökts, speciellt de tre senaste åren, vilket kan förklara trenden med stigande priser där.
- *Storbritannien:* Trenden är stigande priser under den studerade perioden. Inflationen har inte, som i Nederländerna, varit högre än i övriga undersökta länder.

Finland: Möjligen kan man utifrån statistiken för Finland dra slutsatsen att prisnivån där är lägre än i de andra länderna, men trenden är att de har stigit och hamnat på en högre nivå än tidigare.

Figur 23. Naturgaspriser för industrikunder 1993–2003, exklusive skatt



Anm: Uppgifter för Danmark saknas.

Källa: Energy Prices and Taxes, 4:th Quarter 2003, IEA. Priserna för industrikunder är ett genomsnittspris för samtliga slutkunder i industrisektorn. Det beräknas genom uppgifter om naturgasföretagens genomsnittliga intäkter per enhet gasleverans till industrikunder.

Naturgaspriserna till industrikunder har legat på en relativt sett stabil nivå mellan år 1993 och år 2000, vilket visas i Figur 23. Efter år 2000 har dock priserna stigit i samtliga redovisade länder.

- *Danmark:* Uppgifter för Danmark saknas vad avser industristatistiken.
- *Tyskland:* Har haft förhållandevis stabila priser under den period det finns statistik för.
- *Nederländerna:* Inflationen har varit högre än i de övriga länderna som undersökts, speciellt de tre senaste åren, vilket kan förklara trenden med stigande priser där.

- *Storbritannien:* Trenden är stigande priser under den studerade perioden. Inflationen har inte, som i Nederländerna, varit högre än i övriga undersökta länder.
- *Finland:* Möjligen kan man utifrån statistiken för Finland dra slutsatsen att prisnivån där är lägre än i de andra länderna men att den steg kraftigt 2001 för att därefter hamna på en högre nivå än tidigare.

Vid jämförelser av priser är det viktigt att valutakursernas ändringar beaktas. Minskningen i England kan åtminstone delvis förklaras av att priserna är omräknade i svenska kronor, och kronan har stärkts mot det brittiska pundet mellan år 2001 och 2003.

8 Slutsatser

Utredningens frågeställningar spänner över ett brett område. Det finns ett behov av att frågeställningarna belyses ur flera perspektiv och djupare än vad som varit möjligt inom ramen för denna översiktliga studie. Den marknadsöppning som påbörjats inom hela EU har medfört stora omstruktureringar och förändringar under de senaste åren. Transportbolag har bildats, spothandeln utökats, gamla villkor i avtal måste omförhandlas och de olika aktörernas roller förändras.

Med utgångspunkt från en beskrivning av hur naturgasmarknaden ser ut i Sverige och vilka villkor som gäller beskrivs i rapporten de förändringar som redan har skett och vilka som kan förväntas.

Handel med naturgas har kännetecknats av stora investeringar. Det har medfört att alla aktörer har haft ett behov av långa avtal för att säkerställa en trygg avkastning på insatt kapital. Avtalstider på 20 år har varit vanliga och även upp till 30 år har förekommit. De större kunderna och distributörerna har, på en monopolmarknad, varit beredda att ta på sig volymrisker genom så kallade "take or pay"-avtal. Säljaren av gas har tagit prISRISKEN genom att erbjuda prISFÖLJNING mot främst olja men även kol. Prissättningsprincipen har ifrågasatts, speciellt under perioder med höga oljepriser. Kunden har dock garanterats att naturgasen alltid är konkurrenskraftig mot olja.

På marknader med utbyggd infrastruktur med flera tillförselvägar går utvecklingen mot ett eget pris på gasen och den direkta prisföljningen mot olja i avtalen minskar. Det finns idag sju mer eller mindre utvecklade marknadsplatser för naturgas i Europa, så kallade "hubs". Storbritannien betraktas som den mest utvecklade öppna marknaden idag, men även i Belgien sker en liknande utveckling. Genom The Interconnector, ledningen som förbinder England och Belgien, kopplas marknaderna fysiskt till varandra och priserna på dessa marknader har en tydlig koppling. Under en period då The Interconnector var tagen ur drift gick spotpriserna i England och på europeiska kontinenten isär. När ledningen åter togs i drift återgick priserna till samma nivå. På en gemensam marknadsplats kan naturgas från olika leverantörer konkurrera med varandra och handeln styrs av utbud och efterfrågan.

Även om dessa marknadsplatser utvecklas, tror flera bedömare att de stora bilaterala avtalen kommer att ha ett inslag av följning mot oljeprisets utveckling, under överskådlig tid. För slutkunderna innebär marknadsöppningen att en mindre del av priset blir rörligt och sannolikt kommer den del av priset som relateras till oljeprisutvecklingen att minska. På sikt bedöms utvecklingen att gå mot en mer enhetlig prisnivå för hela Europa. Den svenska och delvis även den danska marknaden ligger lite vid sidan om de etablerade marknadsplatserna och påverkas ännu inte speciellt mycket av prisutvecklingen på dessa. Nya förbindelser mellan Danmark och kontinenten planeras och kommer dessa till stånd påverkar de utvecklingen av gemensamma marknadsplatser.

Med den vertikala integration som varit rådande, där stora aktörer har haft flera roller i försörjningskedjan, har inte handeln med naturgas utvecklats på ett marknadsanpassat sätt. Marknadsöppningen har redan resulterat i nya produkter och prissättningsmodeller. Olika aktörer på marknaden bedömer att konkurrensutsättningen av handeln med naturgas kommer att leda till allt mer kundanpassade erbjudanden. Ett exempel på anpassning är danska DONG:s avtal med Göteborg Energi, där en följning mot elprisutvecklingen sker för den gas som används för elproduktion, medan gasen som används för värmeproduktion prissätts på ett mer traditionellt sätt. Flera distributörer och större kunder har en stark tro på att handeln kommer att fungera bättre än tidigare och oroar sig mera för utvecklingen vad anser transporttariffernas utformning.

Genom tidigare ingångna avtal kan till exempel en distributör ha åtagit sig att ta emot en minsta volym naturgas från sin leverantör genom ett "take or pay"-avtal. När avtalet tecknades var inte distributören konkurrensutsatt, vilket medförde att ingen annan leverantör kunde konkurrera på slutmarknaden. I och med öppningen av marknaden uppstod konkurrens på slutmarknaden och i några fall har distributören passerats i försäljningskedjan genom att leverantören sålt gas direkt till slutmarknaden. I och med "take or pay"-avtalet har distributören förbundit sig att ta emot gas som han inte längre har full avsättning för. Så länge tidigare ingångna avtal löper kommer beskriven situation att kvarstå. Det kan tyckas naturligt att detta skall regleras mellan aktörerna så att den som mister sin kund kompenseras genom en sänkning av "take or pay"-volymen. Hur åtagandena skall reduceras beror dock på hur avtalet i övrigt är utformat, vilket gör att den uppkomna situationen måste lösas från fall till fall. Efter att ha intervjuat ett flertal kunder, distributörer och leverantörer är vår uppfattning att marknaden kan hantera de problem som eventuellt uppstår. Några aktörer kommer sannolikt att drabbas ekonomiskt. Eftersom i stort sett samtliga äldre avtal i Sverige löper ut 2005–2006, kommer den ekonomiska skadan för den som får naturgas över, främst distributörer, att vara begränsad. Uppskattningsvis har våra undersökningar av konsekvenserna omfattat 90–95 procent av marknaden och ingen av aktörerna uppger att "take or pay"-åtaganden kommer att vålla dem problem. Samtliga distributörer har alternativ användning för naturgasen i egna anläggningar. När nya avtal skall tecknas är parterna medvetna om den nya marknadssituationen och avtalen utformas med hänsyn till den.

