

Till statsrådet och chefen för Näringsdepartementet

Genom beslut den 4 juni 1998 bemyndigade regeringen chefen för Närings- och handelsdepartementet att tillkalla en särskild utredare för att se över den lagstiftning som reglerar handel, transporter och distribution av naturgas och annan rörbunden energi.

Med stöd av bemyndigandet tillkallades den 9 juli 1998 f.d. riksdagsledamoten Birgitta Johansson som särskild utredare.

Utredningen antog namnet Värme- och gasmarknadsutredningen.

Den 21 september 1998 förordnades som sakkunniga kanslirådet Bengt Agartz, områdesansvarige Bo Diczfalusy, verkställande direktören Magnus Grill, dåvarande departementsrådet Sten Kjellman, civilingenjören Harald Ljung, verkställande direktören Gustaf Malmberg, utredningssekreteraren Jan-Erik Moreau, ekonomen Veronica Nilsson och verkställande direktören Rolf Stålebrant.

Som experter förordnades den 21 september 1998 departementssekreteraren Lotta Bredhe, kammarrättsassessorn Niclas Falkendal, avdelningschefen Barbro Forsberg och avdelningsjuristen Göran Morén. Den 29 september 1998 förordnades avdelningsdirektören Lars Synnerholm som expert. Lotta Bredhe entledigades fr.o.m. den 22 april 1999. Departementssekreterarna Carin Åberg och Magnus Bruno förordnades som experter fr.o.m. den 22 april 1999 respektive 17 augusti 1999.

Revisionsdirektören Mats Johansson förordnades den 27 augusti 1998 som sekreterare och den 27 november 1998 som huvudsekreterare. Som sekreterare förordnades den 9 oktober 1998 kammarrättsassessorn Lena Sandnes. I sekretariatets arbete har vidare deltagit civilingenjören Hélène Blomberg och jur. kand. Håkan Hagström.

Utredningen har i januari 1999 avgivit delbetänkandet Effektiva värme- och miljölösningar (SOU 1999:5)

Härmed överlämnas utredningens slutbetänkande Handel med gas i konkurrens (SOU 1999:115).

Särskilda yttranden har lämnats av sakkunniga Harald Ljung, Gustaf Malmberg och Rolf Stålebrant samt av experten Göran Morén.

Stockholm i oktober 1999

Birgitta Johansson

*/Mats Johansson
Lena Sandnes*

Innehåll

Sammanfattning	11
Summary	31
Författningsförslag	53
1 Direktiv och disposition	71
1.1 Bakgrund	71
1.2 Regelsystemen	72
1.2.1 Svensk lagstiftning	72
1.2.2 EG:s naturgasmarknadsdirektiv	72
1.3 Utredningsuppdraget	73
1.3.1 Allmänt	73
1.3.2 Förutsättningar och restriktioner	74
1.4 Kommunala naturgasföretag	75
1.5 Arbetets uppläggning och inriktning	76
1.6 Betänkandets disposition	77
Del 1 Utgångspunkter	
2 Naturgas	81
2.1 Egenskaper och miljöpåverkan	81
2.1.1 Egenskaper	81
2.1.2 Miljöpåverkan	82
2.2 Beskrivning av gasledningssystem	83
2.2.1 Allmänt	83
2.2.2 Anläggning av ledning	85
2.2.3 Markpåverkan	85
2.2.4 Risker	86
2.3 Utbud och efterfrågan	86

2.3.1	Reserver	87
2.3.2	Produktion.....	89
2.3.3	Konsumtion	91
2.4	Gasnätet i Europa	95
3	Gasmarknadens struktur	97
3.1	Introduktion.....	97
3.2	Nätverksindustrier och naturliga monopol.....	100
3.3	Ekonomiska risker	102
3.4	Kontraktsformer	104
3.5	Prissättning.....	105
3.6	Marknadsutveckling/marknadsöppning.....	106
3.6.1	Nordamerika.....	106
3.6.2	Asien/Pacific	107
3.6.3	Europa	107
3.7	Handel med naturgas.....	110
4	Naturgasen i Sverige	111
4.1	Det svenska naturgasnätet.....	111
4.1.1	Bakgrund.....	111
4.1.2	Naturgasnätet	113
4.2	Aktörer och avtal	115
4.2.1	Aktörer.....	115
4.2.2	Kontrakt	116
4.3	Marknad.....	119
4.3.1	Energianvändning och import	119
4.3.2	Användarsektorer.....	120
4.3.3	Prognoser	121
4.4	Beskattning.....	122
4.4.1	Utformning.....	122
4.4.2	Ekonomiska risker	123
5	Naturgasfrågan i Sverige, närområdet och Europa.....	125
5.1	Förutsättningarna i omvärlden.....	126
5.1.1	Östersjöområdet.....	126
5.1.2	Gasmarknaden i Europa.....	128
5.2	Energisamarbete i Norden och Östersjöregionen	130
5.2.1	Mellanstatligt samarbete	130
5.2.2	Baltic Gas, samarbete mellan gasföretagen	132
5.3	Sverige	133
5.3.1	Energipolitiken i Sverige	133
5.3.2	Protokoll mellan Sverige och Ryssland	135

5.4	Internationella studier om utbyggnad av naturgassystemet i Sverige	136
5.4.1	Nordic Gas Grid	136
5.4.2	North Transgas Oy	139
5.4.3	The Baltic Gas Interconnector	141

Del 2 Utgångspunkter

6	Gällande lagstiftning	145
6.1	Lagen (1978:160) om vissa rörledningar.....	145
6.2	Förhållandet till annan lagstiftning	147
6.2.1	Plan- och bygglagen.....	147
6.2.2	Miljöbalken	151
6.2.3	Väglagen	156
6.2.4	Lagen (1988:950) om kulturminnen m.m.	156
6.2.5	Lagen (1966:314) om kontinentalsockeln.....	158
6.2.6	Lagen (1988:868) om brandfarliga och explosiva varor .	159
6.2.7	Sprängämnesinspektionens naturgasföreskrifter, Sprängämnesinspektionens allmänna råd till föreskrifterna (SÄIFS 1996:8).....	160
6.2.8	Sprängämnesinspektionens föreskrifter om ändring i föreskrifterna (SÄIFS 1995:3) om tillstånd till hantering av brandfarliga gaser och vätskor, Sprängämnesinspektionens allmänna råd till föreskrifterna (SÄIFS 1997:3).....	163
6.3	Rätt att använda mark för gasledningar	164
6.3.1	Ledningsrättslagen (1973:1144)	164
6.3.2	Expropriationslagen (1972:719)	164
7	Huvuddragen i EG:s naturgasmarknadsdirektiv	165
7.1	Direktivets ingress	165
7.2	Direktivets sakinhåll	166
8	Några konsekvenser av naturgasmarknadsdirektivet.....	173
8.1	Marknadsutveckling.....	174
8.1.1	Bakgrund.....	174
8.1.2	Förändrade förutsättningar	175
8.1.3	Kommersiell utveckling.....	176
8.1.4	Slutsatser.....	178
8.2	Allmännyttiga tjänster	180

8.2.1	Direktivet	180
8.2.2	Motiv för offentliga ingrepp	181
8.2.3	Definition av allmännyttiga tjänster	183
8.2.4	Elmarknadsdirektivet	185
8.2.5	Slutsatser.....	187
8.3	Tillträde till gasledningsnäten.....	188
8.3.1	Naturgasmarknadsdirektivets tillträdesregler	189
8.3.2	Reglerat eller förhandlat tillträde – en studie av hur konkurrens och investeringsbenägenhet påverkas	190
8.3.3	Några andra aspekter på reglerat och förhandlat tillträde	193
8.4	Marknadsöppning	218
8.4.1	Direktivet	218
8.4.2	Konsekvenser för den svenska marknaden	219
8.4.3	Några andra tänkbara konsekvenser	223
8.4.4	Slutsatser.....	226
8.5	Reciprocitetsklausulen	227
8.5.1	Allmänt	227
8.5.2	Slutsatser.....	228
8.6	Kraftvärme	229
8.6.1	Inledning.....	229
8.6.2	Kraftvärme – el och värme.....	230
8.6.3	Värme kraft – el.....	232
8.6.4	Värmeverk – enbart värme.....	232
8.6.5	Slutsatser.....	232
8.7	Ekonomisk redovisning	233
8.7.1	Direktivet	233
8.7.2	Konsekvenser.....	234
8.7.3	Slutsatser.....	241
8.8	Olika former av undantag.....	242
8.8.1	Direktivet	242
8.8.2	Den svenska marknaden.....	243
9	Pågående arbete i några andra länder	247
9.1	Danmark	247
9.1.1	Marknad.....	247
9.1.2	Aktörer.....	248
9.1.3	Gasmarknadsdirektivet.....	249
9.2	Finland	251
9.2.1	Marknad.....	251
9.2.2	Aktörer	251
9.2.3	Gasmarknadsdirektivet.....	252

9.3	Norge	253
9.3.1	Marknad.....	253
9.3.2	Aktörer	253
9.3.3	Gasmarknadsdirektivet.....	254
9.4	Storbritannien.....	254
9.4.1	Marknad.....	254
9.4.2	Aktörer	256
9.4.3	Gasmarknadsdirektivet.....	257
9.5	Tyskland.....	258
9.5.1	Marknad.....	258
9.5.2	Aktörer	260
9.5.3	Gasmarknadsdirektivet.....	260

Del 3 Överväganden och förslag

10	Överväganden och förslag	265
10.1	En ny naturgaslagstiftning.....	265
10.2	Koncession	266
10.2.1	Koncessionsplikt.....	266
10.2.2	Förutsättningar för koncession	267
10.2.3	Undantag från koncession	269
10.2.4	Villkor för koncession	270
10.2.5	Tidsbegränsad koncession eller koncession tills vidare	271
10.2.6	Förlängning av giltighetstid.....	272
10.2.7	Naturgasledning inom trafikled.....	273
10.2.8	Överlåtelse av koncession.....	274
10.2.9	Upphörande av koncession.....	275
10.2.10	Borttagande av naturgasledning, återställning m.m.	276
10.3	Ledningsägarens skyldigheter	278
10.3.1	Tillträde till naturgasledningar	278
10.3.2	Transport av naturgas för annans räkning.....	287
10.3.3	Anslutning till naturgasledningar	288
10.3.4	Berättigade kunder	290
10.3.5	Undantag.....	294
10.3.6	Transporttariffer	297
10.3.7	Reciprocitet	302
10.4	Ekonomisk särredovisning.....	305
10.4.1	Särredovisning.....	305
10.4.2	Revision	309
10.5	Kommunala naturgasföretag	310

10.5.1	Lokaliseringsprincipen	310
10.5.2	Likställighets- och självkostnadsprinciperna	313
10.6	Tillsyn	315
10.6.1	Tillsyn m.m.	315
10.6.2	Förseningsavgift	317
10.6.3	Finansiering	318
10.6.4	Organisation av myndigheten	320
10.7	Övriga frågor	322
10.7.1	Systemansvar – ansvar för att teknisk balans upprätthålls i landets naturgassystem.....	322
10.7.2	Allmännyttiga tjänster	324
10.7.3	Företagens behandling av kommersiellt känsliga uppgifter	325
10.8	Övriga bestämmelser	327
10.8.1	Ansvar	327
10.8.2	Överklagande	328
10.8.3	Övergångsbestämmelser	328
11	Författningskommentarer	329
11.1	Förslag till naturgaslag	329
11.2	Förslag till lag om ändring i miljöbalken.....	353
	Referenser	355
	Särskilda yttranden	361
	Bilagor	
	Bilaga 1 Kommittédirektiv	367
	Bilaga 2 Europaparlamentets och rådets direktiv 98/30/EG av den 22 juni 1998 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas.....	377
	Bilaga 3 EG:s naturgasmarknadsdirektiv. En ekonomisk analys av olika alternativ för Sverige.....	401

Sammanfattning

Den 22 juni 1998 antog Europaparlamentet och rådet direktivet 98/30/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas (kapitel 7). Det s.k. naturgasmarknadsdirektivet syftar till att öka konkurrensen på gasmarknaden och skapa en inre marknad för naturgas. För att uppnå detta innehåller direktivet bl.a. bestämmelser om att ägare av överförings- och distributionsnät skall göra det möjligt för andra aktörer att utnyttja dessa. Direktivet är betydligt mer långtgående och omfattande än den nuvarande svenska lagstiftningen på naturgasområdet (kapitel 6).

Utredningens huvuduppgift är att lämna ett förslag till naturgaslagstiftning som tillgodoser det nya direktivets krav. Arbetet med den nya lagstiftningen bör enligt kommittédirektiven syfta till att regelverket skall vara grunden för en samhällsekonomiskt effektiv marknad. Det bör dock samtidigt beaktas att den svenska naturgasmarknaden är mindre utvecklad än marknaderna i flertalet andra europeiska länder och att en bristande jämvikt i öppnandet av gasmarknaderna bör undvikas. Pågående internationella överväganden rörande naturgasnätet i Norden och Östersjöområdet skall också beaktas. I *kapitel 1* redogörs närmare för utgångspunkter för och genomförande av utredningens arbete.

Betänkandet är disponerat i form av tre huvuddelar, en bakgrundsdel, en del med utgångspunkter och en förslagsdel.

Bakgrund

I *kapitel 2* görs en genomgång av några grundläggande aspekter på naturgasen. Det gäller t.ex. egenskaper, användningsområden och utbud och efterfrågan på naturgas.

Naturgas består av gasformiga kolväten med metan som huvudbeståndsdel. Gasen innehåller små mängder kväve och icke mätbara mängder tungmetaller samt ger vid förbränning upphov till mindre mängder koldioxid än vad andra fossila bränslen gör.

Transporter av naturgas sker till övervägande del i markförlagda ledningar. Ett ledningssystem består i huvudsak av överförings- och distri-

butionsledningar. Gasen transporteras i många fall genom självtryck. Om det finns behov av större överföringskapacitet byggs efter hand kompressorstationer för att kunna öka trycket på gasen och därmed ledningarnas överföringskapacitet. I mät- och reglerstationer (MR-stationer) mäts gasleveransen och trycket reduceras. Anläggandet av en ledning kräver ett visst markutrymme. Detta utrymme är störst under anläggningsskedet som bl.a. består av röjning, avverkning, anläggandet av transportvägar och schaktning av rörgrav. När anläggningsarbetet är färdigt kan marken åter användas för jordbruk. Markpåverkan kan dock uppkomma, det kan t.ex. gälla skördebortfall under byggnadsåret. I skogsterräng krävs en ledningsgata på sju meter när arbetet är färdigställt. Den bestående inverkan på skogsbruket av en gasledning är främst ett produktionsbortfall i ledningsgatan.

Världens kända reserver av naturgas förväntas räcka i drygt 65 år med nuvarande utvinningstakt (i ca 185 år om möjliga eller sannolika reserver räknas in). I Europa är reserverna koncentrerade till Norge, Nederländerna och Storbritannien. En stor del av världens gasreserver ligger emellertid i Europas närhet, i t.ex. Ryssland, Algeriet och Iran. Europa svarar för ungefär 13 procent av världsproduktionen av naturgas, men ca 20 procent av konsumtionen. Detta innebär ett betydande importberoende. Importen kommer i huvudsak från Ryssland och Algeriet. De absolut största gasproducenterna i Europa är Storbritannien, Nederländerna och Norge.

I Europa är naturgasens betydelse som energikälla av relativt sent datum. Gasens andel av den primära energiförbrukningen har dock stigit från ca 7 procent 1970 till drygt 20 procent 1997. I huvudsak har detta skett på bekostnad av olja och kol. Inom EU är numera naturgas den största energikällan näst efter olja. EU räknar med att konsumtionen av naturgas kommer att öka med 45–70 procent fram till 2020.

Naturgasens egenskaper har gjort att den har ett flertal användningsområden. Den används i varierande omfattning inom sektorer som el- och värmeproduktion, industri, småhus och fastigheter, och transporter.

Naturgasnätet i Europa är väl utbyggt. Större delen av Europa (inklusive Sverige) är sammanlänkat i ett naturgasnät. Stora delar av försörjningen sker från källor i Nordsjön, Nordafrika och Ryssland, som således också är sammanlänkat med systemet i Europa.

Kapitel 3 innehåller en analys av gasmarknadens struktur. Naturgasmarknaden kan sägas avvika från gängse marknader på ett antal områden och syftet med kapitlet är främst att redovisa de särdrag som karakteriserar gasmarknaden.

Utvinning/produktion, transport och försäljning av naturgas kan betraktas som en s.k. nätverksindustri. Det som kännetecknar en nätverks-

industri är ett starkt beroende av en infrastruktur i form av ett nätverk som binder samman produktionen av branschens basprodukter och de slutliga konsumenterna av dessa produkter.

Det finns två förhållanden som gör att förutsättningarna för konkurrens och marknadsbestämd prisbildning och kapacitetsutbyggnad skiljer sig mellan nätverksindustrier och "vanliga" branscher. Det första är att det i allmänhet finns betydande skalfördelar i utbyggnad och drift av nätverksindustriernas infrastruktur ("transportnät"). Skalfördelar innebär att kostnaden för att hålla en viss transportkapacitet är lägre i ett relativt storskaligt transportnät än i två eller fler parallella transportnät som tillsammans har samma kapacitet. Om dessa skalfördelar är betydande är "produktionen" av transporttjänster ett s.k. naturligt monopol.

Det andra förhållandet av betydelse för förutsättningarna för konkurrens och marknadsbestämd prisbildning och kapacitetsutbyggnad är att det i nätverksindustrier ofta finns vertikala integrationsvinster, dvs. att kostnaderna för att producera och leverera en viss mängd av basprodukten blir lägre om utnyttjandet av produktionsanläggningar och transportinfrastruktur koordineras inom ramen för en integrerad verksamhet.

Ett annat kännetecken för naturgasmarknaden är att de investeringar som krävs för att bygga en från energiförsörjningssynpunkt betydande infrastruktur för naturgas inte bara är stora utan även i allt väsentligt irreversibla; det aktuella rörledningsnätet har i huvudsak ingen alternativ användning. Dessutom har rörledningar och andra delar av den aktuella infrastrukturen en mycket lång livslängd. Kombinationen av storskalighet, irreversibilitet och långsiktighet gör att denna typ av investeringar i allmänhet är förenade med en betydande ekonomisk risk. Hur stor denna risk är beror på kapacitetsutnyttjandet och nätanvändarnas betalningsförmåga under anläggningens livstid. Dessa förhållanden beror i sin tur på hur mycket naturgas slutkunderna efterfrågar och vad de är villiga att betala för denna. De priser nätägarna kan ta ut beror också på importpriserna och beskattningen av naturgas. Den traditionella metoden att reducera nätägarnas ekonomiska risker har varit vertikal integration av transport och försörjning i kombination med långsiktiga kontrakt med kunderna.

Traditionellt har all västeuropeisk naturgasförsörjning varit baserad på långsiktiga kontrakt. Omfattande och långa kontrakt har ansetts utgöra en viktig förutsättning för att garantera avkastning på de stora investeringarna i produktionen. Dessa kontrakt har också tryggt utnyttjandet av transportnäten och ökat försörjningstryggheten. De långsiktiga avtalen är i allmänhet uppbyggda som s.k. take or pay-avtal. Vid sådana avtal förbinder sig kunden att mottaga en minsta volym och säljaren att leverera en maximal volym. Kunden får betala för minimivolymen även

om kundens naturgasanvändning inte nått upp till den kontrakterade minimumnivån.

De prissättningsprinciper som tillämpas på naturgasmarknaden avviker från de principer som tillämpas på gängse marknader. Naturgaspriset baseras i allmänhet på kundens alternativkostnad, i normalfallet olja. På gasmarknader som öppnats för konkurrens, t.ex. Storbritanniens, sker prissättningen i stället mot andra leverantörers gaspris, dvs. gasen har fått ett "eget" pris.

Gasmarknaden i Västeuropa har karakteriserats av starka monopolistiska inslag. Kombinationen av skalfördelar i transportnätet och vertikala integrationsvinster mellan produktion och transport, är den viktigaste orsaken till att det i de flesta nätverksindustrier i flertalet länder under lång tid har funnits ett dominerande, vertikalt integrerat, ofta statligt, företag. Vanligen har det dominerande företaget också ansvarat för uppbyggnaden av infrastrukturen. Efterfrågetillväxt och teknisk utveckling har emellertid med tiden skapat nya förutsättningar som gör att den traditionella strukturen inte längre är den bästa för att främja effektivitet och låga priser. Speciellt har ny teknik reducerat vinsterna av vertikal integration mellan produktion och transport. Sammantaget har denna utveckling skapat förutsättningar för en branschstruktur där infrastrukturen drivs som ett naturligt monopol, medan produktion/import och försäljning till slutförbrukare sker i konkurrens och under fri prisbildning. Under senare år har det också skett betydelsefulla förändringar för att öka konkurrensen. Detta gäller främst Storbritannien som numera har en fullständigt avreglerad gasmarknad, dvs. alla kunder har rätt att välja leverantör.

I *kapitel 4* beskrivs den svenska naturgasmarknaden i aspekter av t.ex. utbredning, aktörer, avtal, volymer och användning.

Sverige är en liten aktör på naturgasmarknaden och vi har varken reserver eller någon produktion av naturgas. Vi köper sedan 1985 naturgas från danska fyndigheter.

Uppbyggnaden av gasnätet har skett stegvis och omfattar nu ett 25-tal kommuner i sydligaste Sverige och på Västkusten. Överföringsledningen sträcker sig mellan Malmö och Göteborg, och till den är kopplat grenledningar och distributionsledningar. Överföringsledningen har en kapacitet på 2 miljarder m³ naturgas per år, vilket motsvarar 22 TWh. Med kompressorer kan kapaciteten öka till ca 30 TWh.

Den nationella marknaden i Sverige karakteriseras av ett fåtal aktörer med starka inslag av monopol. All import av naturgas sker av Vattenfall Naturgas AB. Bolaget säljer naturgas till lokala och regionala distributionsbolag, till kraft- och värmeproducenter samt till slutanvändare. Vattenfall Naturgas AB äger och driver vidare den svenska överförings-

ledningen. På de enskilda lokala marknaderna är enskilda distributörer i princip monopolister. Bland distributörerna är Sydgas AB störst och levererar ca 75 procent av gasen i Sverige. I vissa områden säljer Sydgas AB naturgas till lokala underdistributörer som byggt upp lokala distributionsnät.

Avtalen och prissättningen på den svenska naturgasmarknaden följer i princip den uppbyggnad som redovisats i kapitel 3. Vattenfall Naturgas AB:s kontrakt med den danske leverantören DONG Naturgas A/S är av take or pay-karaktär och har en längd på ca 20 år. De löper ut 2003, 2006 och 2010. Avtalen med distributörerna är av liknande karaktär som importavtalen.

Naturgasen står för mindre än 2 procent av den totala energitillförseln i Sverige. I de områden där naturgas har introducerats står den dock för ca 20 procent av energitillförseln, dvs. på ungefär samma nivå som i Europa. Naturgasen har främst ersatt olja inom industrin samt i kraftvärme- och värmeverk. Av den totala volymen i Sverige används drygt 42 procent för kraft- och värmeproduktion, ca 40 procent inom industrin och ca 17 procent för hushåll, fastigheter och mindre industrier. Hushållens användning av naturgas för uppvärmning svarar endast för 3–4 procent av den totala konsumtionen.

Det finns, högt räknat, en total potential på ca 1,5 miljarder m³ naturgas i anslutning till det nuvarande ledningsnätet. En eventuell volymökning är i första hand aktuell för kraftvärmeproduktion, men utbyggnaden av kraftvärme anses dock hämmas av skattesystemets utformning och ett lågt elpris. En mycket stor del av industrierna i befintligt område är i dag anslutna till gassystemet. Hushållssektorn har däremot en relativt låg anslutningsgrad, vilket till stor del förklaras av att fjärrvärmesystemet är väl utbyggt inom området.

Kapitel 5 innehåller en genomgång av naturgasfrågan i Sverige, närområdet och Europa.

Naturgas har fått en allt större betydelse för energiförsörjningen i Östersjöregionen. Samstämmiga bedömningar tyder på att marknaden för naturgas under de närmaste åren kommer att öka avsevärt. Finland och de baltiska staterna (och även många östeuropeiska länder) som är anknutna endast till det ryska försörjningsnätet strävar efter alternativa tillförselvägar och leverantörer. En sammanbindning av naturgasnäten i Östersjöområdet och en koppling till det västeuropeiska gasnätet skulle innebära att tillförselmöjligheter, försörjningstrygghet och konkurrens ökar i hela regionen. Det innebär också en möjlighet till en starkt utökad lagringskapacitet.

För konsumentländerna i Västeuropa är också nya tillförselvägar genom Östersjöområdet av stort intresse. Fler och säkrare leveransvägar

från Ryssland ökar leveranssäkerheten och konkurrensen på den europeiska gasmarknaden. Eftersom importberoendet kommer att öka eftersträvas också ökad import och nya tillförselvägar från t.ex. Norge och Algeriet. Norge har, av naturliga skäl, ett stort intresse av fler tillförselvägar till den europeiska marknaden.

I norra Europa har det ökade intresset för naturgas tagits upp i det mellanstatliga energisamarbetet. Det är ett viktigt inslag i den omfattande verksamhet på energiområdet som är inriktad på ett utvidgat Östersjösamarbete.

I Sverige antog riksdagen 1988 riktlinjer för naturgasanvändningen. Enligt dessa skall inköp av naturgas ske efter strikt kommersiella principer. Gasen måste av egen kraft kunna konkurrera på den svenska energimarknaden. De kommersiella förhandlingarna skall genomföras på företagsnivå. Den samhälleliga bedömningen av ett naturgasprojekt skall vidare göras i samband med tillståndsprövningen enligt den s.k. rörledningslagen. Tillförseln måste slutligen ske i överensstämmelse med de energipolitiska riktlinjerna. Således måste de samhälleliga målen angående leveranssäkerhet, beredskapslagring och miljö kunna nås.

Ett flertal studier avseende naturgasens utbyggnad i Sverige har gjorts under senare tid. Studien *Nordic Gas Grid* undersöker möjligheten för ett nordiskt naturgasnät, där gasen kommer från reserverna i Norge och Ryssland. I en studie utförd av *North Transgas Oy* utreds möjligheten av att anlägga en rörledning för naturgas från Ryssland till Västeuropa. Vid en utbyggnad överförs naturgas från Ryssland, eventuellt via Finland och Sverige, vidare till Västeuropa. En utredning planeras genomföras angående ytterligare en transportväg för naturgas mellan Tyskland, Sverige och Danmark, den s.k. *The Baltic Gas Interconnector*. Avsikten med utredningen är att undersöka möjligheten att via nya tillförselvägar knyta samman de befintliga gasledningarna i södra Skandinavien med det kontinentala systemet och därmed bl.a. öka konkurrens och leveranssäkerhet.

Utgångspunkter

I *kapitel 6* redovisas de lagar som reglerar anläggande och drift av gasledningar. Dessutom ges en kortfattad beskrivning av de möjligheter som finns för att få tillgång till den mark som behövs för en gasledning.

Den centrala lagstiftningen återfinns i *lagen (1978:160) om vissa rörledningar* (rörledningslagen) som främst behandlar frågor om koncession (tillstånd). Enligt lagen krävs koncession för att dra fram eller använda rörledning för transport av naturgas (tillstånd behövs dock inte för t.ex. distributionsledningar). Frågan om koncession prövas av rege-

ringen, men ansökan ges in till Statens energimyndighet. Koncession får meddelas endast om det från allmän synpunkt är lämpligt att ledningen dras fram och används och om sökanden anses vara lämplig att utöva verksamhet som avses med koncessionen. Koncession får inte strida mot detaljplan eller områdesbestämmelser. Vid koncessionsprövningen skall miljöbalken tillämpas. Koncessionsprövningen innebär att rörledningsföretaget blir föremål för en samlad bedömning i alla de avseenden där samhällsintressen gör sig gällande.

Rörledninglagen (liksom annan lagstiftning inom området) saknar detaljerade bestämmelser om handel och transport av naturgas. Det framgår endast att koncessionshavaren är skyldig att mot ersättning ombesörja transport genom ledningen åt annan, om det kan ske utan väsentligt förfång för koncessionshavaren.

I övrigt skall ett antal andra lagar beaktas. Det gäller bl.a. *plan- och bygglagen* som innehåller bestämmelser om planläggning av mark och vatten och om byggande. I *miljöbalken*, som trädde i kraft den 1 januari 1999, regleras de grundläggande miljöbestämmelserna. Miljöbalkens mål är att främja en hållbar utveckling och på så sätt tillförsäkra nuvarande och kommande generationer en hälsosam och god livsmiljö. Andra lagar är *väglagen*, *lagen om kulturminnen*, *lagen om kontinentalsockeln* och *lagen om brandfarliga och explosiva varor*.

Det finns även detaljerade säkerhetsföreskrifter. Sprängämnesinspektionen har bl.a. utfärdat *Sprängämnesinspektionens naturgasföreskrifter och allmänna råd till föreskrifterna*. Föreskrifterna gäller utformning, anläggande och drift av ledningssystem för naturgas.

Rätt att använda mark för gasledningar regleras genom *ledningsrättslagen* och *expropriationslagen*.

Kapitel 7 innehåller en redovisning av EG:s naturgasmarknadsdirektiv. Syftet med direktivet är främst att skapa en konkurrensutsatt marknad för naturgas. I direktivet finns gemensamma regler för bl.a. tillträde till systemet, överföring, distribution, leverans och lagring av naturgas.

Direktivets centrala bestämmelser för att öka konkurrensen finns i *kapitel VI* som reglerar tillträde till systemet. Huvudsyftet är att ge tredje part tillträde till systemet, dvs. att ge kunden möjlighet att välja gasleverantör. Direktivet medger olika förfaranden för tillträde till ledningsnäten. Det är möjligt att välja mellan förhandlat och reglerat tillträde eller båda av dessa förfaranden. Ett reglerat tillträde innebär en laglig rätt att mot offentliggjorda tariffer och/eller andra villkor och skyldigheter utnyttja näten. Ett förhandlat tillträde däremot innebär en rätt att förhandla om villkoren för tillträde till näten.

Medlemsstaterna skall ange vilka kunder inom respektive land som skall kunna få tillträde till systemet i avsikt att ingå avtal om eller köpa

naturgas. Definitionen av sådana s.k. berättigade kunder skall leda till en öppning av marknaden som motsvarar 20 procent av den totala årliga gasförbrukningen på den nationella marknaden. Denna andel skall öka till 28 procent fem år efter det att direktivet har trätt i kraft och till 33 procent efter tio år.

Medlemsstaterna skall vidta nödvändiga åtgärder för att säkerställa att åtminstone kunder som har gaseldad kraftproduktion (med vissa undantag) och övriga slutförbrukare som förbrukar mer än 25 miljoner m³ gas per år och förbrukningsställe anges som berättigade kunder. För gruppen övriga slutförbrukare skall tröskeln sänkas till 15 miljoner m³ fem år efter det att direktivet trätt i kraft och till 5 miljoner m³ efter tio år.

Ett annat viktigt moment i direktivet är dess bestämmelser om särredovisning (*kapitel V*). Ett centralt inslag är att undvika diskriminering, korssubventionering och snedvridning av konkurrensen. Integrerade naturgasföretag skall därför i sin interna bokföring särredovisa verksamhetsgrenarna överföring, distribution och lagring av naturgas, och där så är lämpligt, upprätta en samlad redovisning för aktiviteter utanför gassektorn, på det sätt som skulle ha krävts av dem om de aktuella aktiviteterna bedrivits i separata företag.

Andra huvudpunkter i direktivet är bl.a. *kapitel II* som behandlar allmänna regler för sektorns organisering. Där framgår bl.a. att medlemsstaterna i det allmänna ekonomiska intresset kan ålägga naturgasföretag att tillhandahålla allmännyttiga tjänster. Dessa kan avse säkerhet, inbegripet försörjningstrygghet, regelbundna leveranser, kvalitet och pris på leveranser samt miljöskydd. Sådana tjänster skall vara klart definierade, öppna, icke diskriminerande och kontrollerbara. Under hänvisning till allmännyttiga tjänster är det möjligt att avstå från att tillämpa vissa artiklar i direktivet. Kapitlet behandlar vidare tillstånd för att bygga eller driva naturgasanläggningar.

Kapitel III reglerar vissa frågor rörande överförings-, lagrings- och/eller LNG-företag. Företagen skall på ekonomiska villkor driva, underhålla och utveckla säkra, tillförlitliga och effektiva överförings-, lagrings- och/eller LNG-anläggningar, med vederbörlig hänsyn till miljön. Företagen får inte i något fall diskriminera mellan systemanvändare eller kategorier av systemanvändare, i synnerhet inte till förmån för sina anknutna företag. Företagen åläggs även viss informationskyldighet. Om informationen är kommersiellt känslig så skall den behandlas konfidentiellt. *Kapitel IV* innehåller i stort sett motsvarande bestämmelser för distributionsföretag. Enda skillnaden är att medlemsstaterna kan ålägga distributionsföretag och/eller försörjningsföretag leveransskyldighet gentemot kunder inom ett visst område och/eller i en viss kategori.

Naturgasmarknadsdirektivet kan vidare medge olika former av undantag från reglerna om bl.a. marknadsöppning och tillträde till systemet. För svensk del är det möjligt att ansöka hos kommissionen om ett tillfälligt undantag (högst tio år) om direktivet skulle orsaka allvarliga problem inom ett geografiskt begränsat område, i synnerhet när det gäller att utveckla infrastrukturen för överföring, och när syftet är att uppmuntra investeringar. Ett naturgasföretag kan vidare ansöka om ett tillfälligt undantag från reglerna om tillträde till systemet om företaget råkar ut för, eller befarar att råka ut för, allvarliga ekonomiska och finansiella svårigheter på grund av take or pay-åtaganden.

Reglerna i naturgasmarknadsdirektivet anger de mål som skall uppnås, medan medlemsstaterna själva kan välja på vilket sätt de skall uppnås. Utformningen ger således varje medlemsstat viss frihet att välja den ordning som bäst motsvarar en viss situation. I *kapitel 8* analyseras olika sätt att uppnå målen och vilka effekter som kan tänkas uppstå om det ena eller det andra alternativet väljs.

Valet av *tillträdesform* till gasledningsnäten, som är den centrala delen av analysen i kapitlet, kan antas påverka gasmarknaden och dess aktörer på olika sätt. Två viktiga områden är hur konkurrens och investeringsbenägenhet påverkas. Naturgasmarknadsdirektivet syftar till att öka konkurrensen på gasmarknaden, men samtidigt är en väl utbyggd infrastruktur för naturgas en (av flera) förutsättning för att få en fungerande marknad. Det föreligger således i viss mening en konfliktsituation mellan målet om en effektiv konkurrens på naturgasmarknaden och de ekonomiska incitamenten att bygga ut infrastrukturen för naturgas. Investeringar i infrastruktur är i allmänhet förenade med betydande ekonomisk risk. Den traditionella metoden att reducera nätägarnas ekonomiska risker har varit vertikal integration av överföring och försörjning i kombination med långsiktiga kontrakt med kunderna. Detta har i hög grad begränsat tillträdet till näten för tredje part och reducerat konkurrensen. Konkurrensaspekter och benägenheten att investera i infrastruktur måste därför vägas mot varandra. En central fråga blir därför hur de bägge tillträdesformerna påverkar investeringsbenägenheten i infrastruktur. En konkret bedömning som måste göras i detta sammanhang är huruvida ett reglerat tillträde försvagar incitamenten i en sådan utsträckning att ett förhandlat tillträde bör föredras framför ett reglerat.

Analysen pekar på att kravet på prövning och offentliggörande av tariffier vid ett reglerat tillträde i någon utsträckning begränsar nätägarnas handlingsutrymme jämfört med vad som är fallet vid ett förhandlat tillträde. Ett förhandlat tillträde ger nätägare vissa möjligheter att påverka konkurrensförhållandena i försörjningsledet. Det är därmed troligt att incitamenten att investera i infrastruktur för naturgas är starkare vid ett

förhandlat tillträde än vid ett reglerat. De ekonomiska förutsättningarna för utbyggnad av infrastruktur kan emellertid påverkas även med traditionella energipolitiska styrmedel som skatter och andra regler. Dessa medel kan utformas just för att främja investeringar i infrastruktur och kan därför vara effektivare i detta avseende än ett regelverk som främst skall skapa konkurrens på marknaden. Kreditmarknaden har vidare ändrat karaktär sedan merparten av gassystemen byggdes upp, vilket medför att behovet av långsiktiga bindningar minskar.

Det är samtidigt troligt att en ordning med förhandlat tillträde är mer resurskrävande och innebär större osäkerhet för potentiella nyttjare av överförings- och distributionsnät än en ordning med reglerat tillträde. Det betyder att det vid ett förhandlat tillträde är förenat med högre kostnader och större osäkerhet att etablera sig på naturgasmarknaden än vad som är fallet vid reglerat tillträde, vilket begränsar konkurrensen.

I kapitlet analyseras också graden av *marknadsöppning* i Sverige. Naturgasmarknadsdirektivets definition av vad som åtminstone skall betraktas som berättigade kunder leder till en öppning av den svenska marknaden med ca 45 procent när direktivet genomförs. Efter fem år ökar marknadsöppningen till 50 procent och efter tio år till ca 60 procent. Även om marknadsöppningen blir förhållandevis stor, så är det endast 25-30 slutkunder som blir berättigade kunder. Distributionsföretag ingår inte i direktivets bestämmelser av vad som åtminstone skall betraktas som berättigade kunder. Studier pekar dock på att den ekonomiska effektiviteten är låg i många europeiska distributionsföretag. En väg att öka effektiviteten är att betrakta dessa som berättigade kunder och ge dem tillträde till överföringsnäten.

Det går dock att diskutera hur stor andel av kunderna som i praktiken kan få tillträde till systemen. Vattenfall Naturgas AB har transporträtten för 2 miljarder m³ naturgas per år i det danska systemet, varför viss osäkerhet föreligger. Ett annat osäkerhetsmoment ligger i valet av tillträdesform i Danmark och i att den danska produktionskapaciteten successivt minskar. Det kommer att bli viktigt att få tillgång till bl.a. det danska transportsystemet för att kunna utnyttja andra importalternativ.

Analysen pekar också på att direktivets bestämmelser om berättigade kunder kan komma att ge incitament till korssubventionering och förändrat prisbeteende. Det är i princip enbart större kunder som kan utnyttja den ökade konkurrensen för att få lägre priser, medan t.ex. hushållssektorn ställs utanför. I ett sådant läge är risken för korssubventionering större vid försäljning av naturgas till stora kunder än vid försäljning till t.ex. hushållen, beroende på en betydligt hårdare konkurrens i det förstnämnda fallet än i det sistnämnda. Detta kan också innebära en press uppåt av priserna för de konsumentgrupper som inte i praktiken kan köpa naturgas i konkurrens mellan olika leverantörer.

För att undvika inslag av diskriminering, korssubventionering och snedvridning av konkurrensen innehåller naturgasmarknadsdirektivet bestämmelser om *särredovisning*. Integrerade naturgasföretag skall i sin interna bokföring särredovisa verksamhetsgrenarna överföring, distribution och lagring av naturgas. Syftet är att ekonomiska överskott från monopolverksamheten (t.ex. överföring) inte skall användas för att subventionera konkurrensutsatt verksamhet, t.ex. handel med naturgas. Direktivets krav är minimibestämmelser. Andra alternativ skulle kunna vara att nätverksamhet och annan verksamhet bedrivs i skilda bolag. Dessa skilda bolag skulle också kunna ha skilda ägare.

De analyser som presenteras i kapitlet pekar på att det kan vara relativt komplicerat att förhindra eller försvåra korssubventionering via särredovisning. Även om krav ställs på att monopolverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet skall bedrivs i skilda bolag är det komplicerat att få till stånd ett regelverk som förhindrar korssubventionering. Inom t.ex. den svenska elmarknaden visar studier att korssubventionering kan förekomma. Detta trots att en juridisk person som bedriver nätverksamhet inte får bedriva produktion av eller handel med el. Det är inte möjligt att i detalj ange vilka förutsättningar som skall vara uppfyllda för att särredovisning skall fungera. För att det skall fungera acceptabelt krävs sannolikt att de funktioner som skall tillhöra överföringsverksamheten kan preciseras väl. Det ställs också krav på redovisningsprinciper, kostnadsverifiering och en väl fungerande tillsynsmyndighet. Om sådana förhållanden är uppfyllda, och givet att nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet kan hållas isär, finns det från konkurrenssynpunkt sannolikt ingen väsentlig skillnad mellan gasmarknadsdirektivets krav på särredovisning och skilda bolag. Ett annat alternativ är att ställa krav på skilda bolag som också skall ha skilda ägare. Det finns dock en risk för att en så långtgående separation kan vara ett hinder för utvecklingen av en naturgasmarknad.

En viktig aspekt är om Sverige skall utnyttja möjligheten att ålägga naturgasföretag att tillhandahålla *allmännyttiga tjänster*. Begreppet allmännyttiga tjänster är inte entydigt definierat, men för vissa kunder kan t.ex. marknadspriserna för vissa tjänster uppfattas som oöverstigligt höga. Ett annat exempel är att olika krav från myndigheter kan medföra extra kostnader som inte kan övervältras på vissa kundkategorier. För att kunna göra de aktuella tjänsterna tillgängliga för alla måste något eller några gasföretag åläggas att tillhandahålla tjänsterna. Sådana krav måste dock kombineras med en möjlighet för företagen att täcka de extra kostnader som uppstår. Detta kan t.ex. ske genom att företagen skyddas från konkurrens inom vissa marknadssegment. Huvudsyftet med EG:s naturgasmarknadsdirektiv är dock att öka konkurrensen och på sikt uppnå effektivitetsvinster. Det bör därför kunna visas att vinsterna av såda-

na ingrepp överstiger kostnaderna, dvs. att effektivitetsförlusterna av allmännyttiga tjänster är lägre än vinsterna av ett ökat tillträde till näten. Det bör också analyseras om inte konventionella ekonomisk-politiska åtgärder har en större fördelningspolitisk träffsäkerhet än en lagstiftning på naturgasområdet.

Naturgasmarknadsdirektivet innehåller tre olika former av *undantag* från reglerna om tillträde till systemen och/eller marknadsöppning. För svensk del är det endast aktuellt med ett undantag om genomförandet av direktivet skulle orsaka allvarliga problem inom ett *geografiskt begränsat område*, i synnerhet när det gäller att utveckla infrastrukturen för överföring, och när syftet är att uppmuntra investeringar. Ett sådant undantag beslutas av EU-kommissionen.

Stora nya investeringar i gasinfrastruktur riskerar att inte bli lönsamma i den typ av konkurrensutsatt marknad som kan tänkas uppstå när gasmarknadsdirektivet genomförs. Det är mot denna bakgrund som undantaget har införts i direktivet, dvs. för att uppmuntra nya investeringar i områden som inte tidigare varit försörjda med naturgas. Som framgått av kapitel 5 analyseras ett antal sådana investeringar i Sverige.

Undantaget leder till en temporär begränsning av konkurrensen på naturgasmarknaden och syftar till att minska den ekonomiska risken i uppbyggnaden av infrastruktur för naturgas. Den aktuella risken kan dock också hänga samman med osäkerhet beträffande efterfrågan på naturgas i området i fråga. Osäkerheten om den framtida efterfrågan på naturgas kan dock också i hög grad bero på osäkerhet om den framtida beskattningen av naturgas jämfört med beskattningen av andra energislag (jfr kapitel 3). Undantagsregeln kan vidare gynna vertikalt integrerade naturgasföretag till nackdel för företag med en annan struktur på sin verksamhet. Nätverksindustrier har traditionellt byggts upp av vertikalt integrerade statliga företag. Det har emellertid skett under tider då kapitalmarknaden varit betydligt mindre utvecklad än vad den är i dag. Den välutvecklade kapitalmarknaden gör att det i dag kan finnas andra möjligheter att bygga upp separata infrastrukturföretag. Om undantagsregeln skulle tillämpas finns det skäl att analysera effekterna av den. Det kan t.ex. vara motiverat att motverka kontraktsformer som gör att många kunder efter tioårsperioden är uppbundna av mycket långsiktiga åtaganden. Det finns annars en risk för att den tillfälliga undantagsregeln, vid en eventuell utbyggnad, under lång tid kommer att bestå av ett antal regionala monopolmarknader.

En annan form av undantagsregel än de som diskuterats ovan, är att ett naturgasföretag som råkar ut för, eller befarar att råka ut för, allvarliga ekonomiska och finansiella svårigheter på grund av *take or pay-åtaganden* kan ansöka om ett tillfälligt undantag från reglerna om tillträde. Gasföretagen på den svenska gasmarknaden är uppbundna av tra-

ditionella och långsiktiga take or pay-åtaganden. Vattenfall Naturgas AB:s importavtal med DONG Naturgas A/S löper exempelvis ut 2003, 2006 och 2010. Sådana åtaganden kan leda till stora förluster om näten öppnas för tillträde. En analys av kontrakt och hur dessa påverkar incitamentsstrukturer indikerar att avtalstidpunkten kan ha betydelse. Om undantag skulle kunna fås för avtal som ingåtts efter det att EG:s naturgasmarknadsdirektiv blivit känt kan det leda till att marknads aktörer i praktiken får en möjlighet att styra över det regelverk som reglerar marknaden. För avtal som slöts innan EG-direktivet var känt, kan regeländringar som i efterhand ändrar förutsättningarna för kommersiella avtal medföra att marknads aktörer blir ovilliga att ingå avtal med långsiktig verkan. Det är dock viktigt att eventuella undantag som beviljas är tidsmässigt bestämda så att marknads aktörer ges klarhet om vilka spelregler som kommer att gälla.

Kapitel 9 innehåller en genomgång av hur arbetet med att införa naturgasmarknadsdirektivet utvecklas i våra grannländer och i länder som kan anses ha särskild betydelse för den svenska gasmarknaden. De länder som analyseras är Danmark, Finland, Norge, Storbritannien och Tyskland.

I flertalet av dessa länder har dock arbetet inte slutförts, utan det pågår ett arbete för att anpassa lagstiftningen på naturgasområdet till direktivet. Mot bakgrund av detta är det för närvarande i de flesta fall inte möjligt att redovisa vilka explicita ställningstaganden som gjorts. Det är emellertid möjligt att redovisa mer allmänna synpunkter.

I *Danmark* finns det mycket som tyder på att ett förhandlat tillträde kommer att väljas. Det finns också mycket som tyder på att marknadsöppningen initialt begränsas till 30 procent och att distributionsföretag inte blir berättigade kunder. I *Finland* har en arbetsgrupp föreslagit reglerat tillträde. Eftersom landet inte är anslutet till det europeiska sammankopplade systemet saknar tillträdesformen i grund och botten betydelse. Det reglerade tillträdet innebär dock viss begränsad handel mellan större kunder. *Norge* har en mycket begränsad inhemsk marknad och har ännu inte redovisat tillträdesform. *Storbritannien* har sedan maj 1998 en fullständigt liberaliserad gasmarknad med ett reglerat tillträde där alla kunder fritt kan välja gasleverantör. I *Tyskland* pågår ett arbete med utformningen av naturgaslagstiftningen. Tyskland är emellertid i dagsläget inriktat på ett förhandlat tillträde samt att alla kunder skall vara berättigade.

Överväganden och förslag

Utredningen föreslår att en ny lagstiftning införs på naturgasområdet. Motivet till detta är att EG:s naturgasmarknadsdirektiv, som skall genomföras i svensk lagstiftning, är betydligt mer långtgående och omfattande än den nuvarande svenska lagstiftningen på naturgasområdet som i huvudsak innehåller bestämmelser om koncession. Den nya naturgaslagen reglerar i huvudsak verksamheter avseende *koncession, ledningsägarens skyldigheter, särredovisning och tillsyn*.

Koncession

Tillkomsten av en större naturgasledning är en komplicerad process som kan innebära avsevärd påverkan på omgivningen. Genom den nuvarande rörledningslagen har samhället möjlighet att pröva tillkomsten och förläggningen av vissa rörledningar för transport av bl.a. naturgas. Enligt vår bedömning har rörledningslagen fungerat tillfredsställande och därför behålls huvuddragen av gällande koncessionssystem. Vårt förslag är följande.

- Det bör krävas koncession för att dels dra fram och använda en naturgasledning, dels för att uppföra och använda ett naturgaslager. Regeringen bör pröva frågan om koncession. Naturgasledningar som huvudsakligen skall användas för att tillgodose enskilda hushålls och företags behov eller uteslutande skall användas inom hamn- eller industriområde bör dock undantas från koncessionsplikt.
- Koncession får meddelas endast under vissa förutsättningar. Naturgasledningen skall vara lämplig ur allmän synpunkt. Sökanden skall från allmän synpunkt vara lämplig att utöva verksamhet som avses med koncessionen. Koncessionen får inte strida mot detaljplan eller områdesbestämmelser. Om syftet med planen eller områdesbestämmelsen inte motverkas får dock mindre avvikelser göras. Vid prövningen skall vissa bestämmelser i miljöbalken tillämpas. En miljökonsekvensbeskrivning skall ingå i en ansökan om koncession. Syftet med lämplighetsprövningen är främst att hindra att samhällsekonomiskt onödiga naturgasledningar dras fram, eller att naturgasledningar dras fram på ett sådant sätt att de medför onödigt stort intrång till skada för tredje man.
- Koncession skall avse naturgasledning med en i huvudsak bestämd sträckning. En koncession får förenas med villkor för att bl.a. skydda miljön.

- En koncession meddelas för fyrtio år. Koncessionens giltighetstid får på ansökan av koncessionshavare förlängas med fyrtio år åt gången.
- Överlåtelse av koncession kräver särskilt tillstånd. Ny innehavares lämplighet prövas på samma sätt som vid ansökan om ny koncession.
- Koncession får återkallas om naturgasledningen inte längre används och inte heller behövs för att säkra energiförsörjningen, eller om koncessionshavaren missköter sig.
- Om en koncession upphör att gälla är den som senast haft koncession skyldig att ta bort naturgasledningen och vidta andra åtgärder för återställning, om det behövs från allmän eller enskild synpunkt.