Under ett uppbyggnadsskede har det inte varit nödvändigt att allokera kostnaderna för transporter till varje kundkategori. Naturgasleverantören har kunnat ansluta nya kunder efterhand om de på marginalen givit ett positivt tillskott. Vid den marknadsöppning som nu sker separeras handel och transport och kunden får dels priset på den energi som köps, dels transportkostnaderna. Den som distribuerar naturgasen till slutkund skall enligt direktivet redovisa en distributionskostnad som inkluderar kostnader i överliggande nät. Denna utformning gör att nätavgifterna inte fullt ut upplevs som transparenta. Distributörerna som svarar för transporten framhåller att systemet med att de bokar kapacitet i överliggande nät innebär att sammanlagringsvinsterna hamnar i transportbolaget som övervakas av myndighet. Denna konstruktion

innebär att dessa vinster kan bidra till sänkta transportkostnader alternativt investeras i näten.

Tarifferna för det svenska stamnätet har en hög kapacitetsandel, vilket innebär att den effekt som kunden behöver vid höglast får stor påverkan på transportpriset, även om denna kapacitet (effekt) behövs under mycket kort tid. Transportkostnaden för en kund som utnyttjar maximal kapacitet under en kort tid av året får nästan lika stora transportkostnader som den som tar ut samma effekt under hela året. I Danmark, som tidigare hade liknande tariffer, har detta problem observerats och tarifferna har omarbetats. Det betyder att den kund som utnyttjar hög kapacitet under månader då det normalt finns gott om kapacitet betalar en lägre avgift för kapacitetsutnyttjandet än den som behöver kapacitet under tider med hög belastning i systemet.

Relationen mellan fasta och rörliga avgifter för transporten beror på vilket mönster kunden har i sitt uttag. I Sverige kan, med nuvarande utformning av tarifferna, den fasta delen i vissa fall utgöra 85–90 procent av den totala transportavgiften. I Danmark bedöms kapacitetsdelen idag vara cirka 75 procent med den nya tariffutformningen med månadstariffer.

Vid en övergång från strikt marknadsprissättning mot kundens alternativ till generella transportavgifter för alla kunder ställs höga krav på utformningen av tarifferna. Med för hög kapacitetsavgift kan initialkostnaderna bli så höga att kunder med kortvarigt behov av hög kapacitet väljer att avstå från naturgas. Till detta kommer att de större naturgaskunderna i Sverige hävdar att de via höga naturgaspriser tidigare under avtalsperioder har bidragit till att täcka kapitalkostnaderna och ställer krav på att detta beaktas i transporttarifferna. Med nuvarande tariffnivåer anser de att detta förhållande inte har beaktats.

I den tidigare importkedjan hade den svenska importören avtal och transportträtter som innebar vissa konkurrensbegränsningar. Dessa begränsningar har delvis kvarstått i inledningen av marknadsöppningen. För att på något sätt kunna bedöma konsekvenserna av konkurrensbegränsningen måste man ha tillgång till leveransavtalen. Dessa är emellertid inte officiella och har heller inte varit tillgängliga inofficiellt för denna utredning. I och med den omfördelning av roller som nu sker är aktörernas inställning att tidigare hinder för full konkurrens elimineras. I och med att Nova Naturgas säljer sin handel till DONG blir Nova Naturgas enbart ett transportbolag. Redan i denna situation blir deras respektive roller

tydligare, då de inte kommer att transportera egen gas. En till synes naturlig utveckling är att hela högtrycksystemet får en och samma systemoperatör och det första ledet i transportkedjan får helt transparenta och jämförbara tariffer.

När den möjliga transportkapaciteten i det svenska nätet skall fastställas måste hänsyn tas till flera faktorer. I tidigare utredningar har angivits att kapaciteten uppgår till 22 TWh per år utan att systemet kompletteras med kompressorer och att kapaciteten kan höjas till 30 TWh per år genom att kompressorer används. Idag finns inga kompressorer i det svenska systemet. Enligt danska uppgifter finns tillräcklig kapacitet för en utökad marknad i Sverige, och Danmark utgör i det avseendet ingen fysisk begränsning.

Avgörande för hur mycket energi det svenska nätet kan transportera är vilken lastfaktor marknaden har och till vilken plats i landet gasen skall transporteras. Med stor förbrukning i södra Sverige, som medför att stora gasvolymerna tappas ur systemet, kan större volymer tas emot än om avtappningen sker längre norrut. Sannolikt är ovan angivna bedömningar av kapaciteten baserade på hög marknadslastfaktor och att naturgasen förbrukas utefter stamledningen mellan Malmö och Göteborg. Bedömningar av möjlig mottagningskapacitet i det svenska systemet, för de marknader som för närvarande bedöms som mest troliga, ger en något annan bild. Förutsatt att kraftvärmen i Göteborg behöver de gasvolymerna som planerats, att marknaden norr om Göteborg växer enligt planerna, att en gaskombianläggning byggs även i Malmö samt att Sydkraft Gas utbyggnadsplaner upp till Jönköping realiseras, bedöms den årliga mottagningskapaciteten kunna uppgå till 17–18 TWh per år. Skall ledningssystemet klara större volymer, behöver det kompletteras med kompressorer eller dubblas på vissa sträckor. Ett alternativ för att importera större volymer söderifrån är att den planerade ledningen från Tyskland till Skåne byggs.