Ledningsägarens skyldigheter

I kapitlet redovisas de bärande principerna för att få till stånd en ökad konkurrens på gasmarknaden. Enligt utredningens uppfattning är det viktigt att naturgasmarknaden i Sverige öppnas för konkurrens. För att uppnå ökad konkurrens inom naturgashandeln måste köpare och säljare på naturgasmarknaden ges möjlighet att utnyttja naturgasledningarna. Naturgasmarknadsdirektivets bestämmelser om tillträde till systemet är, enligt vår uppfattning, de centrala verktygen för att åstadkomma ökad konkurrens på naturgasmarknaden. Det är möjligt att välja förhandlat och reglerat tillträde, eller båda dessa förfaranden.

Tillträde och anslutning

Utredningen föreslår att tillträde till naturgasledningarna skall baseras på ett reglerat förfarande med offentliggjorda tariffer. Det främsta motivet för vårt förslag är att ett reglerat tillträde är förenat med lägre kostnader och mindre osäkerhet än ett förhandlat tillträde och därför medför mindre hinder för marknadstillträde. Det har därmed de mest positiva effekterna på konkurrensen och i förlängningen på konsumentintresset.

Det reglerade tillträdet förutsätter att säljare och köpare får tillgång till de naturgasledningar som behövs för leveranserna. En ledningsägare skall därmed vara skyldig att på skäligena villkor transportera naturgas för berättigade kunder.

För att åstadkomma en naturgasmarknad i konkurrens är det inte tillräckligt att enbart öppna ledningarna för de berättigade kunderna. En förutsättning för att kunna leverera och ta emot naturgas är dessutom att kunden måste vara ansluten till en naturgasledning. Vi föreslår därför att ledningsägaren blir skyldig att ansluta berättigade kunders naturgasledningar.

Skyldigheten att ansluta naturgasledningar och transportera naturgas gäller endast mot s.k. berättigade kunder. Dessa är inledningsvis ledningsägare, kunder som har naturgaseldad kraftproduktion och vissa större slutförbrukare. Från och med den 1 januari 2006 anses alla som berättigade kunder, dvs. naturgasmarknaden öppnas fullständigt. Den relativt snabba och kraftiga marknadsöppningen kan dock på grund av take or pay-åtaganden leda till ekonomiska förluster för ledningsägarna. Den myndighet som regeringen bestämmer bör därför under 2003 analysera effekterna av den föreslagna marknadsöppningen och lämna förslag till om öppningstakten bör förändras.

Undantag

Ett osäkerhetsmoment i vår bedömning är att Sverige har en begränsad infrastruktur på naturgasområdet och att en utveckling av denna infrastruktur skulle förbättra marknadens funktionssätt. Det går inte att bortse från att vårt förslag till reglerat tillträde kan komma att påverka investeringsbenägenheten negativt. Det finns en risk för att stora nya investeringar i naturgasinfrastruktur inte blir lönsamma i den typ av konkurrensutsatt marknad som kan tänkas uppstå när gasmarknadsdirektivet genomförs. I direktivet och i vårt förslag till lagstiftning finns emellertid ett undantag som införts för att uppmuntra investeringar i geografiskt begränsade områden som inte tidigare varit försörjda med naturgas. Innebörden är att regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer kan ansöka hos EU-kommissionen om ett tillfälligt undantag från reglerna om marknadsöppning.

Ett annat osäkerhetsmoment är hur naturgasföretags lönsamhet kan komma att påverkas genom att de är uppbundna av långsiktiga take or pay-åtaganden. Sådana åtaganden kan leda till stora förluster om ledningarna öppnas för tillträde. Samtidigt har det framgått att det under vissa premisser är möjligt att omförhandla kontrakten. Det är också sannolikt att det växer fram andra typer av kontraktsformer vid en mer konkurrensutsatt marknad. Utredningen är dock medveten om att ett tillträde till ledningarna kan åsamka företag förluster på grund av take or pay-åtaganden. Vi föreslår därför, i enlighet med direktivet, att naturgasföretag i sådana fall, efter ansökan hos berörd myndighet, kan få ett tillfälligt undantag från att ge tillträde till ledningarna.

Transporttariffer

Tariffer för transporter av naturgas måste utformas så att de uppfyller de krav som ställs på en konkurrensutsatt gasmarknad med kontraktsfrihet. Det skall vara enkelt att köpa och sälja naturgas med olika typer av kontrakt, och olika aktörer skall ha denna möjlighet. Det skall därför räcka för en berättigad kund att vara ansluten till en punkt på naturgasledningen för att man skall ha rätt att använda alla andra ledningar som är anslutna till det svenska naturgasledningsnätet.

Det är inte en uppgift för statsmakterna att meddela detaljerade föreskrifter om vilka tariffer som skall tillämpas av gasföretagen. Den närmare utformningen av tarifferna är en fråga för ledningsföretagen. Det bör dock föreskrivas i naturgaslagen att transporttariffer skall vara skäliga och utformas på sakliga grunder. Tillsynsmyndigheten bör få i uppdrag att i sin tillsyn bedöma om transporttariffer och övriga villkor är skäliga och utformade på sakliga grunder.

Ledningsägare bör, i enlighet med naturgasmarknadsdirektivet, vara skyldiga att offentliggöra sin transporttariff och andra villkor och skyldigheter för att utnyttja systemet.

Särredovisning

För en effektiv reglering av ett naturligt monopol krävs att den reglerande myndigheten kan kontrollera verksamheternas ekonomiska resultat. Motivet till detta är bl.a. att ett monopolföretag kan försöka hindra tillträde genom att ta ut för höga priser. Företaget kan t.ex. också försöka påverka konkurrensen inom andra verksamhetsområden. Under förutsättning att ett naturgasföretag bedriver såväl monopolverksamhet som konkurrensutsatt verksamhet föreligger en uppenbar risk för konkurrensproblem genom att ett ekonomiskt överskott från monopolverksamhet kan användas för att subventionera konkurrensutsatt verksamhet, s.k. korssubventionering. I en sådan integrerad verksamhet är det komplicerat att analysera prissättningen på de olika nyttigheterna. Det är som regel också mycket svårt att fastställa om överskott från monopolverksamhet används för att subventionera den konkurrensutsatta verksamheten.

Genom en långtgående särredovisning ökas förutsättningarna för att skapa en effektiv tillsyn och riskerna för t.ex. korssubventionering minskar. Vi föreslår därför (med vissa undantag) att den verksamhet som bedrivs i integrerade naturgasföretag skall särredovisas för verksamhetsgrenarna överföring, distribution och lagring av naturgas. Särredovisning av dessa verksamheter skall ske som särskilda rörelsegrenar. Om monopolverksamheten och den konkurrensutsatta verksamheten kan

hållas isär finns det, enligt vår bedömning, från konkurrenssynpunkt, ingen väsentlig skillnad mellan krav på särredovisning i den interna bokföringen och längre gående krav som t.ex. skilda juridiska personer. Erfarenheterna från ellagstiftningsområdet i Sverige talar dock för att det kan krävas detaljerade bestämmelser och kontroll. Enligt utredningens bedömning krävs således tydliga och klara riktlinjer för redovisningarna och att dessa redovisningar följs upp av tillsynsmyndigheten på ett aktivt sätt.

De särskilda redovisningarna för verksamheterna överföring, distribution och lagring av naturgas skall årligen sändas in till den myndighet som regeringen bestämmer.

Revisor hos ett företag som bedriver överföring, distribution eller lagring av naturgas skall granska den särskilda redovisningen av dessa verksamheter. Revisor skall även uttala om redovisningen skett enligt gällande bestämmelser.

Kommunala naturgasföretag

När handel med naturgas skall ske i konkurrens uppstår frågan om nuvarande kommunalrättsliga regler är ändamålsenliga för de kommunala företag som agerar på naturgasmarknaden. De kommunalrättsliga regler som i huvudsak är aktuella är lokaliseringsprincipen, likställighetsprincipen och självkostnadsprincipen.

Kommunala företag som bedriver distribution av naturgas är för närvarande undantagna från likställighets- och självkostnadsprinciperna, och verksamheten skall därmed bedrivas på affärsmässiga grunder. Företagen är dock inte undantagna från lokaliseringsprincipen och verksamheten skall därför vara knuten till kommunens område eller dess inlevnare.

För närvarande görs ingen skillnad i lagstiftningen mellan transport- eller ledningsverksamhet och handelsverksamhet vad avser naturgas. Då naturgaslagen träder i kraft kommer dock en åtskillnad att göras mellan dessa två verksamheter.

En principiell fråga är om kommunernas möjligheter att bedriva näringsverksamhet bör underlättas ytterligare. När det gäller naturgas finns det, enligt vår bedömning, mycket som pekar på att ett undantag från lokaliseringsprincipen kan vara motiverat för kommunala företag som bedriver handel med naturgas.

Även de kommunala företag som bedriver transport av naturgas i den egna kommunen bör få bedriva sådan verksamhet utanför kommungränsen. Undantaget från kommunallagens lokaliseringsprincip gäller dock endast om syftet är att uppnå en ändamålsenlig naturgasverksamhet.

Verksamheten får därför endast bedrivas i geografisk närhet till företags naturgasverksamhet i den egna kommunen.

Kommunal handelsverksamhet med naturgas är en konkurrensutsatt verksamhet och därför bör ett kommunalt naturgasföretag kunna agera på samma villkor som andra aktörer. Sådan verksamhet bör därför bedrivas på affärsmässiga grunder.

För ett kommunalt naturgasföretags transportverksamhet kommer naturgaslagens bestämmelser om skäliga villkor för kunders tillträde till naturgasledningarna att gälla.

Tillsyn

Det är viktigt att naturgaslagens regler, och de föreskrifter och villkor som har meddelats med stöd av denna, följs. Därför bör det finnas regler om tillsyn. Tillsynen bör avse efterlevnaden inte bara av vad som föreskrivits om framdragande och användande av naturgasledningar, inklusive olika naturgasanläggningar, utan även reglerna om återställning. Tillsynen bör vidare omfatta kontroll av skäligheten av villkoren för transport av naturgas för annans räkning samt för anslutning till naturgasledningar. I denna tillsyn ingår också att bestämma vem som inledningsvis skall betraktas som en s.k. berättigad kund.

För att kunna utöva tillsynen bör tillsynsmyndigheten ha rätt att infordra de upplysningar och handlingar som behövs för tillsynen. Myndigheten bör ha befogenhet att meddela förelägganden för att åstadkomma rättelse av felaktiga beteenden.

I myndighetens övriga uppgifter ingår att utfärda föreskrifter och råd samt att bereda koncessionsärenden. Därutöver bör myndigheten lämna information och råd samt bedriva allmän uppföljnings- och bevakningsverksamhet.

Tillsynsmyndighetens verksamhet skall finansieras genom en årlig avgift, som betalas av de naturgasföretag som skall sända in särredovisningar enligt naturgaslagen.

Det föreligger många likheter vad gäller tillsynen enligt ellagen och naturgaslagen. Enligt utredningens uppfattning är det viktigt att tillsynsverksamheten enligt både naturgaslagen och ellagen har den styrka och självständighet som krävs för att fortsätta att driva avregleringen av naturgas- och elmarknaden på ett effektivt sätt. Vi föreslår att regeringen låter utreda huruvida tillstånds- och tillsynsärenden samt normgivning avseende både ellagen och naturgaslagen skall handhas av en självständig myndighet.

Summary

On 22 June 1998, the European Parliament and the Council of Europe adopted Directive 98/30/EC on common rules for the internal market for natural gas (Chapter 7). The Natural Gas Market Directive is aimed at increasing the competition on the gas market and creating an internal market for natural gas. To achieve this, the Directive includes provisions for ensuring that owners of transmission and distribution networks will allow other players access to these networks. The Directive is much more far-reaching and comprehensive than the present Swedish legislation in the field of natural gas (Chapter 6).

The main task of the committee is to submit a proposal for natural gas legislation that will meet the requirements of the new Directive. According to the committee directives, the work on the new legislation should aim at the regulations serving as a basis for a socio-economically efficient market. However, it should also be borne in mind that the Swedish natural gas market is less developed than the markets in most other European countries, and that a lack of equilibrium in the opening of the gas markets should be avoided. Current international deliberations concerning the natural gas network in the Nordic countries and the Baltic Sea region should also be taken into account. *Chapter 1* gives more detailed particulars of the points of departure for the work of the committee and the implementation of the work.

The report is arranged in the form three main parts, i.e. a background part, a part describing the points of departure, and a proposals part.

Background

Chapter 2 presents a review of some fundamental aspects of natural gas. This relates, for example, to characteristics, fields of application, and the supply of and demand for natural gas.

Natural gas consists of gaseous hydrocarbons, the main component of which is methane. The gas also contains small quantities of nitrogen and unmeasurable quantities of heavy metals, and its combustion produces less carbon dioxide than other fossil fuels.

Natural gas is predominantly transported in underground pipes. A pipeline system consists principally of transmission and distribution pipes. In many cases, the gas is transported by its inherent pressure. If higher transmission capacities are needed, compressor stations are built as necessary in order to increase the gas pressure and thus the transmission capacity of the pipes. The gas delivery is metered and the pressure is reduced in metering and control stations (MC stations). The laying of pipes demands a certain amount of land area. This area is greatest during the laying stage, which consists of operations such as clearing, felling, building of transport roads and excavation of pipe trenches. When the pipe-laying work has been completed, the land can be restored for agricultural use. However, some impact on the land may occur. As an example, loss of harvest may occur during the construction year. In forested terrain, a 7-metre wide cleared lane must be left when the work has been completed. The principal effect of a gas pipeline on forestry is the loss of production from the cleared lane.

The world's known reserves of natural gas are expected to last for more than 65 years at the present extraction rate (about 185 years if the possible or probable reserves are included). In Europe, the reserves are concentrated to Norway, the Netherlands and Great Britain. However, a large proportion of the world's gas reserves is in the vicinity of Europe, e.g. in Russia, Algeria and Iran. Europe accounts for around 13 percent of world production of natural gas, and around 20 percent of the consumption. This represents a significant import dependence. The imports originate principally from Russia and Algeria. By far the biggest gas producers in Europe are Great Britain, the Netherlands and Norway.

In Europe, the importance of natural gas as a source of energy is of a relatively recent date. However, the proportion of gas in primary energy consumption has risen from around 7 percent in 1970 to more than 20 percent in 1997. This has mainly taken place at the expense of oil and coal. In the EU, natural gas is now the second biggest source of energy after oil. The EU expects the consumption of natural gas to increase by 45–70 percent between now and the year 2020.

Due to its properties, natural gas has a number of applications. It is used to varying extents in sectors such as electricity and heat generation, industry, single-family houses and larger premises, and also for transport.

The natural gas network in Europe is extensive. Most of Europe (including Sweden) is interconnected in a natural gas network. A large proportion of the supply is from sources in the North Sea, North Africa and Russia, which are thus also linked to the European system.

Chapter 3 includes an analysis of the gas market structure. The natural gas market can be said to differ from conventional markets in a number of areas, and the purpose of the chapter is mainly to outline the features that characterize the gas market.

The extraction/production, transport and sale of natural gas can be regarded as a "network industry". A network industry is characterized by its high dependence on an infrastructure in the form of a network that interconnects the production of the basic product of the industry and the end consumers of these products.

The fact that the conditions for competition and market-governed pricing and capacity utilization of network industries differ from those of "ordinary" industries is due to two circumstances. The first of these is that there are generally significant benefits of scale in the construction and operation of the infrastructure ("transport network") of network industries. The benefits of scale result in the cost of maintaining a certain transport capacity being lower in a relatively large-scale transport network than it is in two or more parallel transport networks that together have the same capacity. If these benefits of scale are significant, the "production" of transport services is a natural monopoly.

The other circumstance of significance to the conditions for competition and market-governed pricing and capacity utilization is that network industries often offer vertical integration benefits, i.e. the costs of producing and delivering a certain quantity of the basic product will be lower if the utilization of the production plants and transport infrastructure are coordinated within the framework of integrated operations.

Another characteristic of the natural gas market is that the investments necessary for building a natural gas infrastructure which is significant from the energy supply viewpoint are not only large, but are also irreversible in all important respects, i.e. the pipework basically cannot be put to any alternative use. In addition, the pipelines and other parts of the infrastructure have a very long useful life. As a result of the combination of large scale, irreversibility and a long useful life, investments of this type generally involve a significant economic risk. The magnitude of this risk is dependent on the capacity utilization and the solvency of the network users during the life cycle of the plant. These circumstances depend, in turn, on how much natural gas the end customers demand and how much they are willing to pay for it. The prices that the network owners can command also depend on the import prices and the taxation of natural gas. The traditional method for reducing the economic risks of the network owners has been vertical integration of the transmission and supply, combined with long-term contracts with customers.

All western European natural gas supply has traditionally been based on long-term contracts. Large and long contracts have been regarded as representing an important condition for guaranteeing a return on the high capital investment in production. These have also secured the utilization of the transport network and improved the security of supply. The long-term agreements are generally drawn up as "take or pay" agreements. In such agreements, the customer undertakes to accept a minimum volume and the vendor to deliver a maximum volume. The customer must pay for the minimum volume even if the natural gas consumption has not attained the contracted minimum level.

The pricing principles applied on the natural gas market differs from those employed on customary markets. The natural gas price is generally based on the alternative cost the customer would have to pay, normally for oil. On gas markets that have been opened to competition, such as in Great Britain, the pricing is set instead in relation to the gas price offered by other suppliers, i.e. the gas has acquired its "own" price.

The gas market in Western Europe has been characterized by strong monopolistic elements. The combination of benefits of scale in the transport network and vertical integration benefits between production and transport are the most important reasons for most network industries in many countries having long had a dominating, vertically integrated, often state-owned company. The dominating company has usually also been responsible for the construction of the infrastructure. However, the growth in demand and the technical development have gradually created new conditions, so that the traditional structure is no longer the best for promoting efficiency and low prices. New technology in particular has reduced the benefits of vertical integration between production and transport. On the whole, this development has created the conditions for an industrial structure in which the infrastructure is operated as a natural monopoly, while production/imports and sales to the end users take place in competition and are based on free pricing. Important changes have taken place in recent years with the aim of increasing the competition. This applies principally to Great Britain, which now has a completely deregulated gas market, i.e. all customers have the right to choose their suppliers.

Chapter 4 describes the Swedish natural gas market in aspects such as extent, players, agreements, volumes and utilization.

Sweden is a small player on the natural gas market, and we have neither reserves nor any production of natural gas. Since 1985, we have been buying natural gas from Danish fields.

The gas network has been built gradually and now covers more than 25 municipalities in southernmost Sweden and on the West Coast. The

transmission pipeline runs between Malmö and Gothenburg, and branch pipelines and distribution pipes are connected to it. The transmission pipeline has an annual capacity of 2 billion m³ of gas, which corresponds to 22 TWh. By installing compressors, the capacity can be increased to around 30 TWh.

The national market in Sweden is characterized by a few players with strong monopolistic elements. All natural gas is imported by Vattenfall Naturgas AB. The company sells natural gas to local and regional distribution companies, to electricity and heat generation utilities, and to end users. Vattenfall Naturgas AB also owns and operates the Swedish transmission pipeline. On individual local markets, the distributors basically have a monopoly. Among the distributors, Sydgas AB is biggest and delivers around 75 percent of the gas consumed in Sweden. In some areas, Sydgas AB sells gas to local sub-distributors, who have built local distribution networks.

The agreements and pricing on the Swedish natural gas market basically follow the make-up described in Chapter 3. The contract between Vattenfall Naturgas AB and the Danish supplier, DONG Naturgas A/S, is of a take or pay nature and has a duration of about 20 years. It expires in 2003, 2006 and 2010. The agreements with the distributors are of a similar nature to the import agreements.

Natural gas accounts for less than 2 percent of the total energy supply in Sweden. However, in the areas in which natural gas has been introduced, it accounts for around 20 percent of the energy supply, i.e. around the same as in Europe. Natural gas has basically replaced oil in industry, in combined heat and power (CHP) generation and in district heating stations. Out of the total volume consumed in Sweden, more than 42 percent are used for electric power and heat generation, around 40 percent in industry, and about 17 percent in households, other buildings and smaller industrial plants. The natural gas used by households for heating accounts for only 3–4 percent of the total consumption.

An optimistic estimate is that the total potential for connection to the present pipe network is around 1.5 billion m³ of natural gas. Any volume increase is likely mainly for CHP generation, but the expansion of CHP is considered to be hampered by the make-up of the tax system and the low electricity prices. A very large proportion of the industrial plants in the existing area are now connected to the gas system. However, the household sector has a relatively low proportion of connection which is largely due to district heating being well established within the region.

Chapter 5 contains a review of the natural gas issue in Sweden, in neighbouring countries and in Europe.

Natural gas has acquired growing importance for energy supplies in the Baltic Sea region. The consensus of opinion is that the natural gas market will increase substantially in the immediate future. Finland and the Baltic States (and also many Eastern European countries) which are connected only to the Russian supply network are looking for alternative supply paths and suppliers. Interconnection of the natural gas networks in the Baltic Sea region and a connection to the Western European gas network would increase the supply opportunities, improve the security of supply and boost the competition in the entire region. It would also provide scope for substantially increased storage capacity.

New supply paths through the Baltic Sea region are also of great interest to the consumer countries in Western Europe. A larger number and more secure supply paths from Russia would also increase the security of supply and the competition on the European gas market. Since dependence on imports will increase, efforts are also made to increase imports and establish new supply paths from countries such as Norway and Algeria. For natural reasons, Norway is very interested in a larger number of supply paths to the European market.

In northern Europe, the growing interest in natural gas has been taken up in the inter-state energy cooperation. This is an important element in the extensive activities in the field of energy which is focused on expanded Baltic Sea cooperation.

In Sweden, parliament has adopted guidelines in 1988 for natural gas utilization. According to these guidelines, gas shall be purchased on strictly commercial principles. Gas must have the inherent potential to compete on the Swedish energy market. Commercial negotiations shall be pursued at corporate level. The social assessment of a natural gas project shall also be made in conjunction with the appraisal of applications for permission in accordance with the Pipeline Law. Finally, supply must take place in conformance with the energy policy guidelines. Social objectives must thus be met as regards reliability of supply, contingency storage and the environment.

Several studies concerning the establishment of natural gas in Sweden have been made in recent years. The Nordic Gas Grid study examines the opportunities available for a Nordic natural gas network which receives the gas from the reserves in Norway and Russia. A study carried out by North Transgas Oy examines the opportunities available for laying a natural gas pipeline from Russia to Western Europe. If established, natural gas would be transported from Russia, possibly via Finland and Sweden, to Western Europe. A study is also planned into an additional transport path for natural gas between Germany, Sweden and Denmark, known as The Baltic Gas Interconnector. The purpose of the study is to investigate the opportunities available for using new supply

paths to link together the existing gas pipelines in southern Scandinavia with the continental system, with the aim of, among other things, increasing competition and reliability of supply.

Points of departure

Chapter 6 describes the laws that regulate the laying and operation of gas pipelines. In addition, a brief description is given of the opportunities available for gaining access to the land necessary for a gas pipeline.

The central legislation includes the Law (1978:160) on certain pipelines (the Pipeline Law), which principally deals with concession (permission) matters. According to the law, a concession is needed for laying or using a pipeline for the transport of natural gas (although no permit is needed for distribution pipelines, for example). The application for a concession is examined by the Government, although the application is submitted to the Swedish National Energy Administration. A concession may be granted only if it is appropriate from the public viewpoint for the pipeline to be run and used, and if the applicant is considered to be suitable for running the operations covered by the concession. The concession must not be in conflict with the detailed development plan or regional regulations. When assessing an application for a concession, the environmental code shall be applied. The assessment of an application for a concession involves the pipeline company being subjected to an overall assessment in all respects in which social interests apply.

The Pipeline Law (just like other legislation in the area) has no detailed provisions for the trading in and transport of natural gas. It only states that the concessionaire is responsible, against payment of a fee, for allowing others access for transport through the pipeline, if this can be done without significant detriment to the concessionaire.

A number of other laws shall be taken into account. This includes the Planning and Building Law, which includes provision for the plan preparation for land and water, and for construction. The Environmental Code, which came into force on 1 January 1999, governs the fundamental environmental conditions. The objective of the Environmental Code is to promote sustainable development and thus assure present and future generations of a healthy and good living environment. Other laws are the Road Law, the Law on Ancient Monuments, the Law on the Continental Shelf, and the Law on Flammable and Explosive Goods.

There are also detailed safety provisions. The National Inspectorate of Explosives and Flammables has issued, among others, the National

Inspectorate and Explosive and Flammables Natural Gas Regulations and General Advice on the Regulations. The regulations apply to the design, laying and operation of natural gas pipeline systems.

The right to use land for gas pipelines is regulated by the Pipeline Rights Law, and the Expropriation Law.

Chapter 7 contains an outline of the EC Natural Gas Market Directive. The main purpose of the directive is to create a competitive market for natural gas. The Directive contains common rules for access to the system, transmission, distribution, delivery and storage of natural gas, etc.

The central provisions of the Directive to increase competition are in Chapter VI which governs access to the system. The main objective is to give third parties access to the system, i.e. to give the customer an opportunity to choose his gas supplier. The Directive allows for different procedures for access to the pipeline network. The choice is available between negotiated and regulated access, or both of these procedures. Regulated access gives the legal right to use the network on payment of published tariffs and/or other conditions and obligations. On the other hand, negotiated access gives the right to negotiate the conditions for access to the networks.

The member states shall specify which customers in the respective country shall have access to the system, with the aim of concluding agreements or of purchasing natural gas. The definition of such "entitled customers" is designed to lead to the opening of the market which corresponds to 20 percent of the total annual gas consumption on the national market. This proportion should increase to 28 percent five years after the Directive has come into force and to 33 percent after 10 years.

The member states shall adopt the necessary measures for safeguarding that at least customers who have gas-fired electric power generation (with some exceptions) and other end users who have an annual consumption of more than 25 million m³ of gas per consumption point are designated as entitled customers. For the group of other end users, the threshold shall be lowered to 15 million m³ 5 years after the Directive has come into force, and 5 million m³ after 10 years.

Another important item in the Directive is its provisions for separate accounting (Chapter V). A central element is to avoid discrimination, cross-subsidizing and distortion of competition. Integrated natural gas companies shall therefore have separate accounting in their internal book-keeping for the fields of transmission, distribution and storage of natural gas and, where appropriate, shall prepare collective accounts for the activities outside the gas sector, in a manner that would have been

required of them if the relevant activities were pursued in separate companies.

Other main items in the Directive include Chapter II which deals with general rules for the organization of the sector. This includes the provision that member states can direct natural gas companies, in the public economic interest, to provide public services. These may concern safety, including security of supply, regular deliveries, quality and price of deliveries, and also environmental protection. Such services shall be clearly defined, open, non-discriminatory, and capable of being checked. With reference to public service obligations, it is possible to exclude the application of certain sections in the Directive. The chapter also deals with permission to build or operate natural gas plants.

Chapter III regulates certain matters related to transmission, storage and/or LNG companies. The companies shall operate, maintain and develop safe, reliable and efficient transmission, storage and/or LNG plants on commercial terms, with due consideration to the environment. Under no circumstances may companies discriminate between different system users or categories of system users, particularly if such discrimination would be to the benefit of its associated companies. The companies are also charged with some information responsibilities. If the information is commercially sensitive, it shall be treated confidentially. Chapter IV contains largely corresponding provisions for distribution companies. The only difference is that member states can charge distribution companies and/or supply companies with responsibility for supplying customers in a certain area and/or of a certain category.

The Natural Gas Market Directive can also allow various forms of exemptions from the rules on matters such as market opening and access to the system. In the case of Swedish companies, an application can be lodged with the Commission for a temporary exemption (maximum of 10 years) if the Directive were to cause serious problems within a geographically limited area, especially as regards the development of the transmission infrastructure, and if the objective is to encourage investments. Moreover, a natural gas company can apply for a temporary exemption from the rules concerning access to the system if the company faces or risks facing serious economic or financial difficulties due to "take or pay" undertakings.

The rules in the Natural Gas Market Directive specify the targets that should be achieved, while the member states themselves can choose the way in which they should be achieved. The make-up of the Directive thus gives every member state a certain amount of latitude in choosing the arrangement which is best suited to a certain situation. *Chapter 8*

analyses various ways of achieving the targets and the effects that may conceivably arise if one alternative or the other is chosen.

The choice of access form to the gas pipeline networks, which is the central part of the analysis in the chapter, can be assumed to affect the gas market and its players in different ways. Two important areas are how competition and readiness to invest are affected. The Natural Gas Market Directive is aimed at increasing competition on the gas market, but a well established infrastructure for natural gas is also one (of several) condition for achieving an effective market. In a sense, a conflict situation thus arises between the objective of achieving effective competition on the natural gas market and the economic incentives for setting up the infrastructure for natural gas. Significant economic risks are generally incurred in infrastructure investments. The traditional method of reducing the economic risks of network owners has been the vertical integration of transmission and supply, combined with long-term contracts with customers. This has substantially limited the access to the networks to third parties and has reduced the competition. Competition aspects and readiness to invest in the infrastructure must therefore be weighed against one another. A central question will therefore be how the two access forms affect the readiness to invest in the infrastructure. A concrete assessment that must be made in this context is how regulated access weakens the incentive to such an extent that negotiated access should be given preference to regulated access.

The analysis indicates that the requirement for examination and publication of tariffs in regulated access limits, to some extent, the freedom of action of network owners compared to the situation in negotiated access. Negotiated access gives the network owner certain opportunities for affecting the competitive situation in gas supply. It is thus probable that the incentive to invest in the natural gas infrastructure is stronger in negotiated access than it is in regulated access. However, the economic conditions for building up the infrastructure can also be influenced by traditional energy policy regulatory means such as taxes and other rules. These measures can be designed just to promote investments in the infrastructure and can therefore be more effective in this respect than regulations aimed at creating competition on the market. Moreover, the nature of the credit market has changed after most of the gas system had been built up, and the need for long-term commitments has therefore lessened.

At the same time, it is probable that a system of negotiated access is more demanding on resources and involves greater uncertainty for potential users of transmission and distribution networks than a system of regulated access. This means that negotiated access involves higher costs and more uncertainty in gaining establishment on the natural gas

market than would be the case in negotiated access, which limits the competition.

The chapter also analyzes the degree of market opening in Sweden. The definition in the Natural Gas Market Directive of what is the least that should be regarded as an entitled customer leads to an opening of the Swedish market by about 45 percent when the Directive is implemented. After 5 years, the market opening will increase to 50 percent and after 10 years, to around 60 percent. Even if the market opening is relatively large, it is only 25 to 30 end customers who will be entitled customers. Distribution companies are not included in the provisions of the Directive on what is the least that should be regarded as entitled customers. However, studies indicate that the economic efficiency is low in many European distribution companies. One way of increasing the efficiency would be to regard these as entitled customers and give them access to the transmission networks.

However, it is open to discussion what proportion of customers can gain access to the systems in practice. Vattenfall Naturgas AB has the right to transport 2 billion m³ of gas annually in the Danish system, and there is therefore some uncertainty. Another uncertainty factor is in the choice of access form in Denmark and in the fact that the Danish production capacity is gradually declining. It will be important to gain access to the Danish and other transport systems to be able to put to use other import options.

The analysis also indicates that the provisions of the Directive concerning entitled customers may encourage cross-subsidizing and changed price behaviour. It is basically only bigger customers who can put the increased competition to use for assuring themselves of lower prices, while the domestic sector, for example, is excluded. In such a situation, the risk of cross-subsidizing is greater in the sale of gas to big customers than in sales to households, for example, since the competition in the former case is much stiffer than in the latter. This can also give rise to upward price pressure for the consumer groups that cannot, in practice, purchase gas in competition between different suppliers.

In order to avoid elements of discrimination, cross-subsidizing and distortion of competition, the Natural Gas Market Directive includes provisions for separate accounting. In their internal book-keeping, integrated natural gas companies must keep separate accounts of the operations of transmission, distribution and storage of natural gas. The objective is that financial surpluses from monopoly operations (such as transmission) must not be used for subsidizing operations that are open to competition, such as trading in gas. The requirements of the Directive are minimum requirements. Other alternatives could be that the network

operations and other operations are pursued in separate companies. Such separate companies could also have separate owners.

The analyses presented in the chapter indicate that it may be relatively complicated to prevent or impede certain cross-subsidizing by separate accounting. Even if demands are made that monopoly operations and operations open to competition shall be pursued in separate companies, it would be complicated to draw up regulations that would prevent cross-subsidizing. As an example, studies have shown that cross-subsidizing could occur in the Swedish electricity market, for example. This is in spite of the fact that a corporate body that pursues network operation must not pursue the generation of or trading in electricity. It is impossible to specify in detail the conditions that must be met for separate accounting to be performed satisfactorily. For it to perform acceptably, it would probably be necessary to define clearly the functions that will belong to the transmission operations. Demands are also made on accounting principles, cost verification and an effective supervisory authority. If such conditions are met, and given that the network operations and operations that are open to competition can be kept apart, there is probably no significant difference from the competition viewpoint between the requirements of the Gas Market Directive for separate accounting and separate companies. Another alternative would be to demand separate companies which should also have separate owners. However, there is the risk that such a far-reaching separation could be an obstacle to the development of a natural gas market.

An important aspect is whether Sweden should utilize the opportunity to charge natural gas companies with public service obligations. The concept of public services is not clearly defined, but for certain customers, the market prices for certain services, for example, can be perceived as being insuperably high. Another example is that various requirements of the authorities could give rise to extra costs which cannot be passed on to certain customer categories. To make such services accessible to everyone, one or more gas companies must be charged with the task of providing the services. However, such requirements must be combined with a possibility for the companies to cover the extra costs that arise. This can take place, for example, by the companies being protected from competition within certain market segments. However, the main objective of the EC Natural Gas Market Directive is to increase competition and achieve efficiency gains in the longer term. It should therefore be possible to demonstrate that the gains from such action would exceed the costs, i.e. that the efficiency losses caused by providing public services are lower than the gains from increased access to the networks. It should also be analyzed whether

conventional economic policy measures would not have a greater distribution policy security than legislation in the field of natural gas.

The Natural Gas Market Directive contains three different forms of exemptions from the rules concerning access to systems and/or opening of the market. For Sweden, an exemption could be claimed only if the implementation of the Directive would cause serious problems in a geographically limited area, especially as regards the development of the infrastructure for transmission and if the objective is to encourage investments. Such an exemption is decided by the Commission.

Heavy new investments in gas infrastructure pose the risk of being unprofitable in the type of competitive market that could conceivably emerge when the Gas Market Directive has been implemented. This is the background against which the exemption has been introduced in the Directive, i.e. to encourage new investment in areas that were not earlier supplied with natural gas. As stated in Chapter 5, a number of such investments in Sweden are analyzed.

The exemption leads to a temporary limitation of the competition on the natural gas market and is aimed at reducing the economic risk in the expansion of natural gas. The actual risk may also be related to uncertainty concerning the natural gas demand in the relevant area. However, the uncertainty concerning the future demand for natural gas can also be highly dependent on the uncertainty concerning future taxation of natural gas compared to the taxation of other energy types (cf. Chapter 3). The exemption rule can also favour vertically integrated natural gas companies, to the disadvantage of companies with a different structure in its operations. Network industries have traditionally been built up of vertically integrated state companies. However, this has taken place in times when the capital market was much less developed than it is today. In view of the currently well-developed capital market, totally different opportunities may be available for building up separate infrastructure companies. If the exemption rule were applied, there would be reason to analyze its effect. As an example, it may be justified to counteract contract forms that would make many customers bound, after the 10-year period, by very long-term commitments. The risk is otherwise incurred that, after a long time, the temporary exemption rule would lead to the formation of a number of regional monopoly markets in the event of an expansion of the network.

A form of exemption other than those discussed above is that in which a natural gas company, which has ended up or is expected to end up in serious economic and financial difficulties due to 'take or pay' commitments, applies for temporary exemption from the access rules. Gas companies on the Swedish gas market are tied by traditional and long-term 'take or pay' commitments. The import agreement entered into

by Vattenfall Naturgas AB with DONG Naturgas A/S, for example, expires in 2003, 2006 and 2010. Such commitments could lead to heavy losses if the networks are opened to access. An analysis of contracts and how these affect the incentive structures indicates that the agreement date may be of importance. If exemptions were to be granted for agreements that were concluded after the EC Natural Gas Market Directive has become known, this may lead to the players on the market being given the opportunity, in practice, to override the regulations that govern the market. For agreements concluded before the EC Directive became known, the rule changes that retroactively alter the conditions for commercial agreements may make the players on the market unwilling to conclude agreements with long-term effect. However, it is important that any exemptions granted should be of limited duration, so that the players on the market are given clear indication of the rules of the game that will apply.

Chapter 9 contains a review of how the work of introducing the Natural Gas Market Directive is developing in our neighbouring countries and in countries that can be regarded as being of particular significance to the Swedish gas market. The countries analyzed are Denmark, Finland, Norway, Great Britain and Germany.

However, in many of these countries, the work has not been completed, and work is in progress on adapting the legislations in the field of natural gas to the Directive. In the light of this, it is currently impossible to report, in most cases, on the explicit standpoints that have been taken. However, more general views can be reported.

There are clear indications that negotiated access will be chosen in Denmark. There are also clear indications that the market opening will initially be limited to 30 percent and that distribution companies will not be entitled customers. In Finland, a working committee has suggested regulated access. Since the country is not connected to the interconnected European system, the access form is basically of no importance. However, the regulated access means that some limited trading will take place between major customers. Norway has a very limited domestic market and has not yet reported on the access form. Since May 1998, Great Britain has had a completely liberalized market with regulated access, so that all customers have free choice of their gas supplier. Work is in progress in Germany on drawing up the natural gas legislation. However, Germany is currently oriented towards negotiated access, and all customers will be entitled.

Considerations and proposals

The committee suggests that new legislation be introduced in the field of natural gas. The reason for this is that the EC Natural Gas Market Directive, which is to be implemented in Swedish legislation, is appreciably more far-reaching and comprehensive than the present Swedish legislation in the field of natural gas, which basically contains rules concerning concessions. The new Natural Gas Law mainly governs activities related to concession, obligations of the pipeline owner, separate accounting and supervision.

Concession

The construction of a major natural gas pipeline is a complicated process that may give rise to substantial impact on the environment. The present Pipeline Law gives society an opportunity to examine the construction and run of certain pipelines for conveying substances such as natural gas. In our opinion, the Pipeline Law has performed satisfactorily, and the main elements of the current concession system should therefore be retained. Our proposal is as follows:

- A concession should be required for running and using a natural gas pipeline and for constructing and using a natural gas storage facility. The Government should examine the concession issue. Natural gas pipes which are to be used mainly for meeting the needs of individual households and companies or are to be used exclusively in port and industrial areas should not be exempted from the obligation to obtain a concession.
- Concession may be granted only under certain conditions. The natural gas pipeline must be suitable from the general public viewpoint. The applicant should be suitable from the general public viewpoint to pursue the operations covered by the concession. The concession must not be in conflict with a detailed development plan or regional regulations. However, minor departures may be made if they do not run counter to the purpose of the development plan or the regional regulations. Certain provisions of the environmental codes shall be applied in the examination. An environmental consequence description must be included in an application for a concession. The purpose of suitability assessment is mainly to prevent the running of natural gas pipelines that are socio-economically unnecessary, or pipelines being run in such a manner that they cause unnecessary intrusion, to the detriment of third parties.

- The concession shall relate to a natural gas pipeline with a basically predetermined run. A concession may be tied to conditions for matters such as protecting the environment.
- A concession shall be granted for 40 years. On application by the concessionaire, the duration of the concession may be extended by 40 years at a time.
- The transfer of a concession demands special permission. The suitability of the proposed new holder shall be examined in the same manner as in an application for a new concession.
- A concession may be revoked if the natural gas pipeline is no longer used and is not needed to safeguard the supply of energy, or if the concessionaire neglects his obligations.
- If a concession should expire, the most recent holder of the concession is responsible for removing the natural gas pipeline and adopting other restoration measures if this is necessary from the public or individual viewpoint.

Obligations of the pipeline owner

The chapter describes the fundamental principles for achieving increased competition on the gas market. In the opinion of the committee, it is important for the natural gas market in Sweden to be open to competition. To achieve increased competition in natural gas trading, buyers and sellers on the natural gas market must be given an opportunity to use the natural gas pipelines. In our opinion, the provisions of the Natural Gas Market Directive concerning access to the system are the central tools for achieving increased competition on the natural gas market. It is possible to choose either negotiated or regulated access, or both of these procedures.

Access and connection

The committee suggests that access to the natural gas pipelines should be based on a regulated procedure, with published tariffs. The principal reason for our suggestion is that regulated access gives rise to lower costs and less uncertainty than negotiated access, and therefore gives rise to less obstacles to access to the market. It thus has the most beneficial effects on competition and thereby on consumer interests.

Regulated access presupposes that sellers and buyers have access to the natural gas pipelines to an extent necessary for the deliveries. A

pipeline owner shall thus be obliged to transport natural gas on reasonable terms for entitled customers.

Merely opening the pipelines to entitled customers is not sufficient for achieving a natural gas market on which competition prevails. The ability to supply and receive natural gas is also dependent on the customer being connected to a natural gas pipeline. We therefore suggest that the pipeline owner should be obliged to connect the natural gas pipes of entitled customers.

The obligation to connect natural gas pipes and to transport natural gas applies only in relation to those known as entitled customers. These are initially pipeline owners, customers who have gas-fired electric power generation, and certain bigger end users. From 1 January 2006, everyone will be regarded as entitled customers, i.e. the natural gas market will be opened entirely. However, the relatively quick and extensive market opening may lead to economic losses for the pipeline owners, due to 'take or pay' commitments. The authority that the Government appoints should therefore analyze during 2003 the effects of the proposed market opening and should submit proposals for any changes considered necessary to the pace of opening.

Exemptions

An uncertainty in our assessment is that we have a limited infrastructure in the field of natural gas and that development of this infrastructure would improve the performance of the market. The fact that our proposal for regulated access may have a negative effect on the readiness to invest cannot be disregarded. There is a risk that heavy new investments in natural gas infrastructure will not be profitable in the type of competitive market that may conceivably emerge when the Gas Market Directive is implemented. However, the Directive and our proposal for legislation include an exemption that has been introduced for encouraging investments in geographically limited areas that were not previously supplied with natural gas. The Government or the authority appointed by the Government can apply to the EU Commission for a temporary exemption from the rules for market opening.

Another uncertainty is how the profitability of natural gas companies may be affected by the companies being tied by long-term 'take or pay' commitments. Such commitments could lead to heavy losses if the pipelines are opened for access. At the same time, it has emerged that, under certain circumstances, the contracts can be re-negotiated. It is also probable that other contract forms may emerge in a market which is more open to competition. However, the committee is conscious of the

fact that access to the pipelines may cause losses to the companies due to 'take or pay' undertakings. We therefore suggest that, in accordance with the Directive, the natural gas companies should then apply to the relevant authority for temporary exemption from the obligation to provide access to the pipelines.

Transport tariffs

Tariffs for transporting natural gas must be drawn up so that they meet the demands made on a competitive gas market with contractual freedom. It should be simple to buy and sell gas against different contract types, and different players must be given this opportunity. It should therefore be sufficient for an entitled customer to be connected to a point on the natural gas pipeline for the customer to have the right to use all other pipelines that are connected to the Swedish natural gas network.

It is not up to the Government to issue detailed regulations concerning the tariffs that should be charged by the gas companies. The detailed make-up of the tariffs is a matter for the pipeline companies. However, it should be specified in the Natural Gas Law that the transport tariffs should be reasonable and should be based on objective grounds. The supervisory authority should be entrusted with the task of assessing in its supervision whether the transport tariffs and other terms are reasonable and have been drawn up on objective grounds.

According to the Natural Gas Market Directive, pipeline owners should be obliged to publish their transport tariffs and other terms and obligations for utilizing the system.

Separate accounting (unbundling)

For effective regulation of a natural monopoly, the regulatory authority must be able to check the economic results of the operations. One of the reasons for this is that a monopoly company could attempt to impede access by setting prices that are too high. The company may, for example, also attempt to affect competition in other fields of activity. Assuming that a natural gas company pursues monopoly operations as well as operations that are open to competition, the obvious risk is involved of competitive problems by a financial surplus from the monopoly operations being used for subsidizing operations that are open to competition, which is known as cross-subsidizing. In such integrated operations, it is complicated to analyze the pricing of the various

utilities. It is generally also very difficult to determine whether any surplus from monopoly operations is used for subsidizing the operations that are open to competition.

Far-reaching separate accounting increases the scope available for achieving effective supervision and reducing the risks of cross-subsidizing, for example. We therefore suggest that (with certain exceptions) the operations pursued in integrated natural gas companies should have separate accounting for the natural gas transmission, distribution and storage operations. Separate accounting for these operations should be treated as separate lines of business. If the monopoly operations and the operations that are open to competition can be kept apart, we consider that there is no significant difference from the competition aspect between the requirements for separate accounting in the internal book-keeping and more far-reaching requirements such as separate corporate units. However, experience from the electricity legislation field in Sweden indicates that detailed regulations and checks may be necessary. In the opinion of the committee, distinct and clear guidelines are thus needed for accounting and that this accounting should be followed up by the supervisory authority in an active manner.

The separate accounts for the natural gas transmission, distribution and storage operations should be sent annually to the authority appointed by the Government.

The auditor of a company that pursues natural gas transmission, distribution or storage operations should examine the separate accounts for these operations. The auditor shall also state whether the accounting has been done in accordance with the relevant regulations.

Municipal natural gas companies

When trading in gas is pursued in competition, the question arises whether the municipal law rules are appropriate for municipal companies that operate on the natural gas market. The municipal law rules that are mainly applicable are the siting principle, equal opportunities principle and at-cost principle.

Municipal companies that pursue the distribution of natural gas are currently exempt from the equal opportunities and at-cost principles, and the operations must thereby be pursued on business-like grounds. However, the companies are not exempt from the siting principle, and the operations must therefore be restricted to the area of the municipality or to its inhabitants.

No distinction is currently made in the legislation between transport or pipeline operations and trading operations related to natural gas.

However, when the Natural Gas Law comes into force, a distinction will be made between these two operations.

A matter of principle is whether the opportunities available to the municipalities for pursuing commercial operations should be facilitated further. As regards natural gas, we consider that there is a great deal to support the view that exemption from the siting principle may be justified for municipal companies that pursue trading in natural gas.

Municipal companies that pursue natural gas transport operation in their own municipality should also be given the right to pursue such operations outside the municipal boundaries. However, exemption from the siting principle of the Municipal Law should apply only if the aim is to achieve appropriate natural gas operations. The operations should therefore be allowed to be pursued only in the geographical vicinity of the company's natural gas operations in its municipality.

Municipal natural gas trading operations are operations that are open to competition, and municipal natural gas companies should therefore be allowed to operate on the same terms as other players. Such operations should therefore be pursued on commercial grounds.

Supervision

It is important that the rules of the Natural Gas Law and the regulations and terms issued on the basis of this Law should be followed. Supervision rules should therefore be issued. Supervision should also concern conformance not only to what is specified concerning the running and use of natural gas pipelines, including various natural gas plants that are associated with the pipelines, but also the restoration rules. Supervision should also cover a check on whether the terms for the right of access to the natural gas pipelines are reasonable. This supervision also includes determination of who should initially be regarded as an entitled customer.

To be able to exercise supervision, the supervisory authority should have the right to demand the information and documents necessary for supervision. The authority should have the right to issue instructions for correcting inappropriate behaviour.

Other tasks of the authority include the issuing of regulations and advice, and the preparation of concession matters. Moreover, the authority should provide information and advice, and should pursue general follow-up and monitoring activities.

The operations of the supervisory authority shall be financed by an annual levy payable by the natural gas companies that are obliged to submit separate accounts in accordance with the Natural Gas Law.

There are many similarities between supervision in accordance with the Electricity Law and with the Natural Gas Law. In the opinion of the committee, it is important that the supervisory activities in accordance with both the Natural Gas Law and the Electricity Law should have the strength and independence necessary for continuing the pursuance of deregulation of the natural gas and electricity markets in an effective manner. We suggest that the Government should set up a study into whether permission and supervision matters and standardization concerning both the Electricity Law and Natural Gas Law should be handled by an independent authority.

Författningsförslag

Förslag till naturgaslag

Härigenom föreskrivs följande¹

1 kap. Inledande bestämmelser

Lagens tillämpningsområde

1 § I denna lag ges föreskrifter om koncession för naturgasledningar och naturgaslager samt om handel med naturgas i vissa fall.

Definitioner

2 § Med naturgasledning avses rörledning, mät- och reglerstation, linjeventilstation, rensdonsstation och kompressorstation.

3 § Med berättigad kund avses

1. den som äger naturgasledning och som transporterar eller säljer naturgas till fler än en kund,
2. kunder som har naturgaseldad kraftproduktion, och
3. övriga slutförbrukare som förbrukar mer än fem miljoner kubikmeter naturgas per år och förbrukningsställe.

4 § Med transporttariff avses avgifter och övriga villkor för transport av naturgas och för anslutning till en naturgasledning och gäller för berättigade kunder.

¹ Jfr Europaparlamentets och rådets direktiv 98/30/EG av den 22 juni 1998 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas. EGT L 204/1, 21.7.1998

2 kap. Koncession

Koncessionsplikt

1 § En naturgasledning får inte dras fram eller användas utan tillstånd (koncession) av regeringen.

Koncession krävs dock inte för naturgasledning som

1. huvudsakligen skall användas för att tillgodose enskilda hushålls och företags behov eller
2. uteslutande skall användas inom hamn- eller industriområde.