9 Referenser

- AKF, Gasmarkedet i Danmark – fra monopol til konkurrence
- Arthur D Little, New opportunities for Europe's TSOs
- BP, Statistical Review 2003
- El- och gasmarknadsutredningen, El- och naturgasmarknaderna – europeisk harmonisering (SOU 2003:115)
- EPRM, 2002, European gas hub trading: developments and risks
- Europaparlamentets och rådets direktiv 98/30/EG, gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas
- EU-direktiv 2003/55/EG, gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 98/30/EG
- Gastra A/S, DK, Jan Ingwersen, A marketplace for gas in Denmark
- IEA, Energy prices and taxes, 4th quarter 2003
- Näringsdepartementet, SOU 1999;115, Handel med gas i konkurrens
- Ofgem factsheet 37, 05.12.03, Securing Britain's gas supply
- PriceWaterhouseCoopers, Systembalansansvar på svensk naturgasmarknad
- SCB, Svenska naturgaspriser 2003
- SOU 1999:115 Handel med naturgas i konkurrens
- Statskontoret, Effektivare tillsyn över energimarknaderna
- Statens energimyndighet, Översyn av naturgaslagen
- Statens energimyndighet, Utvecklingen på naturgasmarknaden
- Statens energimyndighet, Tariffstruktur för transmission av naturgas
- Statens energimyndighet, Energiläget 2003
- Svenska gasföreningen, Energigas 2003
- Swedish Industrial Gas Consortium, Inläga till El-Gasmarknadsutredningen 2004-03-31

www.eurogas.org
www.sydskraft.se
www.novanaturgas.com
www.goteborgenergi.se/
www.ofgem.gov.uk/ofgem/index.jsp
med flera hemsidor

Årsredovisningar från Nova Naturgas, Sydkraft, Göteborgs Energi, Varbergs Energi, Ängelholms Energi, Öresundskraft och Lunds Energi år 2003.

Intervjuer med:

- Svensk Naturgas, Fortum
- Nova Naturgas
- DONG
- Sydkraft Gas
- Göteborg Energi
- Öresundskraft
- StoraEnso
- SIGC (Swedish Industrial Gas Consortium)
- Gastra
- Ängelholms Energi
- Varberg Energi
- samt en rad mer översiktliga kontakter med andra aktörer

Rapport 6.b

Naturgasmarknad i förändring

Komplettering

Av ÅF-Energi & Miljö AB

Stockholm 2004-07-05

Innehåll

1	Förord	413
2	Bakgrund	413
3	Prissättning och prisutveckling	413
3.1	Prissättning av naturgas	413
3.1.1	I grossistled mellan leverantörer och underleverantörer	413
3.1.2	I slutkundsledet	414
3.2	Bild av marknadens funktion	414
3.2.1	Utgångspunkt för naturgasavtalen	414
3.2.2	En utbyggd infrastruktur av stor betydelse för marknadens funktion.....	415
3.3	Importpriset	416
3.4	Faktorer som påverkar naturgaspriset	416
3.4.1	Alternativkostnadsprissättning.....	417
3.4.2	Oljepris och dollarkurs.....	418
3.4.3	Energiskatter.....	419
3.4.4	Kapitalkostnader.....	420
3.4.5	Marknadens sammansättning och förbrukningsprofil påverkar priset för transport och lastutjämning.....	420
3.4.6	Omkringliggande marknader.....	422
3.4.7	Konkurrenssituation mellan aktörerna	422
3.5	Prisutveckling sedan marknadsöppningen år 2000	424
3.6	Sammanfattning av prissättning.....	424
3.6.1	Värdering av prispåverkande faktorer	424
3.6.2	Vilken utveckling kan förväntas	425

4	Alternativ till mottagningsplikt, Take or Pay (ToP) .426	
4.1	Villkor i olika led.....	426
4.1.1	Grossistledet, Producent –Importör- Underleverantör.....	426
4.1.2	Vad innebär mottagningsplikt, ToP.....	427
4.1.3	Varför finns mottagningsplikt, ToP	428
4.2	Alternativ till ToP utvecklas av marknadsaktörerna.....	429
4.2.1	Alternativ 1: Nya avtalskonstruktioner leder till andra villkor.....	429
4.2.2	Alternativ 2: Fungerande andrahandsmarknader utvecklas	429
4.2.3	Alternativ 3: Fungerande marknadsplatser utvecklas på sikt	430
4.3	Sammanfattning av mottagningsförpliktelser.....	430

1 Förord

De uppgifter som redovisas i denna komplettering av tidigare rapport baserar sig bland annat på muntliga uppgifter från aktörer på den svenska marknaden. Rapportförfattarna har av naturliga skäl inte haft tillgång till avtal eftersom de normalt inte är offentliga på grund av sekretessklausuler. Beskrivningen av olika prisparametrar och övriga villkor i avtalen kan därför inte sägas gälla generellt i alla avtal. Däremot bör de ge en bild av de vanligaste villkoren i avtalen på den svenska marknaden.

2 Bakgrund

Följande analys är en komplettering till tidigare av ÅF genomförd studie, ”Naturgasmarknad i förändring” 2004-07-05.

Kompletteringen innebär en fördjupad analys:

- av de faktorer som påverkar prisutvecklingen på naturgasmarknaden, samt
- en analys av möjliga alternativ till mottagningsplikt, så kallad ”take or pay”.

Projektet har inneburit ytterligare utveckling av delar av ovan nämnda studie. Kompletterande intervjuer med ett urval av aktörer på naturgasmarknaden har genomförts. Intervjuerna har kompletterats med fördjupade analyser av litteratur och tidigare insamlat underlag.

Uppdraget har genomförts av civilingenjörerna Hans Åkesson och Karin Byman.

3 Prissättning och prisutveckling

3.1 Prissättning av naturgas

3.1.1 I grossistled mellan leverantörer och underleverantörer

Priset på naturgas i grossistled samt mot stora slutkunder utgörs normalt av ett baspris och detta baspris indexeras under avtalens löptid. Normalt finns det även en omförhandlingsklausul i avtalen.

1. Initialt fastställs ett *baspris* när avtal tecknas. Baspriset har historiskt satts med referens till kundens alternativkostnad. Alternativet har varit användning av olja och kol i olika anläggningar. När baspriset fastställs vid förhandlingar, behandlas alla de konkurrensfaktorer som parterna önskar återöppna.
2. Under avtalets löptid sker en indexering, *prisföljning*. Historiskt har indexeringen av naturgaspriset skett med referens till olja. En vanlig konstruktion har varit att cirka 90 procent av priset har indexerats mot oljeprisutvecklingen och 10 procent mot ett index som speglar kapitalkostnaden för alternativet. En utveckling som innebär indexering mot andra prisutvecklingar har inletts.
3. Normalt finns även en *omförhandlingsklausul* avtalad, som ger parterna rätt att begära en omförhandling om någondera parten starkt missgynnas under avtalstiden.

3.1.2 I slutkundsledet

I slutkundsledet har trenden varit att avtal med avtalstider på 3–5 år förnyas genom att avtalen förlängs med 1 år. En annan tendens är att nya prissättningsformer utvecklas. För hushållskunder och andra småförbrukare tillämpas tariffer.

3.2 Bild av marknadens funktion

3.2.1 Utgångspunkt för naturgasavtalen

Den svenska marknaden har kännetecknats av få aktörer med givna roller i handelskedjan. Först när det så kallade naturgasdirektivet införlivades i svensk lagstiftning i augusti 2000 öppnades marknaden för konkurrens och i ett första steg för kategorin storförbrukare. Den svenska marknaden är liten och leverantörsbytena har varit få under perioden efter marknadsöppningen. En huvudorsak till detta är att sedan tidigare gällande avtal ännu inte löpt ut. Först under det senaste året har avtal med förändringar vad avser villkor tecknats.