Regeringen får i visst fall medge undantag från koncessionsplikt.

Ansökan om koncession lämnas in till den myndighet som regeringen bestämmer.

2 § Ett naturgaslager får inte byggas eller användas utan tillstånd (koncession) av regeringen.

Koncession krävs dock inte för naturgaslager som är anslutet till en naturgasledning som

1. huvudsakligen skall användas för att tillgodose enskilda hushålls och företags behov eller
2. uteslutande skall användas inom hamn- eller industriområde.

Ansökan om koncession lämnas in till den myndighet som regeringen bestämmer.

Förutsättningar för koncession

3 § Endast om det är lämpligt från allmän synpunkt får koncession beviljas för naturgasledningar och naturgaslager.

4 § Koncession får inte strida mot en detaljplan eller områdesbestämmelser. Om syftet med planen eller bestämmelserna inte motverkas, får dock mindre avvikelser göras.

5 § Vid prövning av frågor om beviljande av koncession skall bestämmelserna i 2–4 kap., 5 kap. 3 § och 16 kap. 5 § miljöbalken tillämpas.

En miljökonsekvensbeskrivning skall ingå i en ansökan om koncession. När det gäller förfarandet, kraven på miljökonsekvensbeskrivningen samt planer och planeringsunderlag gäller 6 kap. miljöbalken.

6 § En koncession får beviljas endast den som från allmän synpunkt är lämplig att utöva verksamhet som avses med koncessionen.

Villkor för koncession

7 § En koncession skall avse naturgasledning med en i huvudsak bestämd sträckning.

En koncession för en naturgasledning och ett naturgaslager skall förenas med de villkor som behövs för att skydda allmänna intressen och enskild rätt, såsom att trygga säkerheten, skydda människors hälsa och miljön mot skador och olägenheter och främja en långsiktigt god hushållning med mark och vatten och andra resurser.

Som villkor för koncessionen får föreskrivas att naturgasledningen skall vara färdigställd inom en viss tid. Finns det särskilda skäl kan regeringen förlänga föreskriven tid. Ansökan om förlängning skall göras före utgången av den föreskrivna tiden.

8 § En koncession får för sin giltighet göras beroende av att den som innehar koncessionen ställer säkerhet för kostnaderna att ta bort naturgasledningen och naturgaslagret och att vidta andra åtgärder för återställning. Staten, kommuner, landsting och kommunalförbund behöver inte ställa säkerhet.

Om det kan antas att den ställda säkerheten inte längre är tillräcklig, får regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer besluta om ytterligare säkerhet.

I fråga om säkerhetens beskaffenhet gäller 2 kap. 25 § utsökningsbalken. Säkerheten skall prövas av regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer och förvaras av länsstyrelsen i det län där verksamheten bedrivs.

Koncessionens giltighetstid

9 § En koncession skall beviljas för fyrtio år. Om det finns särskilda skäl eller om sökanden begär det, får kortare tid bestämmas.

Förlängning av giltighetstid

10 § Koncessionens giltighetstid får på ansökan av koncessionshavaren förlängas med fyrtio år åt gången. Om det finns särskilda skäl eller om sökanden begär det, får kortare tid bestämmas.

I ett ärende om förlängning av giltighetstiden skall 3–7 §§ tillämpas.

Ansökan om förlängning av giltighetstiden skall göras senast två år före koncessionstidens utgång. Koncessionen gäller till dess att ansökningen har prövats slutligt.

Natargasledning inom område för trafikled

11 § Om en natargasledning har dragits fram inom område för en befintlig allmän väg, enskild väg som hålls öppen för trafik, järnväg, tunnelbana, spårväg, kanal eller annan sådan vattentrafikled (trafikled), är koncessionshavaren skyldig att, vid ändring av trafikleden, vidta och bekosta de åtgärder med natargasledningen som behövs för att ändringen av trafikleden skall kunna genomföras. Om åtgärden vidtas med en natargasledning där denna korsar en trafikled skall dock den som förvaltar trafikleden ersätta koncessionshavaren för kostnaden för åtgärden.

12 § Om en natargasledning som har dragits fram inom område för en befintlig trafikled medför ökade kostnader för trafikledens underhåll, skall koncessionshavaren ersätta dessa ökade kostnader.

13 § Om arbetet på en natargasledning, som är belägen inom område för annan trafikled än allmän väg, kan inverka på trafiksäkerheten eller om arbetet medför större ingrepp i trafikleden, skall det utföras efter anvisningar av den som förvaltar trafikleden eller genom hans försorg. Koncessionshavaren svarar för kostnaden för arbetet.

I fråga om arbete med natargasledning inom område för allmän väg gäller särskilda bestämmelser.

Överlåtelse och upphörande av koncession

14 § En koncession får inte överlåtas utan tillstånd av regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer. Vid prövning av en ansökan om överlåtelse av koncession skall 6 § tillämpas.

15 § En koncession får återkallas,

1. om en naturgasledning eller ett naturgaslager inte används under tre år i följd och inte behövs för att säkra energiförsörjningen,
2. om koncessionshavaren inte följer villkoren som gäller för koncessionen, säkerhetsbestämmelserna som gäller för naturgasledningens och naturgaslagrets drift eller inte fullgör sina skyldigheter enligt denna lag.

Frågor om återkallelse av koncession prövas av regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer.

16 § Om en koncession upphör att gälla är den som senast haft koncessionen skyldig att ta bort naturgasledningen och naturgaslagret samt vidta andra åtgärder för återställning, om det behövs från allmän eller enskild synpunkt.

I samband med att koncessionen upphör skall regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer fastställa koncessionshavarens skyldigheter enligt första stycket.

Om den som senast har haft koncessionen inte fullgör sina skyldigheter enligt första stycket, får den myndighet som regeringen bestämmer förelägga honom vid vite att fullgöra skyldigheterna eller besluta att åtgärderna skall vidtas på koncessionshavarens bekostnad. Ett beslut om att åtgärderna skall vidtas på koncessionshavarens bekostnad får verkställas.

17 § Om en naturgasledning dras fram eller ett naturgaslager byggs utan koncession där sådan behövs, får den myndighet som regeringen bestämmer förelägga ledningens och lagrets ägare att ta bort naturgasledningen och naturgaslagret och vidta andra åtgärder för återställning, om det behövs från allmän eller enskild synpunkt.

Om den som äger en naturgasledning eller ett naturgaslager inte fullgör sina skyldigheter enligt första stycket, får den myndighet som regeringen bestämmer förelägga honom vid vite att fullgöra skyldigheterna eller

besluta att åtgärderna skall vidtas på ägarens bekostnad. Ett beslut om att åtgärderna skall vidtas på ägarens bekostnad får verkställas.

18 § Om någon annans mark behöver tas i anspråk för sådana återställningsåtgärder som avses i 16 eller 17 §, får den myndighet som regeringen bestämmer besluta att tillträde till marken skall lämnas under viss tid.

Återställningsåtgärderna skall utföras så, att minsta skada och intrång vållas. Byggnader får uppföras eller vägar byggas endast om markens ägare och den som har nyttjanderätt eller servitut avseende marken samtyckt till det eller den myndighet som regeringen bestämmer lämnat tillstånd till åtgärden. Tillstånd får lämnas endast om åtgärden är oundgängligen nödvändig för att återställningsåtgärderna skall kunna vidtas.

Om återställningsåtgärderna föranleder skada eller intrång, skall ersättning för detta lämnas. Talan om ersättning väcks vid den fastighetsdomstol inom vars område marken eller större delen av denna ligger.

19 § Om regeringen har tillåtit naturgasledningen eller naturgaslagret i en koncession enligt denna lag får förbud inte meddelas med stöd av miljöbalken mot att

1. dra fram och använda en naturgasledning eller
2. bygga och använda ett naturgaslager.

3 kap. Skyldigheter för den som äger en naturgasledning m.m.

Transport av naturgas

1 § Den som äger en naturgasledning är skyldig att på skäliga villkor transportera naturgas för berättigad kunds räkning.

Skyldighet att mäta transporterad naturgas

2 § Den som äger en naturgasledning är skyldig att utföra mätning av transporterad naturgas samt att rapportera resultaten av dessa mätningar i enlighet med de närmare föreskrifter som regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer meddelar.

Skyldighet att ansluta naturgasledning

3§ Den som äger en naturgasledning är, om det inte finns särskilda skäl, skyldig att på skäliga villkor ansluta en naturgasledning som innehas av en berättigad kund till sin naturgasledning.

Tvister om skyldigheter för den som äger en naturgasledning enligt första stycket prövas av den myndighet som regeringen bestämmer.

4 § Om ett naturgasföretag får eller kan antas få allvarliga ekonomiska och finansiella svårigheter på grund av avtal om köp av naturgas får regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer medge tillfälligt undantag från 1 och 3 §§.

Ansökan om undantag lämnas in till den myndighet som regeringen bestämmer. Ansökan skall göras utan dröjsmål senast efter det att anslutning av naturgasledning eller transport av naturgas har vägrats.

Transporttariffer

5 § Transporttariffer skall vara skäliga och utformade på sakliga grunder.

Vid bedömning av en transporttariffs skälighet skall kravet på en rimlig avkastning av transporttjänsten beaktas.

6 § Transporttariffer för transport av naturgas skall utformas så, att en kund som betalar avgift för att vara ansluten har rätt att använda andras naturgasledningar.

7 § Den som äger en naturgasledning skall på begäran utan dröjsmål lämna skriftlig uppgift om sin transporttariff. Uppgiften skall innehålla en upplysning om möjligheten att hos den myndighet som regeringen bestämmer begära prövning enligt sista stycket.

Vid begäran om ny anslutning skall uppgifter enligt första stycket lämnas inom skälig tid.

Den som äger en naturgasledning skall offentliggöra sin transporttariff till den del den avser avgifter och övriga villkor för transport av naturgas.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela närmare föreskrifter om offentliggörande av transporttariff enligt tredje stycket.

Twister om skyldigheter för den som äger en naturgasledning enligt första och andra styckena prövas av den myndighet som regeringen bestämmer.

4 kap. Ekonomisk redovisning m.m.

Redovisning av verksamhetsgrenarna överföring, distribution och lagring av naturgas

1 § Ett naturgasföretag som bedriver verksamhetsgrenarna överföring, distribution och lagring av naturgas skall ekonomiskt redovisa dessa verksamheter var för sig och skilt från annan verksamhet.

Ett naturgasföretag har dock rätt att gemensamt ekonomiskt redovisa verksamhetsgrenarna överföring och distribution i de delar som företaget har en gemensam tariff för transport i en överföringsledning och en distributionsledning.

De särskilda redovisningarna för verksamhetsgrenarna överföring, distribution och lagring av naturgas (årsrapporter) skall årligen sändas in till den myndighet som regeringen bestämmer.

2 § Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer, får meddela ytterligare föreskrifter om redovisning av verksamhetsgrenarna överföring, distribution och lagring av naturgas.

Revision

3 § Revisor i ett naturgasföretag som bedriver verksamhetsgrenarna överföring, distribution eller lagring av naturgas skall göra en särskild granskning av redovisningen av denna verksamhet.

Revisorn skall årligen i ett särskilt intyg avge ett utlåtande i frågan om redovisningen av den i första stycket angivna verksamheten skett enligt gällande bestämmelser. Intyget skall av företaget lämnas in till den myndighet som regeringen bestämmer.

Regeringen får meddela närmare föreskrifter om revision av den verksamhet som anges i första stycket.

5 kap. Kommunala naturgasföretag

1 § Ett sådant kommunalt företag som avses i 3 kap. 16–18 §§ kommunallagen (1991:900) får, utan hinder av bestämmelsen i 2 kap. 1 § kommunallagen om anknytning till kommunens område eller dess medlemmar, utanför kommunens område bedriva

1. handel med naturgas samt därmed sammanhängande verksamhet, eller
2. transportverksamhet av naturgas i geografisk närhet till företagets transportverksamhet inom kommunen i syfte att uppnå en ändamålsenlig transportverksamhet.

2 § Om ett sådant kommunalt företag som avses i 3 kap. 16–18 §§ kommunallagen (1991:900) bedriver sådan verksamhet som avses i 1 § 1, skall verksamheten drivas på affärsmässig grund och redovisas särskilt. Bedriver företaget även sådan verksamhet som avses i 7 kap. 2 § ellagen (1997:857) får företaget redovisa dessa verksamheter tillsammans.

6 kap. Tillsyn m.m.

Tillsyn

1 § Tillsynen över efterlevnaden av denna lag och av föreskrifter eller villkor som har meddelats med stöd av lagen utövas av den myndighet som regeringen bestämmer.

2 § Den myndighet som regeringen bestämmer har rätt att på begäran få de upplysningar och ta del av de handlingar som behövs för tillsynen. En begäran får förenas med vite.

3 § Den myndighet som regeringen bestämmer har rätt att för tillsynen få tillträde till områden, lokaler och andra utrymmen, dock inte bostäder, där verksamhet som omfattas av denna lag bedrivs.

4 § Den myndighet som regeringen bestämmer får meddela de förelägganden som behövs för att trygga efterlevnaden av de föreskrifter och villkor som omfattas av tillsynen. Ett föreläggande får förenas med vite.

Avgifter

5 § Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om avgifter för myndighets verksamhet som sker med stöd av denna lag.

Förseningsavgift

6 § Om ett naturgasföretag som bedriver verksamhetsgrenarna överföring, distribution eller lagring av naturgas inte lämnar in en bestyrkt kopia av sådan årsrapport samt sådant revisorsintyg som anges i förordningen (xxxx:xxx) om redovisning av överföring, distribution och lagring av naturgasföretag, skall företaget betala förseningsavgift till staten enligt 7 §.

Beslut om förseningsavgift fattas av den myndighet som regeringen bestämmer.

7 § Ett naturgasföretag som bedriver verksamhetsgrenarna överföring, distribution eller lagring av naturgas skall betala en förseningsavgift om de handlingar som anges i 6 § inte har kommit in till den myndighet som regeringen bestämmer inom sju månader från räkenskapsårets utgång. Om företaget har beslutat om fortsatt bolagsstämma enligt 9 kap. 9 § andra stycket aktiebolagslagen (1975:1385) eller om fortsatt föreningsstämma enligt 7 kap. 4 § tredje stycket lagen (1987:667) om ekonomiska föreningar, skall dock företaget betala förseningsavgift först om handlingarna inte har kommit in inom nio månader från räkenskapsårets utgång. Avgiften skall uppgå till 10 000 kr.

Om de handlingar som anges i 6 § inte har kommit in inom två månader från det att underrättelse avsändes till företaget om ett beslut om förseningsavgift enligt första stycket, skall företaget betala en ny förseningsavgift. Den nya avgiften skall uppgå till 10 000 kr.

Om de handlingar som anges i 6 § inte har kommit in inom två månader från det att underrättelse avsändes till företaget om ett beslut om förseningsavgift enligt andra stycket, skall företaget betala en ny förseningsavgift. Den nya avgiften skall uppgå till 20 000 kr.

8 § Om registrering har skett av ett beslut om att företaget försatts i konkurs eller trätt i likvidation, får beslut om förseningsavgift inte meddelas.

9 § Har företaget inom föreskriven tid lämnat in de handlingar som anges i 6 §, men har handlingarna någon brist som lätt kan avhjälpas, får den myndighet som regeringen bestämmer meddela beslut om förseningsavgift endast om företaget har underrättats om bristen och fått tillfälle att avhjälpa den men inte gjort det inom den tid som angetts i underrättelsen. En sådan underrättelse får sändas med posten till den postadress som företaget senast har anmält hos den myndighet som regeringen bestämmer.

10 § En förseningsavgift skall efterges, om underlåtenhet att ge in handlingen framstår som ursäktlig med hänsyn till omständigheter som företaget inte har kunnat råda över. Avgiften skall också efterges om det framstår som uppenbart oskäligt att ta ut den.

Bestämmelserna om eftergift skall beaktas även om något yrkande om detta inte har framställts, om det föranleds av vad som har förekommit i ärendet.

11 § Om en förseningsavgift inte har betalats efter betalningsuppmaning, skall avgiften lämnas för indrivning. Regeringen får föreskriva att indrivning inte behöver begäras för ringa belopp.

Bestämmelser om indrivning finns i lagen (1993:891) om indrivning av statliga fordringar m.m. Vid indrivning får verkställighet enligt utsökningsbalken ske.

12 § Ett beslut om förseningsavgift får verkställas även om det inte har vunnit laga kraft.

Om ett företag har rätt att få tillbaka betald förseningsavgift på grund av en domstols beslut, skall ränta betalas på den återbetalda förseningsavgiften från och med månaden efter den då förseningsavgiften betalades in till och med den månad då återbetalning görs. I fråga om räntans storlek tillämpas 19 kap. 14 § skattebetalningslagen (1997:483).

7 kap. Övriga bestämmelser

Ansvarsbestämmelser

1 § Till böter eller fängelse i högst ett år döms den som uppsåtligen eller av oaktsamhet

1. bryter mot 2 kap.1–2 §§, eller
2. bryter mot villkor som meddelats med stöd av 2 kap. 7 § andra stycket.

2 § Till ansvar enligt denna lag döms inte om gärningen är belagd med straff enligt brottsbalken.

3 § Den som har åsidosatt ett vitesföreläggande döms inte till ansvar enligt denna lag för gärning som omfattas av föreläggandet.

Överklagande

4 § Beslut enligt 6 kap. 7 och 10 §§ får överklagas hos allmän förvaltningsdomstol. Prövningstillstånd krävs vid överklagande till kammarrätten.

Övergångsbestämmelser

Denna lag träder i kraft den 10 augusti 2000.

1. De nya föreskrifterna tillämpas även på koncession meddelad enligt lagen (1978:160) om vissa rörledningar.
2. I ärenden där ansökan är anhängiggjord vid ikraftträdandet tillämpas lagen (1978:160) om vissa rörledningar.
3. Föreskrifterna i 6 kap. 6 och 7 §§ tillämpas beträffande årsrapporter och revisorsintyg första gången för det räkenskapsår som avslutats den 31 december 2001.

Förslag till Lag om ändring i lagen (1978:160) om vissa rörledningar

Härigenom föreskrivs att 1 § lagen (1978:160) om vissa rörledningar skall ha följande lydelse.

Nuvarande lydelse

Rörledning för transport av fjärrvärme eller av råolja, *naturgas* eller produkt av råolja eller naturgas eller av annan vätska eller gas som är ägnad att användas som bränsle får ej utan särskilt tillstånd (koncession) framdragas eller begagnas.

Koncession kräves icke för ledning som

1. har eller avses få en längd av högst 20 kilometer,
2. huvudsakligen skall nyttjas för tillgodoseende av enskilda hushålls behov eller
3. uteslutande skall nyttjas inom hamn- eller industriområde.

Regeringen får i visst fall medge undantag från koncessionsplikt.

Föreslagen lydelse

1 §

Rörledning för transport av fjärrvärme eller av råolja eller produkt av råolja eller naturgas eller av annan vätska eller gas som är ägnad att användas som bränsle får ej utan särskilt tillstånd (koncession) framdragas eller begagnas.

Denna lag träder i kraft den 10 augusti 2000.

Förslag till Lag om ändring i ellagen (1997:857)

Härigenom föreskrivs att 7 kap. 2 § skall ha följande lydelse

Nuvarande lydelse

Föreslagen lydelse

7 kap.

2 §

Om ett sådant kommunalt företag som avses i 3 kap. 16–18 §§ kommunallagen (1991:900) bedriver sådan verksamhet som avses i 1 §1 eller distribution av fjärrvärme *eller naturgas*, skall verksamheten drivas på affärsmässig grund och redovisas särskilt.

Om ett sådant kommunalt företag som avses i 3 kap. 16–18 §§ kommunallagen (1991:900) bedriver sådan verksamhet som avses i 1 §1 eller distribution av fjärrvärme, skall verksamheten drivas på affärsmässig grund och redovisas särskilt. *Bedriver företaget även sådan verksamhet som avses i 5 kap. 1 §1 naturgaslagen (XXXX:XXX) får företaget redovisa dessa verksamheter tillsammans.*

Denna lag träder i kraft den 10 augusti 2000.

Förslag till Lag om ändring i miljöbalken

Härigenom föreskrivs att 1 kap. 2 §, 11 kap. 23 § och 17 kap. 6 § skall ha följande lydelse

Nuvarande lydelse

Bestämmelserna i 3 och 4 kap. skall tillämpas endast vid prövning av frågor enligt 7 kap., tillståndsprövning av sådan verksamhet som är tillståndspliktig enligt 9, 11 och 12 kap. och vid regeringens tillåtlig-hetsprövning enligt 17 kap. samt enligt vad som är föreskrivet i luftfartslagen (1957:297), lagen (1966:314) om kontinentalsockeln, väglagen (1971:948), lagen (1978:160) om vissa rörledningar, lagen (1983:293) om inrättande, utvidgning och avlysning av allmän farled och allmän hamn, lagen (1985:620) om vissa torvfyndigheter, plan- och bygglagen (1987:10), minerallagen (1991:45), lagen (1992:1140) om Sveriges ekonomiska zon, lagen (1995:1649) om byggande av järnväg och ellagen (1997:857).

Föreslagen lydelse

1 kap.

2 §

Bestämmelserna i 3 och 4 kap. skall tillämpas endast vid prövning av frågor enligt 7 kap., tillståndsprövning av sådan verksamhet som är tillståndspliktig enligt 9, 11 och 12 kap. och vid regeringens tillåtlig-hetsprövning enligt 17 kap. samt enligt vad som är föreskrivet i luftfartslagen (1957:297), lagen (1966:314) om kontinentalsockeln, väglagen (1971:948), lagen (1978:160) om vissa rörledningar, lagen (1983:293) om inrättande, utvidgning och avlysning av allmän farled och allmän hamn, lagen (1985:620) om vissa torvfyndigheter, plan- och bygglagen (1987:10), minerallagen (1991:45), lagen (1992:1140) om Sveriges ekonomiska zon, lagen (1995:1649) om byggande av järnväg, ellagen (1997:857) och naturgaslagen (xxxx:xxx).

*Nuvarande lydelse**Föreslagen lydelse***11 kap.**

23 §

Tillstånd skall lämnas till följande vattenverksamhet, om inte något annat följer av 2 kap. 9 §:

1. vattenverksamhet som vid prövning av annan verksamhet enligt 17 kap. 1 eller 3 §§ har angetts som ett villkor för verksamhetens utövande,

2. anläggande av broar och annan vattenverksamhet för väg, järnväg, tunnelbana eller spårväg vars anläggande har prövats i särskild ordning,

3. anläggande av rörledningar i vatten som koncession har meddelats för enligt lagen (1978:160) om vissa rörledningar,

4. verksamhet som bearbetningskoncession har meddelats för enligt lagen (1985:620) om vissa torvfyndigheter.

1. vattenverksamhet som vid prövning av annan verksamhet enligt 17 kap. 1 eller 3 §§ har angetts som ett villkor för verksamhetens utövande,

2. anläggande av broar och annan vattenverksamhet för väg, järnväg, tunnelbana eller spårväg vars anläggande har prövats i särskild ordning,

3. anläggande av rörledningar i vatten som koncession har meddelats för enligt lagen (1978:160) om vissa rörledningar,

4. verksamhet som bearbetningskoncession har meddelats för enligt lagen (1985:620) om vissa torvfyndigheter,

5. *anläggande av naturgasledningar i vatten som koncession har meddelats för enligt naturgaslagen (xxxx:xxx).*

Nuvarande lydelse

Regeringen får tillåta en verksamhet som avses i 1 § 1–11 och 17 endast om kommunfullmäktige har tillstyrkt detta.

Samma förutsättning för regeringens tillåtlighet gäller också i fråga om verksamheter som avses i 3 § första stycket 1 eller 4 §, om de avser annat än vattenverksamhet eller trafikaneläggningar.

Trots vad som sägs i första stycket får regeringen tillåta en verksamhet som sägs i 1 § 6, om det är fråga om mellanlagring eller slutlig förvaring av kärnämne eller kärnavfall, eller verksamhet som sägs i 1 § 7, 8, 9, eller 10, om det från nationell synpunkt är synnerligen angeläget att verksamheten kommer till stånd. Detta gäller dock inte om en annan plats bedöms vara lämpligare för verksamheten eller om en lämplig plats har anvisats för verksamheten inom en annan kommun som kan antas godta en placering där.

*Föreslagen lydelse***17 kap.**

6 §

Regeringen får tillåta en verksamhet som avses i 1 § 1–8, 10, 11 och 17 endast om kommunfullmäktige har tillstyrkt detta.

Samma förutsättning för regeringens tillåtlighet gäller också i fråga om verksamheter som avses i 3 § första stycket 1 eller 4 §, om de avser annat än vattenverksamhet eller trafikaneläggningar.

Trots vad som sägs i första stycket får regeringen tillåta en verksamhet som sägs i 1 § 6, om det är fråga om mellanlagring eller slutlig förvaring av kärnämne eller kärnavfall, eller verksamhet som sägs i 1 § 7, 8, eller 10, om det från nationell synpunkt är synnerligen angeläget att verksamheten kommer till stånd. Detta gäller dock inte om en annan plats bedöms vara lämpligare för verksamheten eller om en lämplig plats har anvisats för verksamheten inom en annan kommun som kan antas godta en placering där.

1 Direktiv och disposition

1.1 Bakgrund

Konsumtionen av naturgas i Europa har ökat kraftigt sedan 1960-talet. Inom EU uppgick naturgasens andel av den primära energiförbrukningen till drygt 22 procent 1997 och naturgas är numera den största energikällan näst efter olja. Naturgasnätet i Europa är väl utbyggt och större delen av Europa är sammanlänkat i ett naturgasnät.

Naturgasmarknaden i Västeuropa har präglats av starka monopolistiska inslag och offentliga interventioner. I de flesta länderna har ett enda nationellt gasföretag svarat för alla inköpen och för de långa transporterna inom landet. Den regionala och lokala distributionen av naturgas har på liknande sätt ofta präglats av starka inslag av monopol. Den slutlige kunden har i praktiken haft mycket små möjligheter av välja leverantör.

Inom EU pågår ett arbete som syftar till att upprätta en konkurrensutsatt marknad för naturgas. Den 22 juni 1998 antog Europaparlamentet och rådet direktivet 98/30/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas (naturgasmarknadsdirektivet). Direktivet innehåller bl.a. bestämmelser som syftar till att öppna och öka tillträdet till systemen för naturgas och därmed öka konkurrensen.

Naturgasmarknadsdirektivet berör primärt medlemsstater som är anknutna till det Västeuropeiska gasledningsnätet. I Sverige levereras naturgas för närvarande kring en ledning i sydligaste Sverige och utmed Västkusten. Ledningen angör Sverige vid Klagshamn i Skåne. Via det danska nätet är Sverige knutet till det kontinentala naturgasnätet. De gemensamma reglerna för den inre marknaden för naturgas kommer därför, med en utformning i huvudsak enligt direktivet, att behöva genomföras i svensk lagstiftning.

Utredningens huvuduppgift är att lämna ett förslag till naturgaslagstiftning som tillgodoser det nya direktivets krav.

1.2 Regelsystemen

1.2.1 Svensk lagstiftning

Det finns i Sverige ingen särskild lagstiftning som reglerar handel och transport av naturgas. Den som avser att uppföra en anläggning för att använda naturgas måste ta hänsyn till flera lagar vars bestämmelser inte avser enbart anläggningar för användning av naturgas. Sådana bestämmelser finns i bl.a. miljöbalken, väglagen och kulturminneslagen. Särskilda bestämmelser för framdragande och begagnande av rörledningar för flytande och gasformiga energibärare, bl.a. naturgas, finns i lagen (1978:160) om vissa rörledningar (rörledningslagen).

Rörledningslagen innehåller främst bestämmelser om koncession för att dra fram eller använda rörledningar för transport av naturgas. Lagen reglerar däremot inte handel och distribution av naturgas. Det framgår endast att koncessionshavaren är skyldig att mot ersättning ombesörja transport genom ledningen åt annan, om det kan ske utan väsentligt förfång för koncessionshavaren.

1.2.2 EG:s naturgasmarknadsdirektiv

Naturgasmarknadsdirektivet bygger på samma principer som ligger till grund för Europaparlamentets och rådets direktiv 96/92/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för el (elmarknadsdirektivet). Det gäller tillträde till nätet, ömsesidighet, subsidiaritet och gradvis öppnande av marknaden, men naturgasmarknadsdirektivet beaktar samtidigt de särskilda förhållandena på naturgasmarknaden. I direktivet finns gemensamma regler för överföring, distribution, leverans och lagring av naturgas. Där fastställs regler för naturgassektorns organisation och funktion och för tillträde till marknaden samt drift av systemen. Vidare preciseras vilka kriterier och förfaranden som skall tillämpas vid beviljande av tillstånd för överföring, distribution, leverans och lagring av naturgas. Direktivet är således betydligt mer långtgående och omfattande än den nuvarande svenska lagstiftningen.

Varje medlemsstat skall ange vilka kunder inom landet som skall kunna få tillträde till systemet. Definitionen av sådana s.k. berättigade kunder skall leda till en öppningsnivå av marknaden som motsvarar åtminstone 20 procent av den årliga naturgasanvändningen på den nationella marknaden. Denna andel skall sedan öka till 28 procent fem år efter det att direktivet trätt i kraft och till 33 procent efter tio år.

Vid den tidpunkt då direktivet är genomfört krävs endast att elproducenter och större slutkunder av annat slag blir berättigade att utnyttja

gasnäten för att kunna köpa naturgas på marknaden. Elproducenter är berättigade kunder oavsett storlek, medan kravet för övriga slutkunder är en användning som uppgår till mer än 25 miljoner kubikmeter naturgas per år.

Naturgasmarknadsdirektivet medger, liksom elmarknadsdirektivet, olika förfaranden för tillträde till ledningsnätet mellan vilka medlemsstaterna kan välja (förhandlat och reglerat nättillträde eller båda dessa förfaranden). Dessa skall genomföras i enlighet med objektiva, öppna och icke-diskriminerande kriterier.

Medlemsstaterna skall kunna ålägga naturgasföretag att tillhandahålla vissa allmännyttiga tjänster. Sådana tjänster skall vara klart definierade, öppna, icke-diskriminerande och kontrollerbara.

Alla integrerade naturgasföretag skall i sin interna bokföring särredovisa verksamhetsgrenarna överföring, distribution och lagring av naturgas. Detta för att undvika diskriminering, korssubventionering och snedvridning av konkurrensen.

Ett naturgasföretag kan tillfälligt medges undantag från krav om tillträde till nätet om detta skulle kunna medföra allvarliga ekonomiska och finansiella problem på grund av s.k. take or pay-avtal.

Om genomförandet av direktivet kan orsaka allvarliga problem inom ett visst geografiskt område kan medlemsstaten ansöka hos kommissionen om ett tillfälligt undantag från bl.a. kravet på marknadsöppning.

Direktivet skall genomföras i medlemsstaterna senast den 10 augusti 2000.

1.3 Utredningsuppdraget

1.3.1 Allmänt

Av kommittédirektiven framgår att den svenska lagstiftningen som gäller överföring, distribution, leverans och lagring av naturgas bör ses över och kompletteras. Detta bör ske på ett sådant sätt att det förslag till ny lagstiftning som utarbetas tillgodoser det nya direktivets krav. Samtidigt bör arbetet med den nya lagstiftningen syfta till att regelverket skall vara grunden för en samhällsekonomiskt effektiv marknad. Ett förslag om svensk lagstiftning på området kan därför mycket väl gå längre än vad naturgasmarknadsdirektivet kräver i det fall så bedöms vara ändamålsenligt (exempelvis avseende marknadsöppning och tillträde till näten för naturgasleverantörer). Det bör dock samtidigt beaktas att den svenska naturgasmarknaden är mindre utvecklad än i flertalet andra europeiska länder och att en bristande jämvikt i öppnandet av gasmarknaderna bör undvikas.

1.3.2 Förutsättningar och restriktioner

I kommittédirektiven anges ett antal förutsättningar och restriktioner för utredningsarbetets bedrivande.

Tillträde

Naturgasmarknadsdirektivet medger liksom elmarknadsdirektivet olika förfaranden för tillträde till ledningsnätet. Det är möjligt att välja förhandlat eller reglerat tillträde, eller båda dessa förfaranden. Ett reglerat tillträde innebär en laglig rätt att mot avgift (offentliggjorda tariffer) utnyttja näten, medan ett förhandlat tillträde innebär en rätt att förhandla om tillträde till näten.

Av kommittédirektiven framgår att den svenska ellagen föreskriver ett reglerat nättillträde. Rörledningslagens bestämmelse om koncessionshavarens skyldighet att mot ersättning ombesörja transport åt annan är däremot enligt direktiven en form av förhandlat nättillträde. Enligt kommittédirektiven bör utgångspunkten för den nya naturgaslagstiftningen vara ett reglerat nättillträde.

Särskilda villkor för naturgassektorn

Ett ledningsnät för naturgas kan beskrivas som ett naturligt monopol på samma sätt som exempelvis ledningsnätet för el. Förekomsten av naturliga monopol har enligt kommittédirektiven att göra med, och kan i vissa fall accepteras med hänsyn till stordriftsfördelar. Av direktiven framgår att det dock finns risk för att monopolmakten kan missbrukas. Kontroll från statens sida är därför nödvändig. En ökad naturgasutbredning ger upphov till frågor om hur problem till följd av ett dominerande marknadsinflytande för en ledningsägare skall kunna undvikas. Samtidigt måste det beaktas att antalet leverantörer till den svenska marknaden aldrig kan beräknas bli särskilt stort, och att någon eller några aktörer måste kunna ta den risk som är förknippad med de stora investeringar som krävs för ett utbyggt ledningsnät. En lagstiftning för naturgasmarknaden måste därför enligt kommittédirektiven med nödvändighet beakta de särskilda villkor som gäller för naturgassektorn.

Transport av gas

Enligt rörledningslagen är en ledningsägare skyldig att mot ersättning, och om ledig kapacitet finns, ombesörja transport genom ledningen åt

annan part. Trots denna möjlighet och förekomsten av ett särskilt transiteringsdirektiv avseende naturgasen, har enligt kommittédirektiven frågan om utnyttjande av nät aldrig prövats i Sverige.

Den lagstiftning som utarbetas bör vara utformad så att en kostnads-sänkande konkurrens kan säkras.

Undantag

Införandet av gasmarknadsdirektivet i svensk lagstiftning bör enligt kommittédirektiven ske på ett sådant sätt att förutsättningarna för utbyggnaden av ett integrerat naturgasnät inte försvåras. Möjligheterna enligt direktivet att få ett tidsbegränsat undantag från tillträde till nätet inom ett begränsat geografiskt område bör därvid beaktas.

Internationella överväganden

Pågående internationella överväganden rörande naturgasnätet i Norden och Östersjöområdet skall också beaktas.

Av kommittédirektiven framgår att en utbyggnad av naturgasnätet i Norden och Östersjöområdet har aktualiserats under senare år. I ett gemensamt uttalande i Bergen den 26 juni 1997 underströk de nordiska statsministrarna betydelsen av utvecklingen av ett integrerat naturgasnät i Östersjöområdet. Nordic Gas Grid-studien, som utförts av danska, finska och svenska gasföretag och stötts av EU, har avrapporterats. I studien undersöks marknadsförutsättningarna för och alternativa utformningar av ett utvidgat nordiskt naturgasnät. De nordiska energiministrarna har tillsatt en särskild arbetsgrupp för att följa upp Bergen-deklarationen vad gäller utbyggnaden av naturgasnätet och studera underlaget för större gasprojekt. Enligt det protokoll med Ryssland som undertecknades den 3 december 1997, skall vidare en rysk-svensk expertgrupp studera förutsättningarna för en utbyggnad av naturgasnäten och ta fram underlag för vidare åtgärder.

1.4 Kommunala naturgasföretag

Utredningen överlämnade i januari 1999 till regeringen delbetänkandet Effektiva värme- och miljölösningar (SOU 1999:5). Huvuduppgiften var att analysera om kommunallagens s.k. lokaliseringsprincip förhindrar eller försvårar uppbyggnaden av effektiva värmeförsörjningssystem som omfattar flera kommuner. Utredningen föreslog att kommunala fjärr-

värmeföretag får bedriva fjärrvärmeverksamhet även utanför kommungränsen, dvs. medges undantag från lokaliseringsprincipen. Undantaget gäller dock endast om ett kommunalt fjärrvärmeföretag bedriver verksamhet i geografisk närhet till den egna kommunen.

I samband med arbetet med delbetänkandet diskuterades om inte ett sådant undantag också borde gälla för kommunala naturgasföretag. Utredningen lämnade inte något sådant förslag, men aviserade att denna fråga skulle behandlas i slutbetänkandet. Avsikten var att ett eventuellt undantag från lokaliseringsprincipen skulle analyseras i samband med förslaget till ny naturgaslagstiftning. En sådan analys har genomförts och ett förslag redovisas i kapitel 10.

1.5 Arbetets uppläggning och inriktning

Utredningen har disponerat betänkandet i form av tre huvuddelar, en bakgrundsdel, en del med utgångspunkter och en förslagsdel. Vi har valt att redovisa en relativt fyllig bakgrundsdel som innehåller beskrivningar och analyser av naturgasmarknaden. Motiven till detta är flera. Naturgas är en relativt okänd energikälla i Sverige. Marknaden är av blygsam omfattning och står för mindre än 2 procent av energitillförseln. Den är ganska snävt geografiskt avgränsad och koncentrerad till ett 25-tal kommuner i södra och västra Sverige. Marknaden karakteriseras av ett fåtal aktörer. Naturgasmarknaden avviker vidare från gängse marknader på ett antal områden. Dessa förhållanden gör det befogat att närmare redovisa institutionella och andra förhållanden som präglar naturgasmarknaden. Det har därför känts naturligt att diskutera dessa förhållanden i en relativt omfattande bakgrundsdel.

Utredningen har som underlag för arbetet med utredningen beställt en underlagsrapport, vilken publiceras som bilaga 3 till betänkandet. Rapporten har utarbetats av professor Lars Bergman, Handelshögskolan i Stockholm, under medverkan av ek. dr. Bo Anderson, Handelshögskolan i Stockholm och professor Marian Radetzki, Luleå Tekniska Universitet. I rapporten analyseras de samhällsekonomiska aspekterna av flera alternativ för genomförandet av naturgasmarknadsdirektivet. Speciellt uppmärksammas lagstiftningens inverkan på investeringar, konkurrens och prisbildning på den svenska naturgasmarknaden. Författarna ansvarar själva för innehållet i sin rapport.

Utredningen har haft sexton interna sammanträden, varav ett haft karaktären av ett studiebesök för att studera gasmarknaden i Göteborg. Vid ett flertal tillfällen har utredaren och/eller utredningens sekretariat sammanträffat med experter och olika organisationer/företag inom naturgasområdet. Utredaren och/eller utredningens sekretariat har besökt Berlin,

Helsingfors, Köpenhamn och Oslo för att närmare informera sig om hur genomförandet av naturgasmarknadsdirektivet fortskrider. Det har vidare genomförts ett besök i Malmö för att få information om den svenska gasmarknaden.

1.6 Betänkandets disposition

Betänkandet är som ovan framgått disponerat i form av tre huvuddelar, en bakgrundsdel, en del med utgångspunkter och en förslagsdel.

Bakgrundsdelen inleds med kapitel 2 som innehåller en genomgång av några grundläggande aspekter på naturgasen. Det gäller t.ex. egenskaper samt utbud och efterfrågan på naturgas. Därefter, i kapitel 3, redovisas och diskuteras några utmärkande drag som kännetecknar naturgasmarknaden. I kapitel 4 beskrivs den svenska naturgasmarknaden. Kapitel 5 innehåller en analys av naturgasfrågan i Sverige, närområdet och Europa.

Kapitlen med utgångspunkter inleds med kapitel 6 som behandlar den svenska lagstiftningen på naturgasområdet. I kapitel 7 redovisas EG:s naturgasmarknadsdirektiv. Kapitel 8 innehåller en analys av olika effekter som kan tänkas uppstå till följd av att naturgasmarknadsdirektivet genomförs. Det gäller t.ex. reglerna för tillträde till och öppning av marknaden och olika former av undantag. I kapitel 9 redovisas pågående arbete med att genomföra direktivet i några andra länder.

Avslutningsvis redovisas utredningens överväganden och förslag i kapitel 10. Kapitel 11 innehåller författningskommentarer.

DEL 1

BAKGRUND

2 Naturgas

I detta inledande kapitel görs en kort genomgång av några grundläggande aspekter på naturgasen. Det gäller t.ex. användningsområden samt utbud och efterfrågan på naturgas. Avsikten är närmast att ge en översiktlig beskrivning av hur naturgasmarknaden har utvecklats.

I avsnitt 2.1 redovisas naturgasens egenskaper och miljöpåverkan. En kortfattad beskrivning av ett gasledningssystem redovisas i avsnitt 2.2. Det gäller bl.a. anläggning av ledning, markpåverkan och risker. Avsnitt 2.3 innehåller en redovisning av utbud och efterfrågan på naturgas. I avsnittet analyseras hur reserver, produktion och konsumtion av naturgas har utvecklats. När det gäller konsumtionen redovisas bl.a. självförsörjningsgrad, energianvändning, användningsområden och prognoser över den framtida utvecklingen. Avsnitt 2.4 innehåller avslutningsvis en kort beskrivning av naturgasnätet i Europa.

2.1 Egenskaper och miljöpåverkan

2.1.1 Egenskaper

Naturgas består av gasformiga kolväten med metan (ca 90 procent) som huvudbeståndsdel. Övriga beståndsdelar är propan, butan och högre kolväten, koldioxid och kvävgas.

Metanmolekylen består av fyra väteatomer och en kolatom. Den höga andelen väte ger vid förbränning mer vatten och mindre koldioxid än tyngre kolväteföreningar som olja och kol. Naturgas bildar inget slagg eller sot vid förbränning. Den kan genom sin gasformighet förbrännas utan att det först åtgår den energi för uppvärmning som krävs för att förgasa flytande och fasta bränslen och göra dem brännbara (Svenska Gasföreningen, 1995).

Naturgas är lukt- och färglös samt lättare än luft. Gasen är inte giftig, och kan bara brinna om den har en inblandning i luft på mellan 5 och 15 procent. Eftersom naturgas är lättare än luft stiger den snabbt uppåt vid ett eventuellt läckage och späds ut till en obrännbar blandning (Svenska Gasföreningen, 1995).

Genom sin gasformighet transporteras naturgas vanligtvis i rörledningssystem, vilket kräver stora investeringar. Stora skalekonomiska fördelar kan erhållas eftersom merkostnaden för en investering i ett rör av en något grövre dimension är marginell i jämförelse med den ökning av volymen gas som därmed kan transporteras (SOU 1995:140). Naturgas kan även kylas ner så mycket att den övergår i flytande form (-161°C) och denna fasomvandling innebär att den får en betydligt mindre volym, s.k. Liquefied Natural Gas (LNG). Transporterna sker då med särskilda fartyg till hamnförlagda terminaler där förgasning sker för vidare transport till markförlagda ledningar.

2.1.2 Miljöpåverkan

Naturgas är ett fossilt bränsle, men innehåller små mängder kväve och mycket små mängder svavel¹. Vid förbränning ger naturgas upphov till lägre utsläpp av skadliga ämnen än vad andra fossila bränslen gör. Utsläppen av kväveoxider, som orsakar försurning, är betydligt lägre jämfört med andra konventionella bränslen (Tabell 2.1). Orsaken är att naturgas innehåller små mängder kväve och att förbränningstemperaturen kan hållas låg.

Tabell 2.1 Utsläpp från olika bränslen baserat på dagens anläggningar

	Naturgas	Kol	Olja	Bio-bränslen
Svavel (mg/MJ)	0 ¹	30–200	30–120	10–20
Kväveoxider (mg NO ₂ /MJ)	30–70	50–100	50–100	50–100
Koldioxid (g/MJ)	56	98	76	≈0 ²
Tungmetaller (µg/MJ)	0 ¹	≈15	≈15	≈60
Kolväten (µg/MJ)	0 ¹	≈1	≈1	≈1-100
Stoft (mg/MJ)	0 ¹	≈10	≈10	≈15-100

Anm.: Utsläppen varierar i vissa fall kraftigt beroende på bränslenas sammansättning, reningsteknik, förbränningsteknik etc.

¹Innehåller så små mängder att de ej är detekterbara.

²Gäller under förutsättning att nyplantering av skog sker i samma omfattning.

Källa: Svenska Gasföreningen (1998).

¹ För att upptäcka utsläpp eller läckor av naturgas tillsätts ett luktämne som innehåller svavel. Naturgas i sig innehåller mycket små mängder svavel.

Förbränning av naturgas ger även lägre utsläpp av koldioxid än olje- och kolförbränning. Metan, som är huvudbeståndsdel i naturgas, är dock en starkare växthusgas än koldioxid, vilket gör frågan om läckage vid produktion, distribution och användning viktig. Bedömningar pekar på att utsläpp och läckage i moderna anläggningar understiger 1 procent av produktionen (Svenska Gasföreningen, 1995). De regionala variationerna är dock betydande. Utsläppen från t.ex. den nuvarande gasledningen i Sverige uppgår till ca 0,3 procent. Exkluderas de gamla stadsgasnäten uppgår läckaget till ca 0,05 procent (SOU 1995:140). Brytpunkten, där naturgasen förlorar sin växthusgasfördel jämfört med andra fossila bränslen, ligger på ca 5–15 procent läckage (Svenska Gasföreningen, 1995).

Naturgas behöver vidare inte bearbetas, transporteras med fordon till kunden eller varmhållas.

2.2 Beskrivning av gasledningssystem

2.2.1 Allmänt

Transporter av naturgas sker till övervägande del i markförlagda ledningar (gasen kan även som tidigare framgått transporteras i flytande form via fartyg, s.k. LNG). Ett gasledningssystem består av överföringsledningar (mer än fyra bar) bestående av stam- och grenledningar med tillhörande mät- och reglerstationer samt distributionsledningar (högst fyra bar) bestående av fördelnings- och distributionsledningar med reglerstation och servisledning (högst 100 mbar).

Stam- och grenledningar tillverkas av stål. Godstjockleken varierar beroende på gastryck, rördiameter, materialhållfasthet och säkerhetsfaktorer. Utvändigt är stamledningen försedd med korrosionsskyddsbeläggning och katodiskt skydd genom påtryckt likspänning. Invändigt är stamledningen försedd med epoximålning. Stamledningen har en diameter på minst 500 millimeter (planerade ledningar enligt Nordic Gas Gridstudien är dimensionerade upp till 1,2 meter). Dimensionen på grenledningarna varierar mellan 100 och 400 millimeter. Såväl stam- som grenledningarna är beräknade för 80 bar. Grenledningarna är försedda med avstängningsventiler, s.k. grenventiler, mot stamledningen. Stamledningen och längre grenledningar sektioneras med linjeventilstationer. Vid dessa stationer kan, exempelvis vid reparation eller läckage, hela eller delar av systemet stängas av eller tömmas. Tömningsrören mynnar minst två meter ovan mark. Även manöverdonen är placerade ovan mark. En eventuell byggnad på stationen är cirka fyra kvadratmeter. För att skydda anläggningen mot yttre påverkan är tomten, ca 250 kvadrat-

meter, inhägnad. Stamledningen och större grenledningar förses med rensdonsstationer. På denna typ av anläggning syns, som regel, endast rörledningar. Om det finns en byggnad så är den cirka fyra kvadratmeter. Tomten, cirka 300 kvadratmeter, är inhägnad. Stationerna möjliggör förutom inspektion även invändig rensning med särskilda don utan att ledningssystemet behöver tas ur drift. För att kunna öka trycket på gasen och därmed ledningarnas överföringskapacitet behövs kompressorstationer. Sådana byggs efter hand som det uppstår behov av större överföringskapacitet. Stationerna orsakar buller. De tillhörande tomterna brukar ha en storlek på över 2 000 kvadratmeter. Kompressorstationer finns ännu inte i Sverige. Ledningarna i havet byggs utan kompressorstationer.

Gasen bör, för att få optimal transportekonomi, transporteras under högt tryck. Inom tätbebyggda områden måste ledningarna, av säkerhetsskäl, utformas med lägre trycknivåer. I mät- och reglerstationer, så kallade MR-stationer, mäts hur mycket gas som levereras. Där reduceras även gstrycket till önskad nivå. Stationsbyggnadernas storlek varierar mellan 6,6 kvadratmeter och 84 kvadratmeter. Tomternas storlek varierar mellan ca 400 kvadratmeter och 1 200 kvadratmeter. Även dessa tomter är inhägnade. Stationerna orsakar visst buller (40 dB(A) vid tomtgränsen).

Ledningarna efter mät- och reglerstationerna delas in i fördelningsledningar, distributionsledningar och servisledningar. Fördelningsledningarna tillverkas av stål eller polyetenplast och har en diameter på 50–250 millimeter. Denna typ av ledning går antingen direkt till enskilda större förbrukare eller till reglerstationer. I stationerna, vilkas storlekar varierar mellan 2 och 10 kvadratmeter, reduceras gstrycket till 100 mbar. Gasen förs därefter genom distributionsledningar vidare till konsumenten. Sista delen av distributionsledningen kallas servisledning. Denna ledning leder fram till abonnentcentralen hos kunden.

Samtliga ledningar är förlagda under jord och överföringsledningarna som finns utanför tätbebyggt område är tydligt utmärkta med skyltar som anger ledningens sträckning. Överföringsnätet övervakas från en driftledningscentral. Från denna kan, vid ledningsarbeten och olyckor, linjeventiler stängas.

Distributionsledningar nedgrävda i tätort är utmärkta med märkband av plast. Märkbandet är nedgrävt ovan gasledningen.