De avtal som tecknades för mer än 20 år sedan har förlängts utan några större förändringar med undantag för att avtalstiderna blivit

kortare. Det har skett utifrån följande utgångspunkter på en reglerad marknad:

1. en enda importör/leverantör av gas,
2. endast en tillförselväg,
3. endast en aktör i respektive region av landet,
4. god tillgång på naturgas från Danmark, fördelaktiga priser,
5. alternativprissättning till alla stora kunder,
6. nya kunder, längre bort i näten, ger täckningsbidrag och marginalintäkt och har anslutits även om de inte är med och bär sin del av distributionskostnaden i stam- och grenledningar
7. pris för transport av gas och energi i samma leverans.

Nu tecknas nya avtal, med nya eller befintliga kunder. Situationen har förändrats bland annat på följande punkter:

1. marknadsöppning påbörjad,
2. försäljning i konkurrens utan regional indelning,
3. separata priser på energi och transport gör att kunderna får en annan kostnadsbild beroende på kapacitetsutnyttjande och placering i nätet,
4. konkurrens från DONG på den svenska marknaden.

Infrastrukturen är begränsat utbyggd, flera aktörer undersöker förutsättningar för utbyggnad. Det är fortfarande bara en tillförselväg och få aktörer på den svenska marknaden.

3.2.2 En utbyggd infrastruktur av stor betydelse för marknadens funktion

En förutsättning för att få en väl utvecklad konkurrenssituation är att den svenska infrastrukturen byggs ut. Ända sedan introduktionen i Sydsverige har nackdelarna med bara en tillförselväg och stora dominerande aktörer påtalats från användarna av naturgas. Med en mer utbyggd infrastruktur skulle dessa nackdelar kunna minskas eller helt elimineras.

En utbyggnad har helt nyligen genomförts norr om Göteborg och nätet har även byggts ut norr om Hyltebruk. Sydkraft har långt gångna planer om att försöka bygga ut systemet i Mellansverige via Norrköping mot Oxelösund och Örebro. Svensk Naturgas/Fortum har under de senaste åren utrett/förprojekterat

en utbyggnad i Mellansverige och Bergslagen. Målet är framför allt att introducera naturgas i Stockholm och nå den tunga industrin i Bergslagen. En målsättning från aktörerna har, ända sedan naturgasen introducerades i Syd- och Västsverige, varit att skapa flera tillförselvägar till landet. I flera omgångar har såväl tillförsel från Norge som Finland/Ryssland undersökts. Förutom att sådana utbyggnader skulle förändra konkurrenssituationen skulle de även medföra en förbättring av försörjningstryggheten för landet.

Flera aktörer undersöker för närvarande om fartygstransporter av LNG är ett konkurrenskraftigt alternativ till rörbunden naturgas. En sådan lösning kan innebära fartygstransporter till svenska hamnar och därefter vidare transport in i landet i ledningssystem.

3.3 Importpriset

När en svensk användare eller distributör köper naturgas inkluderar priset på naturgasen transport till landet samt lastutjämning. Kunden köper en produkt som uppfyller de krav på flexibilitet som erfordras för aktuell anläggning. Behöver kunden leveranser med stor variation över året, blir lastutjämningskostnaden hög och även transportkostnaden till Sverige till följd av att transporttarifferna i regel har en hög kapacitetsandel. För en stor industrikund med lång utnyttningstid, som exempelvis köper naturgasen för 15–17 öre/kWh, kan i storleksordningen 1 öre per kWh hänföras till lastutjämning och 1 öre till transport i Danmark. Dessa kostnader utgör tillsammans 12–13 procent av det totala priset. För en kund med en större temperaturberoende användning och kortare utnyttningstid kan kostnaderna för transport och lastutjämning utgöra en större andel och uppgå till i storleksordningen 5–7 öre/kWh, vilket motsvarar 30–35 procent av det totala priset.

3.4 Faktorer som påverkar naturgaspriset

De prispåverkande faktorerna har olika styrka i de olika leden av handelskedjan. Sett till nuvarande struktur i Sverige kan följande led identifieras i handelskedjan:

<i>Producenter</i>	<i>Importörer</i>	<i>Distributörer¹</i>	<i>Slutkunder</i>
Främst producenter i danska delen av Nordsjön	Nova Naturgas DONG	Nova Naturgas Sydkraft Göteborg Energi Öresundskraft, m.fl.	Industrier Energibolag Hushåll m.fl.

¹ Med distributör avses här en aktör som i regel är underleverantör och säljer naturgasen vidare till slutkund. Skall inte förväxlas med den som transporterar naturgasen till slutkunden.

Ett flertal faktorer påverkar prisutvecklingen för naturgas, vilka främst är:

- totala kostnaden för kundens alternativ
- oljepris och dollarkurs
- energiskatter
- kapitalkostnader
- marknadens sammansättning och förbrukningsprofil
- transporter
- omkringliggande marknader
- konkurrenssituation mellan aktörerna

Nedan redogörs för de olika prispåverkande faktorerna på marknaden.

3.4.1 Alternativkostnadsprissättning

Naturgaspriset har traditionellt baserats på slutkundens alternativkostnad. Denna prissättningsprincip innebär att kunderna betalar med utgångspunkt från sin betalförmåga relaterat till den totala kostnaden för alternativet. Samma princip ligger även till grund för prissättningen mot kunder med lägre förbrukning, även om tariffer tillämpas mot sådana kundgrupper. Vid tillämpning av alternativkostnadsprissättning eftersträvar leverantören att få tillgodoräkna sig naturgasens mervärden relativt alternativet. Mervärdet kan bestå av minskat underhåll, bättre verkningsgrad, bättre arbetsmiljö och lägre påverkan på yttre miljön.

Med denna prissättningsprincip tillämpas så kallad net-back-prissättning i hela kedjan från kund till plattform. I första ledet mot kund är det kundens alternativ som ger betalbarheten. I nästa led drar leverantören till slutkunden bort sina kostnader för att förse

kunden med naturgas, varvid det pris som leverantören är beredd att betala till sin leverantör kan fastställas. Denna princip tillämpas sedan i hela kedjan bakåt till producenten. Fortfarande är ett stort antal av de befintliga avtalen på den svenska marknaden baserade på denna princip för prissättning.

Indirekt kommer de som skall avsätta gas på marknaden att behöva tillämpa modellen även på en öppen naturgasmarknad. Även om transport och energileveransen separeras och kunden betalar transporten enligt fasta tariffer, måste naturgassäljaren se till att naturgasen är konkurrenskraftig mot kundens alternativ. Påvisar kunden höga transportkostnader för sin leverans, måste säljaren anpassa naturgaspriset för att inte mista kunden.

3.4.2 Oljepris och dollarkurs

Baspris

Historiskt har naturgasen till mycket stor del ersatt olja och kol och prissatts mot kundens alternativ som varit fortsatt användning av olja och kol. För att naturgasen skall vara konkurrenskraftig måste den ha ett pris som kan konkurrera med de alternativ som erbjuds på marknaden. En allmän uppfattning är att även om den direkta prissättningen mot användarens alternativ inte är så stark som när naturgasen introducerades, kommer den att ha betydelse för prissättningen under överskådlig tid. I importörs-/underleverantörsledet är oljepriset avgörande när naturgasen prissätts i samband med att ett nytt avtal tecknas.

Indexering – Prisföljning

Oljepriset och dollarkursens utveckling är de faktorer som har störst påverkan på naturgasprisets utveckling. Under avtalets löptid är huvudparten av alla avtal konstruerade så att prisutvecklingen på naturgasen följer oljeprisets utveckling. Till följd av att olja handlas i US-dollar blir prisutvecklingen för naturgasen direkt kopplad till dollarkursens utveckling. I de traditionella avtalen sker prispöjningen till 90–95 procent mot olja.

I priset till Sverige exkluderas skatt i prispöjningen. När naturgasen säljs vidare till slutkunder i Sverige tillgodoräknar sig leve-

rantören den skattefördel som naturgasen har i jämförelse mot den olja som utgör alternativet.

3.4.3 Energiskatter

Baspris

Naturgasen har en skattefördel gentemot olja och skattedifferensen mellan olja och naturgas ökar betalformågan för naturgas till leverantören. Mot tillverkande industri, växthusnäringen och för kraftvärmeproduktion får skattedifferensen förhållandevis liten betydelse, eftersom ingen energiskatt betalas i den sektorn och koldioxidskatten endast är 21 procent av den generella nivån. Den totala energibeskattningen¹ på olja är cirka 5,5 öre/kWh och för naturgas² cirka 3,8 öre/kWh. Skattefördelen för naturgas uppgår således till cirka 1,7 öre/kWh. För övriga användare, som inte har reducerade skatter, blir den totala energibeskattningen för olja (Eo 1) cirka 33 öre/kWh och för naturgas cirka 20,2 öre/kWh. Skattefördelen för naturgas uppgår för denna kategori till cirka 12,8 öre/kWh.

Indexering - prisföljning

På den svenska marknaden tillkommer prisjusteringar till följd av ändrad skattedifferens mellan olja och naturgas. Indexering sker mot oljeprisförändringar inklusive skatter. Naturgasleverantören tillgodoräknar sig skattefördelen. En skattehöjning, som leder till ett högre oljepris i konsumentledet, innebär att naturgaspriset mot slutkunden stiger till följd av att priset på naturgas indexerar mot olja inklusive skatteförändringar.

¹ Energiskatt + koldioxidskatt, för Eo 1.

² Värmevärde 11,1 kWh/nm³.

3.4.4 Kapitalkostnader

Baspris

Med alternativkostnadsprissättning påverkar skillnaden i kapitalkostnad mellan naturgas och alternativet prissättningen. Naturgasen skall vara konkurrenskraftig mot totala kostnaden för alternativet.

Indexering – prisföljning

Investeringen i kundanläggningen blir ofta lägre för naturgas än för alternativet. För att spegla alternativets kapitalkostnad i förhållande till naturgasalternativets kapitalkostnad indexeras en del av naturgaspriset mot ett kostnadsutvecklingsindex. En högre kapitalkostnad för alternativet medför att kunden kan betala mera för naturgasleveransen utan att totalkostnaden blir högre. I Sverige används till exempel konsumentprisindex (KPI) eller nettoprisindex (NPI). I storleksordningen 5–10 procent av naturgaspriset indexeras normalt mot utvecklingen för denna typ av index. Resterande del 90–95 procent av naturgaspriset följer oljeprisets utveckling.

3.4.5 Marknadens sammansättning och förbrukningsprofil påverkar priset för transport och lastutjämning

Priset till slutkund påverkas även av marknadens utbredning och sammansättning. Byggs naturgasnätet ut i ett tätbefolkat område med hög energitäthet, stor naturgasanvändning, blir distributionskostnaderna lägre per transporterad energienhet än i områden med lägre energitäthet. Ytterligare en faktor av betydelse för prisutvecklingen är variationerna i energibehovet över året. Klimatet i Sverige medför att en betydande del av användningen är temperaturberoende. Det gäller dels den naturgas som används för uppvärmningsändamål, dels också den ökande användningen av naturgas för kraftvärme. Kapacitetsbehovet varierar över året, vilket medför att kapacitetsutnyttjandet blir lägre än på en marknad med små variationer i energibehov.

Studerars prisstatistik³ från olika länder är det främst de höga transportkostnaderna i Sverige som leder till högre priser till slutkunder. Jämfört med flertalet av länderna i Europa är de svenska transportpriserna ofta dubbelt så höga. Jämförelse med de tätbefolkade länderna i Europa som har en utbyggd infrastruktur indikerar att transportkostnaderna i dessa länder är mindre än en fjärdedel av de svenska. Det är enbart Irland som har transportpriser i nivå med de svenska. Det finns förklaringar till skillnaderna som att avstånden är långa, energitätheten lägre och att kapacitetsutnyttjandet är lågt i det svenska naturgassystemet vilket leder till höga specifika kostnader per transporterad energienhet. Naturgasbolagen är medvetna om att tarifferna behöver utvecklas och anpassas till marknadens förutsättningar. Här ligger en jämförelse med eltariffer nära till hands, och det pågår fortlöpande en diskussion om skäligheten i dessa.

Höga kostnader leder generellt till sämre konkurrenskraft, men speciellt måste de höga kostnadsandelarna för utnyttjad kapacitet observeras. Den konstruktionen leder till tröskeeffekter som medför att kunder som tar ut höga effekter under kort tid får speciellt höga kostnader, vilket leder till att de överväger andra alternativ. Naturgas lämpar sig normalt inte för topplast under korta perioder, vilket medför att viss användning faller bort när transportkostnaderna tydliggörs.

Den oklara rollfördelningen mellan handel och transport har också bidragit till att tarifferna har den utformning de har. I dag finns en blandning av avtal på marknaden, dels avtal ingångna innan marknaden öppnades, dels nya avtal där priset för transport och priset för naturgasen (energin) har separerats. När de gamla avtalen upphör och ersätts av nya anpassade för en öppen marknad förbättras förutsättningarna för att tarifferna skall bli fullt transparenta. Därmed ökar övervakningsmyndighetens förutsättningar att övervaka att priserna för transport är skäliga och är desamma för alla aktörer, i samtliga led.

Stora förbrukningsvariationer ger även ett högre importpris till följd av att lastutjämningskostnader är en faktor som påverkar importpriset.

³ Third Benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market, DG Tren, draft working paper.