För att få ta koncessionspliktig ledning i bruk krävs driftstillstånd av Statens energimyndighet (13 § förordningen (1978:164) om vissa rörledningar). Enligt samma förordning skall koncessionshavare utan dröjsmål anmäla olycksfall eller driftsstörningar vid företaget, som kan ha betydelse från säkerhetssynpunkt, till Sprängämnesinspektionen.

Kontroll och tillsyn av överföringsnätet regleras i Sprängämnesinspektionens naturgasföreskrifter (SÄIFS 1996:8), (se avsnitt 6.2). Mot-

svarande regler för distributionsnätet finns i Sprängämnesinspektionens föreskrifter (SÄIFS 1995:3) om tillstånd till hantering av brandfarliga gaser och vätskor (se avsnitt 6.2).

2.2.2 Anläggning av ledning

Det erforderliga markutrymmet för en överföringsledning är störst under anläggningsskedet. Arbetsområdets bredd beror delvis på ledningens diameter och uppgår för en stamledning som är 500–600 millimeter i diameter till 20–30 meter beroende på bl.a. terrängtyp. För grenledningar med mindre dimensioner minskar arbetsområdets bredd något. När arbetsområdet har stakats ut avverkas eventuell skog och området röjs. De transportvägar som behövs fram till arbetsområdet anläggs. Bergschakt och eventuellt sprängningsarbete utförs.

Rören, i längder om 12–15 meter, körs därefter ut längs ledningssträckningen. När rören har lagts på plats och eventuellt böjts påbörjas ihopsvetsningen. Fogarna kontrolleras med röntgen. Dessutom schaktas en rörgrav. På åkermark läggs normalt matjord och övriga schaktmassor upp i skilda strängar längs rörgraven. Vid bergschakt transporteras sprängstenen bort och ersätts eventuellt med andra fyllnadsmassor. Om det behövs jämnas ledningsgravens botten med finkornigt material. Ledningen sänks sedan ned i rörgraven med specialmaskiner. Rörgraven fylls igen med schaktmassorna och eventuellt speciella kringfyllnadsmassor. Därefter sker provtryckning och läckagekontroll av gasledningen med vatten. På åkermark läggs matjorden tillbaka sist. Under arbetet kan t.ex. dräneringsledningar komma att skäras av.

2.2.3 Markpåverkan

När anläggningsarbetet är färdigt kan marken åter användas för jordbruk. Trots vidtagna åtgärder för att återställa åkermarken kan dock skador uppkomma. Exempel på sådana skador är skördebortfall och försvärad brukning under byggnadsåret samt mindre skörd under något eller några år. Även gröda på området närmast arbetsområdet kan skadas bl.a. på grund av att dräneringen tillfälligt skärs av.

I skogsterräng krävs en ledningsgata på sju meter när arbetet är färdigställt. Den bestående inverkan på skogsbruket av en gasledning är främst ett produktionsbortfall i ledningsgatan samt att storm- och torkskador kan uppkomma i ledningsgatans kanter.

För skogsbrukets del kan tillfälliga skador, exempelvis körskador på växande skog samt vägar, uppkomma under byggnadstiden.

I skogsmark behöver normalt framkomligheten över en rörledning nedgrävd i morän och fasta jordarter inte bli begränsad ens för tyngre fordon. Däremot finns det i jordarter med dålig bärighet risk för att t.ex. tunga skogsmaskiner orsakar spårbildning med risk för skador på rörledningen.

Distributionsnät som grävs ned i tätort läggs ned på samma sätt som andra ledningar, exempelvis vatten- och avloppsledningar.

2.2.4 Risker

Olyckor förorsakade av naturgas kan uppstå på grund av felfunktioner i förbrukningsapparater men de kan även inträffa på grund av läckande gas. Det finns tre orsaker till läckage på en gasledning. Dessa är yttre påverkan, korrosion och materialfel. Av dessa är det mest sannolikt att gasledningen skadas på grund av yttre påverkan och då framförallt av grävningsskador (grävmaskin). För att minska risken för grävningsskador är gasledningens sträckning utmärkt i naturen med skyltar på jämna avstånd. Även rörelser i marken kan orsaka skador på en gasledning. Risk kan också finnas för sättningar och vid åsar, wash out. Wash out innebär att regn sätter de omgivande jordmassorna i rörelse varvid sprickor kan uppstå på gasledningen.

Riskerna vid läckage är brand, explosion och kvävning. Strålningsvärmen från brinnande gas är hög och kan orsaka antändning eller skador på omgivande skog, byggnader etc.

Risk för explosion föreligger endast vid läckage i slutet utrymme. MR-stationer etc. är därför ventilerade för att utläckande gas inte skall kunna samlas där (se avsnitt 6.2). Risken vid felfunktion i förbrukningsapparater kan bero på felaktiga val av komponenter eller tekniska lösningar med för låg skyddsnivå. Detta är särskilt allvarligt eftersom de är placerade inomhus och i nära kontakt med människor. För denna typ av apparater finns det därför mycket detaljerade regler med hög skydds- och kontrollnivå.

Generellt sett är risken för olyckor med naturgas ringa. Det har dock utomlands inträffat enstaka större olyckor.

2.3 Utbud och efterfrågan

Naturgasens betydelse som energikälla är av relativt sent datum i Europa. Detta förklaras till stor del av de, i jämförelse med kol och olja, relativt sett höga transportkostnaderna. Naturgas har tidigare inte framstått som ett konkurrenskraftigt alternativ om inte stora marknader har kunnat

etableras nära gasfyndigheterna. Utveckling av t.ex. rörledningsteknik har dock inneburit att marknaden geografiska utsträckning efter hand har vidgats. Till detta bidrog även 1970-talets oljeprishöjningar, som innebar att intresset och betalningsförmågan för alternativ till oljan som energikälla ökade (SOU 1995:140).

2.3.1 Reserver

År 1997 uppgick världens kända naturgasreserver till ca 152 000 miljarder m³, vilket motsvarar 66 gånger nuvarande årsproduktion.² Reserverna har vuxit snabbare än produktionen. Kvoten mellan reserver och utvinning har sedan början av 1970-talet ökat från drygt 40 till 66. Bidragande orsaker har bl.a. varit ny teknik och oljeprishöjningarna under 1970-talet som har gjort tidigare ointressanta gasförekomster till ekonomiskt utvinnbara reserver.

Det finns även uppskattningar av sannolika reserver som pekar på att dessa motsvarar ca 120 års utvinning, dvs. totala reserver för ca 185 års utvinning med nuvarande produktionstakt.

Naturgasreserverna är koncentrerade till det forna Sovjetunionen, dvs. nuvarande Oberoende Staters Samfund (OSS), och Mellanöstern som sammantaget svarar för nästan 70 procent av reserverna (Figur 2.1). Merparten av gasreserverna inom OSS finns på ryskt territorium.

Europas³ gasreserver utgör ca 5 procent av de globala, men förväntas med nuvarande utvinningsnivå räcka i genomsnitt i 26 år. Reservernas livslängd varierar dock relativt kraftigt mellan olika länder. Reserverna är främst koncentrerade till Norge och Nederländerna (Figur 2.2). Även Storbritannien har betydande reserver. En stor del av världens gasreserver ligger emellertid i Europas närhet, t.ex. i OSS, Algeriet och Iran.

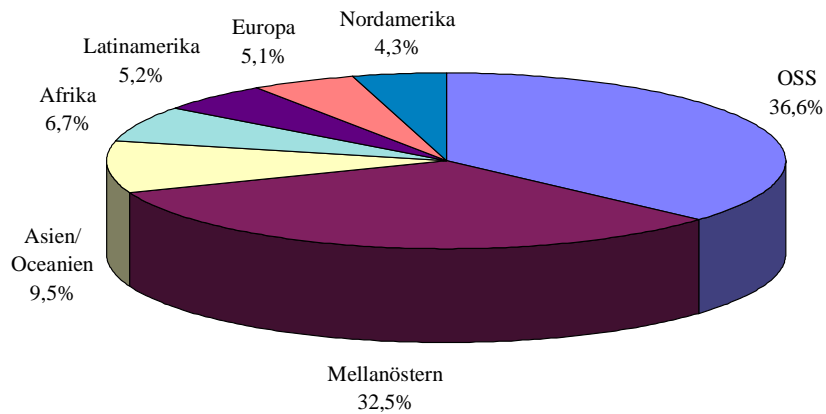
I det svenska närområdet finns således betydande gasreserver i Ryssland och i Norge. Dessa reserver är i huvudsak inte kontrakterade, dvs. de har ännu inte sålts.

² Uppskattningarna av naturgasreserverna är osäkrare än motsvarande skattningar för råolja och kol. Energiinnehållet kan vidare variera (SOU (1995:140).

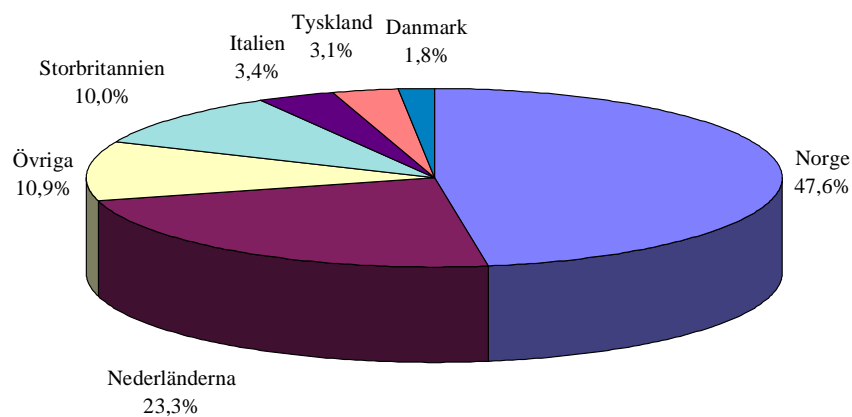
³ Med Europa avses här och fortsättningsvis i kapitlet OECD Europa och Central/Östeuropa.

Figur 2.1 Påvisade naturgasreserver i världen 1997

Procent

*Källa:* GasMatters (1998).**Figur 2.2 Påvisade naturgasreserver i Europa 1997**

Procent

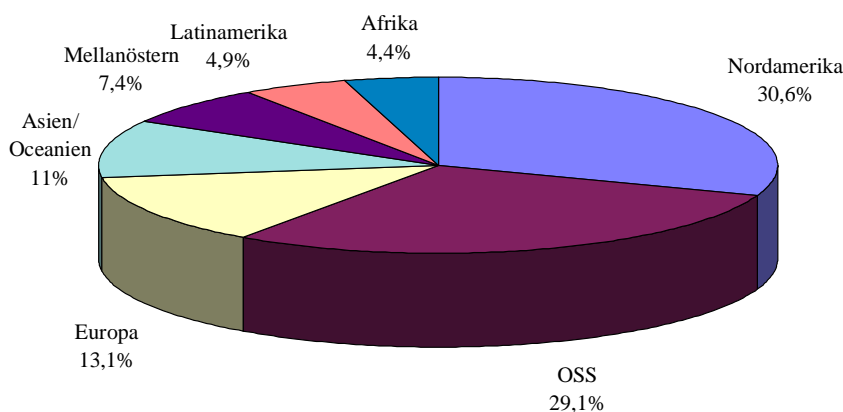
*Källa:* GasMatters (1998).

2.3.2 Produktion

Världsproduktionen av naturgas har fördubblats sedan början av 1970-talet och uppgick 1997 till 2 300 miljarder m³ (motsvarar ca 25 000 TWh⁴). Produktionen av naturgas var tidigare främst koncentrerad till Nordamerika, men har sedan 1960-talet ökat i först Västeuropa och sedan i OSS. Bakom detta ligger bl.a. upptäckten av nya fyndigheter i Nederländerna, Nordsjön och Sibirien.

Nordamerika och OSS är de dominerande regionerna och svarar vardera för ca 30 procent av världsproduktionen (Figur 2.3).

Figur 2.3 Produktion av naturgas 1997
Procent



Källa: GasMatters (1998).

Under 1990-talet har produktionen minskat inom OSS, vilket framför allt beror på efterfrågebortfall som orsakats av politisk och ekonomisk

⁴ Naturgasens energiinnehåll anges ovan och fortsättningsvis i TWh, dvs. det är själva bränslets energiinnehåll som anges. När naturgas i sin tur används för att producera el och värme reduceras energivärdet av den elkraft eller värme som anläggningen producerar med anläggningens totalverkningsgrad (dels kan all energi ej nyttiggöras som värme eller el beroende på förbränningsteknik m.m., dvs. produktionsanläggningens verkningsgrad, och dels åtgår en del energi för s.k. egenanvändning). Verkningsgraden är starkt beroende av bränsle, typ av anläggning samt drift och underhåll. Naturgasanläggningar har i allmänhet relativt sett högre verkningsgrader än andra anläggningar (se även avsnitt 8.6).

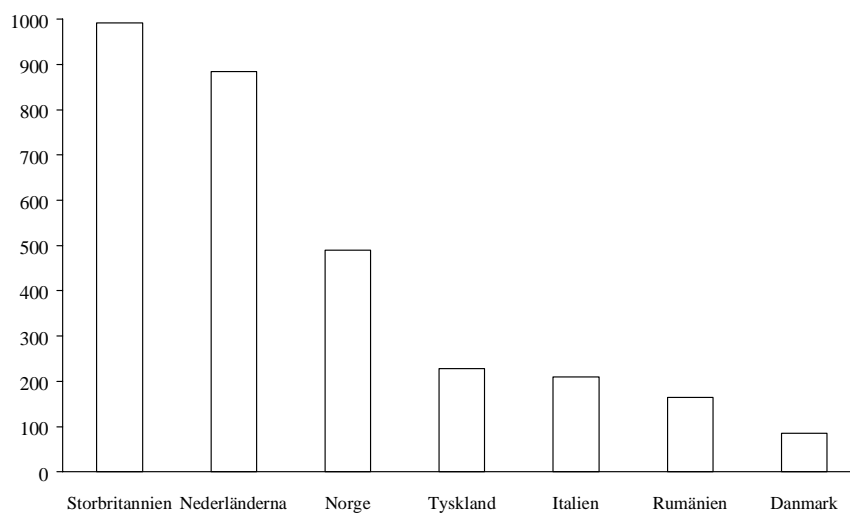
instabilitet. Andra regioner som t.ex. Mellanöstern, Asien och Oceanien uppvisar däremot relativt kraftiga produktionsökningar (BP, 1999).

Europa svarar för ungefär 13 procent av världsproduktionen av naturgas och är därmed den tredje största producentregionen i världen. År 1997 producerades ca 300 miljarder m³ gas, vilket motsvarar drygt 3 000 TWh. Produktionen utvecklades relativt svagt under 1980-talet och början av 1990-talet. Från och med 1995 har det dock skett en relativt kraftig produktionsökning som i huvudsak Norge och Storbritannien stått för.

De absolut dominerande gasproducenterna i Europa är Storbritannien, Nederländerna och Norge. Produktionen i dessa tre länder uppgick 1997 till ca 220 miljarder m³ naturgas (2 380 TWh), vilket motsvarar närmare 75 procent av Europas totala naturgasproduktion.

Figur 2.4 Produktion av naturgas i Västeuropa 1997

TWh



Källa: GasMatters (1998).

Danmark svarar för drygt 2,5 procent av Europas gasproduktion. Under den senaste tioårsperioden har emellertid Danmarks produktion mer än tredubblats.

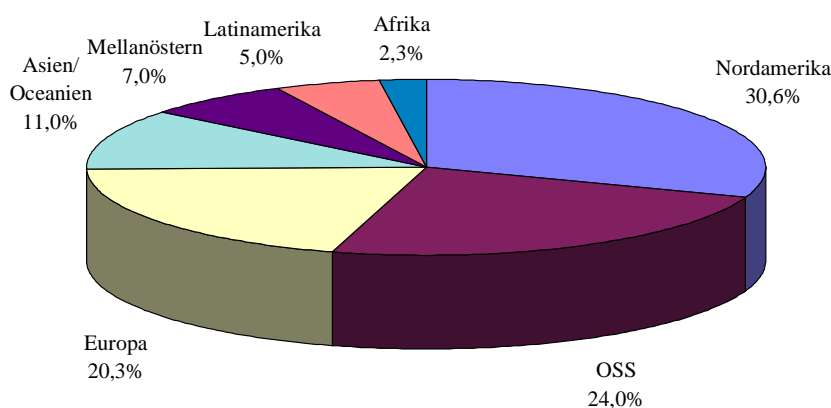
2.3.3 Konsumtion

Geografisk fördelning

Under den senaste tioårsperioden har konsumtionen av naturgas ökat med ca 10 procent i världen. Konsumtionen av naturgas är främst koncentrerad till Nordamerika, OSS och Europa. Dessa tre regioner svarade för ca 75 procent av världskonsumtionen 1997.

Merparten av de regioner som redovisas i Figur 2.5 uppvisar en långsiktig ökningstakt. Inom OSS har dock konsumtionen, i likhet med produktionen, minskat under 1990-talet.

Figur 2.5 Konsumtionen av naturgas i världen 1997
Procent

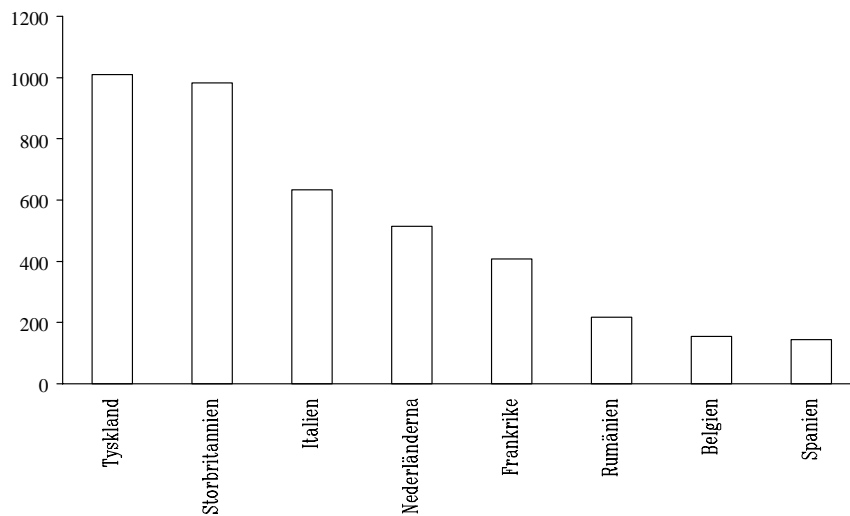


Källa: GasMatters (1998).

Konsumtionen av naturgas i Europa uppgår till ca en femtedel av den globala konsumtionen. År 1997 konsumerades ca 466 miljarder m³ gas, vilket motsvarar drygt 5 000 TWh. I likhet med produktionen utvecklades konsumtionen relativt svagt under 1980-talet och början av 1990-talet. Därefter har det skett en markant ökning.

Konsumtionen av naturgas är framför allt koncentrerad till Tyskland, Storbritannien, Italien, Nederländerna och Frankrike. Dessa länder svarar för ca 70 procent av den europeiska konsumtionen av naturgas.

Figur 2.6 Konsumtionen av naturgas i Europa
TWh



Källa: GasMatters (1998).

Självförsörjningsgrad

Som framgått av tidigare avsnitt har Europa en betydligt större konsumtion än produktion av gas, vilket innebär ett importberoende. Under 1997 uppgick importberoendet till drygt en tredjedel.

Inom EU importerades ca 40 procent av den konsumerade gasen under 1997 från länder utanför EU. Denna import kom i huvudsak från Ryssland, Norge och Algeriet.

Av de gasproducerande länderna inom EU var det framför allt Nederländerna, och i viss utsträckning Danmark och Storbritannien, som exporterade gas till andra EU-länder (Eurogas, 1998a).

Energianvändning

Gasförbrukningen har som tidigare framgått ökat kraftigt under senaste 20–30 åren. I Västeuropa har dess andel av den primära energiförbrukningen stigit från ca 7 procent 1970 till drygt 20 procent 1997. I huvudsak har detta skett på bekostnad av olja och kol.

Inom EU uppgick gasens andel av den primära energiförbrukningen till drygt 22 procent 1997. Som framgår av Tabell 2.2 är naturgas numera den största energikällan näst efter olja.

De stora gasproducenterna Nederländerna och Storbritannien har en högre andel gas i sin energiförsörjning än övriga förbrukarländer. Mer än hälften av länderna uppvisar dock en gasandel på ca 20 procent eller mer. Gasens andel av den svenska energiförbrukningen uppgår endast till 1,7 procent (Sverige redovisas mer i detalj i kapitel 4).

Tabell 2.2 Energikällornas andel av total konsumtion av primär energi

Procent

	Naturgas	Olja	Kol	Kärnkraft	Övrigt ¹
Nederländerna	49,9	33,5	12,3	0,8	3,5
Storbritannien	36,7	33,6	18,1	10,2	1,4
Italien	29,0	57,1	7,8	0,0	6,1
Österrike	23,1	40,2	12,6	0,0	24,1
Tyskland	20,6	39,6	25,1	12,8	1,9
Belgien	20,5	41,8	14,9	21,3	1,5
Irland	20,4	52,8	24,8	0,0	2,0
Danmark	18,6	43,8	31,9	0,0	5,7
Frankrike	13,1	40,5	5,7	43,6	-2,9 ²
Spanien	10,4	53,6	16,4	13,5	6,1
Finland	9,5	27,6	21,0	17,0	24,9
Sverige	1,7	34,3	4,1	33,9	26,0
EU	22,1	42,2	16,0	15,8	3,9

Anm.: Energitillförseln har redovisats enligt FN/ECE:s metod. I denna metod ingår energiomvandlingsförlusterna i kärnkraftverken i den totala energitillförseln, vilket inte är fallet i den metod som tidigare har tillämpats i Sverige.

¹Övrigt består av vattenkraft, förnyelsebara källor och nettoimport av elkraft.

²På grund av nettoexport av elkraft uppstår ett negativt värde.

Källa: Eurogas (1998a).

Totalt finns det drygt 75 miljoner gaskunder inom EU, vilket uppskattningsvis motsvarar ca 200 miljoner individuella konsumenter. Variationerna mellan länderna är dock stora. I t.ex. Nederländerna har över 90 procent av hushållen naturgas, medan andelen i Sverige är närmast försumbar (Barnett, 1995; Eurogas, 1998a).

Användningsområden

Naturgasens egenskaper har gjort att den har ett flertal användningsområden. Den används i varierande omfattning inom sektorer som t.ex. el- och värmeproduktion, industri, småhus och fastigheter, och transporter.

Inom OECD Europa uppgick naturgasens andel av den totala energi-användningen till drygt 20 procent 1995. Naturgasens andel var högst inom bostadssektorn (Tabell 2.3). Inom industri och övriga sektorer

(exklusive transporter) låg andelen på ungefär samma nivå, eller ca 25 procent. Transportsektorn uppvisade en närmast försumbar användning av naturgas. Vid framställning av kraft och värme uppgick andelen naturgas till ca 10 procent.

Tabell 2.3 Naturgasens andel av total energianvändning i OECD Europa 1995 och dess andel vid framställning av kraft och värme

Procent

Sektorer	Andel
Samtliga sektorer	20,1
- Industri	25,8
- Transporter	0,1
- Bostäder	36,8
- Övriga sektorer	25,4
Framställning av kraft och värme	10,4

Källa: OECD (1997).

Inom industrin används naturgas i huvudsak som bränsle till pannor, som råvara och som bränsle för direktanvändning i ugnar och processer. Mer specifikt används naturgasen för att bl.a. rosta, torka, svetsa, värma, koka, indunsta, härda, smälta och bränna. Den används också för att koldioxidgödsla inom växthusnäringen.

I bostadssektorn utnyttjas gasen främst för uppvärmning, men används även för t.ex. spisar, belysning och infravärme.

Den sektor som vuxit starkast under senare år är kraftproduktion. Under perioden 1975–1989 begränsades gasanvändningen i denna sektor av ett EG-direktiv. Gasen ansågs alltför högvärdig för att nyttjas för elproduktion. Efter direktivets upphörande har naturgasanvändningen för elproduktion ökat kraftigt. Detta sammanhänger med den goda lönsamhet som en övergång från kol- till naturgaseldade kraftverk uppvisar. Modern teknik för elgenerering, s.k. kombicykelteknik, med mycket hög verkningsgrad kan komma att ytterligare öka naturgasens användning för elproduktion (SOU 1995:140).

Prognoser

Förbrukningen av naturgas kommer enligt tillgängliga prognoser att öka betydligt i Västeuropa under de närmaste åren.

EU (1998) räknar med att medlemsstaternas konsumtion av naturgas kommer att öka med 45–70 procent fram till 2020. Gasens andel av den primära energiförbrukningen förväntas öka från 22 till 27–31 procent.

Den ökade gasanvändningen väntas framför allt utnyttjas för elproduktion.

Eurogas (1998a) kommer till liknande resultat i sin senaste prognos. Efterfrågan på naturgas beräknas öka med 45 procent fram till 2020. Gasens andel av primärenergiförbrukningen kommer därigenom att öka från 22 till 27 procent. Den största ökningen förväntas ske inom kraftsektorn och fjärrvärmesektorn.