3.4.6 Omkringliggande marknader

Utbud och efterfrågan på de marknader som ligger nära Sverige har också betydelse för den generella prisnivån och prisutvecklingen. En förutsättning för prispåverkan mellan olika marknader är att det finns en utbyggd infrastruktur som möjliggör utbyte av varor mellan marknaderna. För Sveriges del är det främst Danmark som är den alternativa marknaden för den naturgas som avsätts i Sverige, men till viss del även Tyskland genom den förbindelse som finns via Danmark. En ny ledning från danska naturgasfälten till Holland som är under byggnad ökar möjligheten för producenterna i danska delen av Nordsjön att avsätta naturgas på andra marknader. Kommer dessutom en direktförbindelse mellan Sverige och Tyskland till stånd leder detta sannolikt till en ökad prispåverkan mellan Sverige och den europeiska kontinenten.

3.4.7 Konkurrenssituation mellan aktörerna

Att det endast finns en tillförselväg till Sverige och aktörerna är få begränsar konkurrensen. Fullföljs DONG:s köp av Nova Naturgas handelsverksamhet, ökar deras roll på marknaden samtidigt som transport- och handelsverksamheten får en tydligare uppdelning. DONG kommer på kort sikt att få en dominerande ställning genom att i princip ha alla leveranser av naturgas till Sverige. De har sedan tidigare avtal mot slutkunder i Sverige och får i och med köpet flera slutkunder och även kunder i form av distributörer/underleverantörer. De vet villkoren i ett antal avtal med slutkunder samtidigt som de blir leverantörer till distributörer som skall avsätta naturgas i konkurrens på den svenska marknaden. Ur konkurrenshänseende skulle det ha varit en fördel om ytterligare aktörer kommit in på marknaden i samband med denna förändring. I nedanstående tabell illustreras hur DONG:s inflytande på den svenska marknaden ökar, skuggade rutor i tabellen, om köpet av Nova Naturgas slutförs.

<i>Import</i>	<i>DONG ca 30 MNm</i>	<i>DONG (tidigare Nova Naturgas) ca 900 MNm³</i>					
<i>Handel</i>	<i>Göteborg Energi</i>	<i>DONG (tidigare Nova Naturgas)</i>	<i>Varberg Energi</i>	<i>Lunds Energi</i>	<i>Ängelholms Energi</i>	<i>Öresunds- kraft</i>	<i>Sydkraft Gas⁴</i>
	171 MNm ³ 18 %	99 MNm ³ 11 %	8 MNm ³ 1 %	69 MNm ³ 7 %	22 MNm ³ 2 %	91 MNm ³ 10 %	464MNm ³ 50 %

Illustration av förändringen om DONG:s planerade köp av Nova Naturgas genomförs. Import och handel i miljoner normal kubikmeter naturgas (MNm³), omsatta volymer i Sverige år 2003.

DONG har som framgått redan slutkunder i Sverige och kan även komma att sälja naturgas på hela slutkundsmarknaden i Sverige.

Även på en marknad, där inte förutsättningarna för en väl utvecklad konkurrens är uppfylld, kan slutkunderna dra nytta av att flera aktörer erbjuder leveranser. Ett exempel på det är Göteborg Energis köp av naturgas för kraftvärmeproduktion. Fler än en leverantör erbjöd leveranser med varierande villkor och kunden kunde välja mellan erbjudandena om naturgasleveranser. Det anbud som antogs innehöll villkor som kan vara banbrytande. Den valda leverantören DONG kunde erbjuda en naturgasleverans där naturgaspriset, på den naturgas som används för elproduktion, indexeras mot spotpriset på el på Nord Pool. Den naturgas som används för den samtidiga värmeproduktionen prisätts på ett traditionellt sätt med prispåföljning mot olja.

Huvudmarknaden för dansk naturgas har varit Danmark och Sverige. Utbudet av dansk naturgas har varit större än efterfrågan, och det har inte funnits någon stor alternativ marknad att avsätta naturgasen på. Detta har varit en fördel för den svenska marknaden genom att priset har anpassats till betal förmågan på den svenska marknaden. I en situation med ökad efterfrågan och en utbyggd infrastruktur är det naturligt att naturgasen avsätts på den marknad som betalar bäst. En sådan utveckling leder till en prisutjämning i importledet i Europa.

I dag råder en situation där olika aktörer söker sina roller på en helt öppen marknad. En leverantör som köper naturgas direkt från en producent och har större insyn i villkoren bakåt i handelskedjan

⁴ Sydkraft köpte under 2003 naturgas från Nova Naturgas, som levererade vidare till Lunds Energi, Ängelholms Energi och till Öresundskraft, men Sydkraft Gas hade ingen egen import.

kan sannolikt erbjuda naturgas till bättre villkor än en underleverantör, i rådande situation.

3.5 Prisutveckling sedan marknadsöppningen år 2000

I de prisutvecklingar, som vi har presenterat i vår huvudrapport, är vår bedömning att oljepriserförändringar, inklusive dollarkursens utveckling, är den helt dominerande orsaken till de prisförändringar som har skett i Sverige sedan marknadsöppningen.

Vår tolkning av statistiken är att synliggörandet av transportkostnaderna genom publicerade tariffer inte generellt har medfört stigande totala priser. Transportkostnaderna har enligt vår bedömning inte ökat om man ser till hela kundsegment. Däremot har vissa enskilda kunder fått högre priser till följd av att transportkostnaderna allokeras till varje kund. Med alternativkostnadsprissättning har kundens alternativ tidigare givit kundens betalformåga inklusive transporter. Några kunder har indirekt burit en högre andel av transporter och tillkommande kunder har anslutits på marginalen. I och med marknadsöppningen separeras priset för transport och energi. Det leder till att transportkostnaderna fördelas på ett mer likformigt sätt än tidigare.

3.6 Sammanfattning av prissättning

3.6.1 Värdering av prispåverkande faktorer

När ett gasavtal tecknas sker en förhandling där priset fastställs med beaktande av konkurrenssituationen på marknaden. Samtliga faktorer som parterna vill åberopa avhandlas. Under avtalstiden indexerar priset.

I tabellen nedan sammanfattas våra bedömning av olika faktorer påverkan på naturgaspriset och dess utveckling.

<i>Prispåverkande faktorer</i>	<i>Påverkan på baspris</i>	<i>Prisföljning/indexering</i>
Oljepris och dollarkurs	Stor, i traditionella avtal.	90–95 procent i traditionella avtal.
Energiskatter	Stor i Sverige. Ingen direkt påverkan på importpriset.	Mot olja inklusive skatt i Sverige. Mot olja exklusive skatt mot importör.
Skillnad i kapitalkostnad mot alternativet(KPI, NPI)	Stor.	5–10 procent i traditionella avtal.
Elpris	Ej känt	Prisföljning mot el i nya avtal.
Marknadens sammansättning och förbrukningsprofil.	Stor, pris till landet inkluderar lastutjämning och kapacitetsutnyttjning i danska nätet.	Ingen.
Omkringliggande marknader i Europa	Liten.	Ingen.
Konkurrenssituation naturgas mot naturgas	För större kunder, samt distributörer till slutkund, då priset fastställs via förhandling.	Ingen.
Transporttariffer	Ingen i nya avtal, transportavgift betalas separat.	Ingen i nya avtal, transportavgift betalas separat.

3.6.2 Vilken utveckling kan förväntas

På en fungerande öppen konkurrensutsatt marknad förbättras förutsättningarna för att priserna i importavtalen, exklusive skillnaden i transportkostnader till Sverige och lastutjämningskostnader, kommer att ligga på samma nivå som för övrig naturgas som levereras från den danska delen av Nordsjön, till andra marknader.

De svenska slutkundspriserna riskerar att bli högre än på andra marknader till följd av höga transportkostnader i landet. Uppdelningen av transport och handel är en helt ny företeelse och aktörerna söker nu vägar för att hantera denna uppdelning utan att försämma förutsättningarna att behålla sina kunder och expandera naturgasanvändningen. En utveckling mot för marknaden mer anpassade transporttariffer kan förväntas.

Ett stort inslag av temperaturberoende användning leder till högre kostnader för lastutjämning och ger även sämre kapacitetsutnyttjande. En marknad med ökade industrilaster kan höja den totala marknadslastfaktorn för leveranser till Sverige samtidigt som en ökande andel kraftvärme kan resultera i en lägre total marknadslastfaktor.

4 Alternativ till mottagningsplikt, Take or Pay (ToP)

4.1 Villkor i olika led

Mottagningsplikt, ToP, förekommer främst i det som kan sägas utgöra grossistledet i handelskedjan för naturgas. Mellan de olika aktörerna i grossistleden, som alla förutom producenterna i danska Nordsjön, dessutom har en roll på slutmarknaden tillämpas idag ToP.

4.1.1 Grossistledet, Producent –Importör- Underleverantör

Naturgas köps och säljs i olika led. Naturgasen till Sverige levereras i huvudsak av danska DONG, som i sin tur köper naturgasen från producenterna i danska delen av Nordsjön. Dessa aktörer kan sägas handla med naturgas som grossister. Den som bäst kan bedöma hur stora mängder naturgas som kan avsättas på marknaden, av dessa parter, är köparen som via sina kunder kan skapa sig en bild av slutmarknaden. Den helt dominerande avtalsuppgörelsen mellan dessa parter är att köparen tar på sig en mottagningsplikt och säljaren en leveransplikt. Köparen förbinder sig att alltid ta emot eller i vilket fall betala för en viss volym naturgas per månad och år. Säljaren garanterar, åtar sig, att alltid leverera den kapacitet som avtalats för olika perioder av året.

I nästa led säljs naturgasen vidare till en grossist i Sverige, exempelvis ett naturgas-/energibolag eller direkt till slutkund. Naturgas-/energibolaget i Sverige har tagit på sig rollen att vara aktör i Sverige och sälja naturgasen vidare till olika slutkunder såsom industrier, fjärrvärmebolag och till enskilda kunder som använder naturgas för uppvärmning. Även om importören, även innan marknadsöppningen, hade vissa slutkunder var rollerna tydligare då. Importören levererade naturgasen till en underleverantör som sålde naturgasen till slutkundsmarknaden utan att vara konkurrensutsatt på sin slutmarknad. Underleverantören tog på sig en mottagningsplikt, ToP, och riskerade att förlora leveranser i konkurrens med andra energislag men utsatte sig inte för risken att konkurreras ut av andra naturgasleverantörer på marknaden. På den öppna marknaden blir rollerna annorlunda. Leverantören till underleverantören säljer även själv naturgas direkt till slutmarknaden. DONG leve-

rerar redan naturgas direkt till Göteborg Energi, samtidigt som de levererar naturgas till Nova Naturgas, som i sin tur också säljer till Göteborg Energi. DONG har även tecknat avtal för framtida leveranser till slutkunder i Sverige och kommer köpet av Nova Naturgas till stånd, får DONG i och med detta ytterligare leveranser till och avtal med ett antal slutkunder.

4.1.2 Vad innebär mottagningsplikt, ToP

Mottagningsplikten uttrycks som en viss procent av avtalad volym vanligen på såväl månads- som årsbasis. Köparens mottagningsplikt innebär att han förbinder sig att betala för en avtalad volym naturgas, oavsett om denna volym kan tas emot eller ej. Benämningen "take or pay" är en sammandragning av "take and pay or pay". Att köparen tar på sig en sådan volymrisk innebär inte enbart nackdelar för honom. Om risken avlastas leverantören, kan den köpare som är beredd att ta på sig en hög mottagningsplikt få bättre villkor i andra delar av avtalen. Köparen är den som bäst kan bedöma vilken avsättning som finns för naturgasen på marknaden. Har köparen som underleverantör, som alternativ till att sälja naturgasen vidare, även avsättning för naturgas i egna anläggningar kan denna möjlighet utnyttjas och riskerna med osåld naturgas minimeras. Samtliga grossistaktörer i Sverige, förutom importörerna DONG och Nova Naturgas, har även avsättning för naturgas i egna anläggningar.

Trenden är att ToP-nivåerna i avtalen har blivit lägre än tidigare. Mot att tidigare ofta ha legat på nivån 90 procent blir nivåer på omkring 80 procent vanligare. En faktor som bidrar till att risken med ToP blir lägre än tidigare är att avtalstiderna är kortare även i grossistleden. Köparna binder inte upp sig i avtal under lika långa tider som tidigare. Idag är avtalstider på omkring 5 år inte ovanliga mot att de tidigare har varit 20 år eller till och med längre. I avtalen är ToP-villkoren utformade så att den naturgas som inte förbrukas när köparen åtagit sig att göra det inte går helt förlorad. Håller sig köparen inom de kapacitetsgränser som finns avtalade, kan han normalt ta ut naturgasen vid andra tillfällen.

På slutkundsmarknaden i Sverige är ToP-åtaganden ovanliga. Endast i något fall har det nämnts att de allra största kunderna har tecknat avtal med ToP-åtagan den. De prismodeller som de olika naturgasbolagen erbjuder med fasta priser, prisband etc. som pre-

senterats i vår huvudrapport riktar sig främst till kunder på slutmarknaden, det vill säga kunder som inte har ToP-åtaganden.

4.1.3 Varför finns mottagningsplikt, ToP

När nya infrastrukturer byggs upp av kommersiella aktörer är det nödvändigt att olika parter är beredda att ingå långsiktiga avtal och göra åtaganden, vilket varit fallet vid uppbyggnaden av systemen med rörbunden naturgas. Skall en mer omfattande utbyggnad göras i Sverige, kommer även det att kräva långsiktighet och åtaganden genom bindande avtal mellan involverade parter. Den senaste tiden har LNG med fartygstransporter i det första ledet aktualiserats allt mer för den svenska marknaden. Även denna form av naturgasförsörjning kräver betydande investeringar i utvinning, fartyg och terminaler hos både säljare och köpare. I avtal för den typen av leveranser kommer alltid någon form av långsiktiga volymsåtaganden från kunder att vara nödvändiga för att garantera de stora och kapitalintensiva investeringarna.

Hur marknaden fungerar styrs av utbud och efterfrågan. Som framgått har uppdelningen varit att leverantören tar prISRISKEN genom att indexera naturgaspriset mot oljeprisets utveckling. Som motprestation har mottagaren tagit volymSRISKEN genom att förbinda sig att ta emot en viss mängd naturgas under en avtalad period. Denna riskfördelning synes ha passat producenterna och varit den rådande på naturgasmarknaden. Så länge olja ersätts och utgör det mest realistiska alternativet till naturgas kan principen försvaras. Naturgasen blir inte dyrare för kunden än alternativet.

På samma sätt som på elmarknaden kan förväntas att några aktörer, som har varit beredda att verka på en monopolmarknad och med de villkor som gäller där, inte är beredda att vara aktörer på en öppen marknad. Ett idag på grossistmarknaden gällande villkor är att aktörerna där är beredda att ta på sig den risk som mottagningsplikten medför.

Möjligen har "take or pay" fått en mer negativ stämpel än förtjänat. I de flesta former av avtal förbinder sig köpare att köpa sin vara från en leverantör under en viss period. Under denna period kan han inte teckna avtal med annan leverantör för att tillgodose samma behov. Det är inte heller ovanligt att köparen förbinder sig att köpa en bestämd kvantitet under avtalsperioden. Finns volymsåtaganden i avtalen kan inte köpare fritt välja att avstå

från leveransen eller vilket fall inte avstå från att betala den. Först när det uppstår en fullt utvecklad konkurrens och utbudet överstiger efterfrågan är säljaren beredd att sälja varan på andra villkor.

4.2 Alternativ till ToP utvecklas av marknadsaktörerna

Generellt sett anser naturgasaktörerna att de aktörer som handlar med naturgas i grossistledet måste kunna bedöma sin marknad och de risker/möjligheter som föreligger på denna marknad. Att köparen måste vara beredd att göra volymsåtaganden och att marknadsaktörerna skall kunna hantera riskerna är en utbredd uppfattning.

4.2.1 Alternativ 1: Nya avtalskonstruktioner leder till andra villkor

Hittills har naturgasleverantörerna lyft fram att huvudmarknad för naturgas i Sverige är ersättning av fossilbränsleanvändning samt samtidig el- och värmeproduktion i kraftvärmeanläggningar. Den nya avtalskonstruktionen för leveranser av naturgas för elproduktion i kraftvärmeanläggningar indikerar att riskfördelningen mellan leverantör och köpare kan vara på väg att ändras. Säljaren har för den naturgas som används för elproduktion släppt prisföljningen mot olja. Följningen mot elpriset medför att köparen kan producera el med vetskapen om att han får avsättning för den till ett konkurrenskraftigt pris. Köparen löper därmed ingen risk för att anläggningen skall behöva tas ur drift av konkurrensskäl och kan därmed åta sig en mottagningsplikt under den överenskomna leveranstiden. Lösningen är ett exempel på hur marknaden kan lösa riskfördelningen utan någon annan form av reglering.

4.2.2 Alternativ 2: Fungerande andrahandsmarknader utvecklas

På kort sikt kan skapandet av en marknadsplats för en andrahandsmarknad underlätta för den som av olika skäl har behov att få avsättning för naturgas på alternativa marknader. En sådan handels-

plats, där både naturgas och transportkapacitet skall kunna utbytas mellan aktör, är på väg att etableras i Danmark.

Skapas en andrahandsmarknad, minskas risken att någon aktör måste betala för naturgas som inte kan avsättas på den tänkta marknaden. Även om naturgasen måste säljas vidare till sämre villkor, finns en möjlighet att avyttra den och minska den eventuella ekonomiska skadan.

För att en andrahandsmarknad skall kunna skapas måste åtgärder med avseende på strukturen och rollerna när det gäller transporten av naturgas inom Sverige vidtas.

Ett naturligt villkor om en leverantör konkurrerar ut sin underleverantör, på marknader för vilken underleverantören har ToP-åtaganden mot leverantören, är att mottagningsplikten reduceras i motsvarande grad. Enligt uppgift finns sådana klausuler i avtal som har upprättats efter marknadsöppningen.

4.2.3 Alternativ 3: Fungerande marknadsplatser utvecklas på sikt

En förutsättning för att naturgasen skall kunna handlas på ett annorlunda sätt än idag är sannolikt att det skapas marknadsplatser för naturgashandel. Marknadsplatser för naturgas innebär en successiv övergång till öppna och mer likvida naturgasmarknader, vilket i sin tur minskar behovet av rigida mottagningsförpliktelser. En köpare skulle då på samma sätt som när det gäller elhandeln i Norden kunna köpa sitt basbehov av naturgas genom att teckna ett kontrakt för detta behov och kombinera det med köp via ett noterat börspris. I Danmark har förutsättningarna för att skapa en börs undersökts, men för närvarande bedöms inte villkoren för att en sådan skall kunna fungera vara uppfyllda.

I länder där infrastrukturen är uppbyggd går utvecklingen mot kortare avtal och marknadsplatser där naturgas kan köpas och säljas på andra villkor.

4.3 Sammanfattning av mottagningsförpliktelser

Vår bedömning är att den naturgas som säljs från en leverantör till en aktör på den svenska marknaden som köper naturgas för vidareförsäljning till slutmarknaden kommer att ha mottagningsförplik-

telser i sitt avtal. Även vid direktleveranser till stora slutkunder, som till exempel kraftvärmeverk, innebär leverantörens villkor att kunden köper naturgasen med en mottagningsplikt. Med undantag för de allra största kunderna säljs naturgasen utan mottagningsplikt på slutmarknaden i Sverige.

Sannolikt kommer avtal med mottagningsplikt i form av ToP att behövas på marknaden till dess att öppna och likvida marknadsplatser skapas. En sådan utveckling har startat på mer mogna marknader, än den svenska, med väl utbyggd infrastruktur och flera tillförselvägar. I vilken takt utvecklingen kan gå i Sverige styrs av just nämnda förutsättningar. I avvaktan på en sådan utveckling är det enligt vår uppfattning angeläget att en väl fungerande marknad för andrahandsförsäljning av naturgas skapas.

Vår bedömning är att de stora aktörerna kommer att kunna hantera den volymrisk de åtar sig. Det föreligger alltid en risk att de små aktörerna kan drabbas om de tar på sig stora risker. Huruvida dessa skall skyddas via någon form av regleringar som den som finns för närvarande får övervägas.