I takt med den ökande förbrukningen kommer EU-ländernas importandel (från länder utanför EU) att öka. Andelen förväntas stiga från 40 procent 1997 till 70 procent 2020.

2.4 Gasnätet i Europa

Naturgasnätet i Europa är väl utbyggt. Lokala naturgasfynd har efter hand lett till att ett omfattande rörledningsnät har byggts för transport och distribution. Större delen av Europa är numera sammanlänkat i ett naturgasnät (Figur 2.7). Stora delar av försörjningen sker från källor i Nordsjön, Nordafrika och Ryssland, som således också är sammanlänkade med systemet i Europa.

År 1997 uppgick längden av det europeiska naturgasnätet till 1,2 miljoner kilometer. Det sker en kontinuerlig utbyggnad av nätet. Under 1997 färdigställdes t.ex. en ledning mellan Algeriet och Spanien. År 1998 sammanknöts Storbritannien och det europeiska fastlandet genom den s.k. Interconnectorledningen.

Som framgår av Figur 2.7 är Sverige sammanlänkat med ledningsnätet i Europa. Finland står däremot utanför detta system.

Figur 2.7 Naturgasnätet i Europa



Källa: Eurogas.

3 Gasmarknadens struktur

Naturgasmarknaden kan sägas avvika från gängse marknader på ett antal områden. Syftet med detta kapitel är främst att redovisa de särdrag som karakteriserar gasmarknaden. Kapitlet behandlar inte specifikt den svenska marknaden, utan har en mer generell ansats. Den svenska marknaden analyseras mer i detalj i kapitel 4. I kapitel 9 redovisas översiktligt utvecklingen i några andra länder.

I avsnitt 3.1 redovisas kort några karakteristika som präglar naturgasmarknaden. Avsnitt 3.2 innehåller en genomgång av begreppen nätverksindustrier och naturliga monopol. I avsnitt 3.3 förs en diskussion om ekonomiska risker. Avsnitt 3.4 innehåller en analys av de speciella kontraktsformer som präglar naturgasmarknaden. I avsnitt 3.5 redovisas översiktligt de prissättningsprinciper som tillämpas på gasmarknaden. I avsnitt 3.6 diskuteras hur marknaden har utvecklats. Det gäller bl.a. konkurrenssituationen och användningen av gas. Avslutningsvis ges i avsnitt 3.7 en kort redovisning av handeln med naturgas.

3.1 Introduktion

Gasmarknaden skiljer sig från andra energimarknader på olika sätt. Det finns t.ex. ingen global handel med naturgas på samma sätt som med olja.

Jämfört med el skiljer sig gasen på flera sätt: gas är en oförädlad energiform som konkurrerar direkt med andra bränslen på alla marknadssegment, medan el är en förädlad energiform som inte på samma sätt konkurrerar med bränslen. El kan produceras med hjälp av naturgas och andra bränslen samt med hjälp av vatten, vind och sol. Gas produceras där gaskällorna finns och därmed i ökad utsträckning utanför Europa. Elproduktionen sker nära användarna. Gasen samproduceras vidare med olja, vilket innebär att produktionen är mindre flexibel än elproduktion. Gasens säsongsvariationer innebär att det finns ett behov av att lagra gas, vilket också görs. El går däremot oftast inte att lagra till rimliga kostnader. Gas köps i huvudsak och i flertalet länder på långa kontrakt medan el köps mera fritt och på korta kontrakt från olika leverantörer

och på elbörser. Under lång tid har naturgasmarknaderna varit monopolmarknader, med i stort sett ett monopol i varje land. På elsidan finns många producenter, distributörer och handlare och dessutom finns det i t.ex. Norden en integrerad marknad.

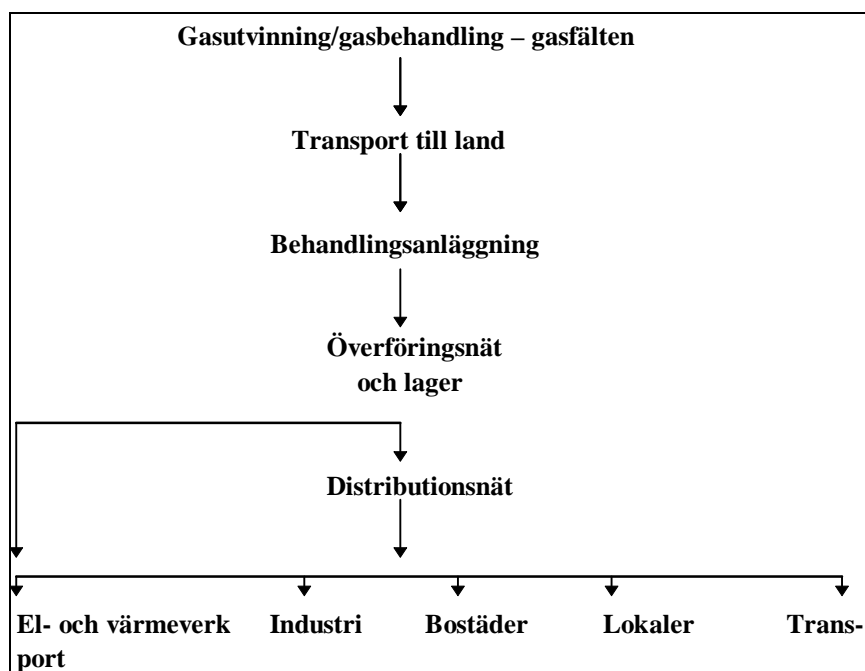
Gasmarknaden skiljer sig också från flertalet andra konkurrensutsatta marknader genom sina tunga investeringar i infrastruktur och genom att aktörerna många gånger är vertikalt integrerade, dvs. ägare till både produktionsanläggningar/utvinningsanläggningar, överförings- och distributionssystem samt även ansvariga för försäljning av naturgas mot kund.

Naturgasmarknaden skiljer sig vidare från andra energimarknader genom att ledningsinvesteringarna förutsätter en stor och stabil marknad. Investeringarna i ny infrastruktur för naturgas kan knappast göras lönsam i ett kortsiktigt perspektiv utan har en mycket lång återbetalningstid. Ledningsinvesteringarna för naturgas kan närmast jämföras med ledningsinvesteringarna för elkraft. En viktig skillnad är dock att så gott som alla har behov av el i dagens samhälle, medan naturgasen är betydligt enklare att ersätta med andra alternativ. Om man beaktar överförd energivolym så har dock gasen ofta ett kostnadsförsprång. Ledningskostnaden för naturgas uppgår till mellan 25 och 100 procent av motsvarande kostnad för ett kraftnät som överför samma mängd energi.

Gasföretagen består av ett antal led som tillsammans bildar försörjningskedjan fram till den slutliga kunden. Figur 3.1 visar en schematisk bild över gaskedjan från utvinning till kund då utvinning sker till havs. Bilden beskriver en teknisk kedja där de olika länkarna kan ägas av ett eller flera företag. De juridiska företagsstrukturerna skiljer sig åt mellan olika länder. I t.ex. Frankrike sköter ett företag allt, medan det i Storbritannien, som redan har en konkurrensutsatt marknad, finns många aktörer.

Gasen utvinns både till lands och till havs. Gasutvinning till havs är betydligt dyrare än utvinning på land. Gasutvinningen är i stor utsträckning, som ovan nämnts, koncentrerad till företag som är vertikalt integrerade, dvs. företag som förfogar över hela kedjan utvinning, transport, distribution och försäljning. Många gånger är företagen även horisontellt integrerade, dvs. att de arbetar med mer än ett energislag. Men det finns många olika varianter. Även där sådana affärsmässiga kopplingar inte finns har dock de stora gasföretagen en stark ställning jämfört med lokala gasproducenter.

Figur 3.1 Gaskedjan från utvinning till kund



Transporten från plattformarna till havs sker via rörledningar. Ofta anpassas gastrycket ute på plattformarna så att trycket inte behöver höjas på vägen fram till kund, vilket är möjligt då transporten sker i pipelines från plattform ända fram till slutanvändaren. Finns behov av tryckhöjning sker det i en kompressorstation. Gastrycket ute på plattformen kan uppgå till 200 bar. Efter att gasen lämnat plattformen och närmar sig marknaden reduceras trycket i reducerstationer.

Eftersom energianvändningen varierar över året så behövs naturgaslager som klarar av att hantera utjämningen över säsonger och veckor. Energianvändningen varierar även över dygnet och i vissa fall klarar själva ledningsnätet att hantera dygnsvariationen genom systemets s.k. pack-line, dvs. fyllnadsgraden. Det innebär att själva naturgasledningen fungerar som lager, kortsiktigt och tillfälligt. Större lagringskapacitet erfordras dock för att undvika brist och för att parera förändringarna i användningen under längre perioder. Här ser vi, som ovan nämnts, en tydlig skillnad mot el som produceras i samma ögonblick den används, dvs. elnäten fungerar inte som lager. Elenergi kan ej heller lagras på ett affärsmässigt sätt. Däremot kan energin lagras i vattenmagasin.

3.2 Nätverksindustrier och naturliga monopol¹

Utvinning/produktion, transport och försäljning av naturgas utgör en s.k. nätverksindustri. Det som kännetecknar en nätverksindustri är ett starkt beroende av en infrastruktur i form av ett nätverk som binder samman produktionen av branschens basprodukter och de slutliga konsumenterna av dessa produkter. Exempel på nätverksindustrier är telekommunikationer, järnväg, vattenförsörjning, elförsörjning och försörjningen med naturgas. Gemensamt för dessa branscher är att det som ger konsumenterna nytta är en kombination av basprodukt och nätverkstjänster; en telefon är av värde för konsumenten endast om det finns ett telenät, ett tåg är av värde endast om det finns järnvägsspår etc.

Det finns två förhållanden som gör att förutsättningarna för konkurrens och marknadsbestämd prisbildning och kapacitetsutbyggnad skiljer sig mellan nätverksindustrier och "vanliga" branscher. Det första är att det i allmänhet finns betydande skalfördelar i utbyggnad och drift av nätverksindustriernas infrastruktur ("transportnät"). Skalfördelar innebär att kostnaden för att hålla en viss transportkapacitet är lägre i ett relativt storskaligt transportnät än i två eller flera parallella transportnät som tillsammans har samma kapacitet. Om dessa skalfördelar är betydande är "produktionen" av transporttjänster ett s.k. naturligt monopol.

Betydande skalfördelar i utbyggnad och drift av nätverksindustriernas infrastruktur betyder emellertid inte att nätverksamhet alltid är ett naturligt monopol. Om nödvändig infrastruktur kan byggas ut och drivas till en relativt låg kostnad finns det förutsättningar för s.k. infrastrukturbaserad konkurrens. Ett aktuellt exempel finns på telekommunikationsområdet där olika operatörer med egna nät för mobil telefoni kan konkurrera med varandra. Ett annat exempel är utbyggnaden av delvis parallella gasledningsnät i Tyskland (se kapitel 8). Om det finns förutsättningar för infrastrukturbaserad konkurrens är det inte självklart att tredjepartsaccess till infrastrukturen är ett samhällsekonomiskt effektivt system.

Skälet till detta är att det ligger i samhällets intresse att effektivitets- och konkurrenshöjande infrastruktur byggs ut. Samtidigt kan ett regelverk som innebär krav på tredjepartsaccess till infrastrukturen försvaga privata aktörers incitament att genomföra sådana investeringar. När det gäller naturgasmarknaden i det glest befolkade Sverige är det en allmän bedömning att skalfördelarna i utbyggnad och drift av överföringsnät är så betydande att infrastrukturbaserad konkurrens i detta led inte kan va-

¹ Avsnittet bygger på Bergman m.fl. (1999).

ra samhällsekonomiskt effektiv. För att den svenska naturgasmarknaden skall kunna utvecklas krävs en avsevärd utbyggnad av infrastrukturen.

Det andra förhållandet av betydelse för förutsättningarna för konkurrens och marknadsbestämd prisbildning och kapacitetsutbyggnad är att det i nätverksindustrier ofta finns vertikala integrationsvinster, dvs. att kostnaderna för att producera och leverera en viss mängd av basprodukten blir lägre om utnyttjandet av produktionsanläggningar och transportinfrastruktur koordineras inom ramen för en integrerad verksamhet. Ett exempel är produktion och transmission av el: Utnyttjandet av produktionsanläggningarna kan inte bestämmas oberoende av efterfrågans geografiska fördelning samt transmissionsnätets kapacitet och belastning. Om integration av produktion och transmission underlättar, dvs. sänker kostnaderna för, denna koordinering, så föreligger vertikala integrationsvinster.

Kombinationen av skalfördelar i transportnätet och vertikala integrationsvinster mellan produktion och transport är den viktigaste orsaken till att det i de flesta nätverksindustrier i flertalet länder under lång tid har funnits ett dominerande, vertikalt integrerat, ofta statligt, företag. Vanligen har det dominerande företaget också ansvarat för uppbyggnaden av infrastrukturen. Uppenbara exempel i Sverige är elförsörjningen, järnvägen och telekommunikationerna.

Efterfrågetillväxt och teknisk utveckling har emellertid med tiden skapat nya förutsättningar som gör att den traditionella strukturen inte längre är den bästa för att främja effektivitet och låga priser. Speciellt har ny teknik reducerat vinsterna av vertikal integration mellan produktion och transport. Samtidigt har den effektiva skalan för moderna produktionsanläggningar i flertalet branscher blivit så liten i förhållande till efterfrågan att det inte längre finns något naturligt monopol i produktionen. Skalfördelarna i utbyggnad och drift av infrastrukturen synes emellertid bestå.

Sammantaget har denna utveckling skapat förutsättningar för en branschstruktur där infrastrukturen drivs som ett naturligt monopol, medan produktion/import och försäljning till slutanvändare sker i konkurrens och under fri prisbildning. Med andra ord skulle det vara möjligt att även inom nätverksindustrierna få till stånd betydande inslag av konkurrens, dvs. den kraft som visat sig främja hög effektivitet, låga priser och snabb produktutveckling.

Blandningen av monopol och konkurrensutsatta verksamheter ställer emellertid regleringsmyndigheterna inför många svårigheter. Det är t.ex. nödvändigt att avgöra vilka verksamheter som med hänsyn till tekniska och ekonomiska faktorer bör höra till branschens monopolistiska respektive konkurrensutsatta delar. Det är också viktigt att, för att undvika korssubventionering och andra former av konkurrensbegränsningar, se

till att monopolverksamhet hålls åtskild från den konkurrensutsatta verksamheten (se kapitel 8). I frånvaro av disciplinerande konkurrens måste monopolverksamheten regleras för att undvika överpriser och låg statisk och dynamisk effektivitet (regleringar diskuteras vidare i kapitel 8). Till detta kommer att vertikalt integrerade branschdominerande företag sällan har några incitament att ändra på branschstrukturen och öppna för den konkurrens som under de nya betingelserna skulle kunna medföra välfärdsvinster för samhället.

En speciell typ av reglering avser branschens eller företagets prissättning och övriga kommersiella relationer till kunderna. Regleringen i fråga kan vara utformad på olika sätt, vilket närmare diskuteras i kapitel 8. En annan aspekt på regleringen av de priser som sätts av ett företag med naturligt monopol rör tariffernas struktur och relation till underliggande kostnader (se kapitel 8).

3.3 Ekonomiska risker²

De investeringar som krävs för att bygga en från energiförsörjningssynpunkt betydande infrastruktur för naturgas är inte bara stora utan även i allt väsentligt irreversibla; det aktuella rörledningsnätet har i huvudsak ingen alternativ användning. Dessutom har rörledningar och andra delar av den aktuella infrastrukturen en mycket lång livslängd. Kombinationen av storskalighet, irreversibilitet och långsiktighet gör att denna typ av investeringar i allmänhet är förenade med en betydande ekonomisk risk. Hur stor denna risk är beror på kapacitetsutnyttjandet och nätanvändarnas betalningsförmåga under anläggningens livstid. Dessa förhållanden beror i sin tur på hur mycket naturgas som slutkunderna efterfrågar och vad de är villiga att betala för denna. De priser som nätägarna kan ta ut beror också på importpriserna och beskattningen av naturgas.

Det kan mot denna bakgrund urskiljas två typer av ekonomiska risker i samband med infrastrukturinvesteringar. Den första är en *kvantitetsrisk* eller *volymrisk*, som hänger samman med att efterfrågan på naturgas kan avvika från den förväntade. Detta kan bero på att priset till slutkunderna blir ett annat än det förväntade, att priserna på konkurrerande energislag avviker från de förväntade eller att andra faktorer av betydelse för slutkundernas efterfrågan på naturgas utvecklas på ett annat sätt än det förväntade. Den andra typen av ekonomisk risk är en *prisrisk*, som hänger samman med att importpris och/eller skatter blir andra än de förväntade vid givna naturgaspriser för slutkunderna. I praktiken rör det sig i allmänhet om en blandning av dessa risker, men från analytisk synpunkt är

² Avsnittet bygger på Bergman m.fl. (1999).

det ändamålsenligt att skilja mellan de två fallen. Speciellt torde den inhemska naturgasmarknadens aktörer uppfatta prisrisk, som de här definierats, som givna och opåverkbara.

Den traditionella metoden att reducera nätägarnas ekonomiska risker har varit vertikal integration av överföring och försörjning i kombination med långsiktiga kontrakt med kunderna³. Genom dessa kontrakt har en del av såväl pris- som kvantitetsriskerna kunnat överföras på, och därmed delas med, kunderna. Det kan visas att kostnaden för att bära risk⁴, totalt och för var och en av parterna, blir lägre om risken i fråga delas upp mellan flera parter. Till detta kommer att kunderna sannolikt bättre än importören/nätägaren kan bedöma kvantitetsriskens storlek, vilket innebär att de långsiktiga kontrakten kan utformas så att den totala kostnaden för att bära risk i samband med investeringar i infrastruktur för naturgas minimeras. Ny lagstiftning som innebär krav på tredjepartsaccess till överföringsnäten kan ändra på förutsättningarna för denna typ av riskgardering. Speciellt kan nätägarnas möjligheter att överföra en del av kvantitetsrisken på kunderna reduceras.

Denna konsekvens av den nya lagstiftningen måste dock ses mot bakgrund av att en betydande del av det som ovan definierades som prisrisk, i samband med investeringar i infrastruktur för naturgas, hänger samman med politiska beslut om skatter och miljöavgifter på naturgas. Även en del av kvantitetsrisken hänger samman med politiska beslut om skatter och avgifter på andra energislag, miljökrav på nya kraft- och värmeverk m.m. Det betyder att graden av långsiktighet och stabilitet i energiskatter, miljöavgifter och andra politiskt bestämda förhållanden av betydelse för efterfrågan på naturgas i hög grad påverkar möjligheterna att bedöma den framtida avkastningen på investeringar i infrastruktur för naturgas (ett exempel på den svenska marknaden redovisas i avsnitt 4.4.2). Det är också troligt att de ekonomiska risker för ägare av naturgasnät som beror på inhemska politiska beslut om energiskatter och miljöavgifter är större än de risker som är förenade med tredjepartsaccess till överföringsnäten.

³ Ett vertikalt integrerat naturgasföretag, med inriktning på import och överföring, ställs vanligen inför två kategorier av ekonomisk risk. Den ena är den risk som hänger samman med de oftast långsiktiga avtal av take or pay-karaktär som företaget har med en producent av naturgas. Den andra är den risk som hänger samman med irreversibla investeringar i överföringsnät. Här behandlas bara den senare kategorin. Take or pay-avtal diskuteras i avsnitten 3.4 och 8.3.3.

⁴ En enskild aktörs kostnad för att bära en viss risk kan definieras som den maximala premie som aktören är villig att betala för en komplett försäkring mot den aktuella risken.

3.4 Kontraktsformer

Traditionellt har all västeuropeisk naturgasförsörjning varit baserad på långsiktiga kontrakt. Anledningen är att både produktion och transport av gas är kapitalintensivt. Omfattande och mycket långa kontrakt har ansetts utgöra en viktig förutsättning för att garantera avkastning på de stora investeringarna i produktionen. Långa kontrakt har också tryggt utnyttjandet av de nationella gasföretagens och de lokala distributörernas transportnät, liksom deras möjligheter att garantera försörjningen. Långa kontrakt har varit ett önskemål från både producenter och grossister. Kontrakten för handel mellan länder löper i allmänhet på 20 år, men det är inte ovanligt med kontrakt som sträcker sig både 25 och 30 år fram i tiden.

Långsiktiga importkontrakt kommer alltid att vara nödvändiga för att garantera stora och kapitalintensiva investeringar. Trots att den västeuropeiska kontinentens gasmarknad måste betraktas som väletablerad, hade utvecklingen av vissa gasfält i Nordsjön, t.ex. Trollfältet, med tillhörande infrastruktur inte kommit till stånd utan de avsättningsgarantier som kontrakten med de ledande nationella gasföretagen på kontinenten utgör.

De långsiktiga avtalen är i allmänhet uppbyggda som s.k. take or pay-avtal (benämningen är en sammandragning av "take and pay or pay"). Vid take or pay-avtal förbinder sig kunden att betala för en minsta volym och säljaren att leverera en maximal volym. Kunden får betala för denna minimivolym oavsett om kunden förbrukat volymen eller ej. Köparen förbinder sig således att ta emot en minsta års- samt dygnsvolym medan säljaren förbinder sig att leverera en maximal års- samt dygnsvolym. Avtalen tillämpas ofta med viss flexibilitet så att ej utnyttjade volymer kan sparas för senare bruk. Villkoren i de avtal som tecknas mellan producent och överföringsföretag speglas sedan i de avtal som tecknas mellan överföringsföretag och distributör eller andra mycket stora kunder.

De långsiktiga inköpsavtalen innebär i allmänhet leverans av en jämn volym över hela året. Marknadens säsongvariation hanteras genom naturgaslager. De långsiktiga inköpsavtalen kan kompletteras med kortsiktiga inköpsavtal där gas köps på dygnsbasis varvid man enbart betalar för erhållen volym.

I de fleråriga inköpsavtalen regleras följande:

- Volymvillkor.
- Pris, index.
- Kvalitet.
- Betalning.
- Mätning.
- Omförhandling.
- Force Majeure.
- Skiljedomsförfarande.

De långsiktiga kontrakten kan som tidigare framgått sägas reglera riskfördelningen mellan köpare och säljare på gasmarknaden. I dessa kontrakt tar vanligen köparen volymrisken genom den ovan nämnda take or pay-klausulen. Säljaren står oftast för de risker som ändrade prisrelationer kan ge upphov till, eftersom priserna knyts till alternativen snarare än till säljarens kostnader.

Det bör betonas att avtalens utformning och längd kan variera för olika typer av slutanvändare. Avtalen är fleråriga och i allmänhet femåriga. Det kan dock förekomma både längre och kortare avtal. För industrin ned till ettåriga avtal och för kraftvärmekunder upp till 20 år.

Exempelvis kan ett svenskt slutkundsavtal bestå av följande delar:

- Avtalstid.
- Fast avgift.
- Rörligt pris med koppling till, i allmänhet, oljeprodukter.
- Alternativkostnad.
- Ingen take or pay.
- Betalning månadsvis i efterskott.

Att avtalet inte är av take or pay-typ innebär att kunden betalar på vanligt sätt för förbrukad mängd gas. Det finns således inga klausuler om minimi- eller maxvolym, vilket innebär att säljaren tar hela volymrisken.

3.5 Prissättning

Naturgaspriset på den traditionella naturgasmarknaden baseras i allmänhet på kundens alternativkostnad. Priserna indexeras efter alternativkostnaden, vilket i dag så gott som alltid innebär olja (även kol och el kan förekomma). Detta är en form av prisdiskriminering i och med att olika kunder betalar utifrån sin alternativkostnad.

Principen med alternativkostnadsprissättning gäller också för mindre kunder. Även om prissättning mot mindre kunder sker via fastställda tariffer, så utgår dessa från kundens alternativkostnad.

I och med att avtalen baserar sig på kundens alternativkostnad så tillämpas s.k. net-back-prissättning. Denna s.k. net-back-princip tillämpas för prissättningen mellan alla de olika aktörerna i hela kedjan från kund till gasplattform. Net-back-principen innebär att när en lokal gasleverantör förhandlar med den regionala gasleverantören så utgår båda parter ifrån den lokala leverantörens kunds alternativkostnad, dvs. det kunden betalar eller är villig att betala för sin energiförsörjning. Därefter dras leverantörens egna kostnader bort varvid ett pris fås. Denna prissättningsprincip gäller sedan i alla led fram till gasutvinningen, dvs. till plattformen. När slutleverantören har en icke homogen kundstruktur tar man hänsyn till detta i prisförhandlingen genom viktning av olika kunders alternativkostnader och gasvolymmer.

Ovanstående prissättningsprincip gäller för den kontinentala delen av Europa (inklusive Sverige). I Storbritannien fungerar det annorlunda. På öppna gasmarknader sker prissättningen ej mot alternativkostnaden utan i stället mot andra leverantörens gaspris. Således sker i Storbritannien en prissättning gas mot gas. I Storbritannien har detta nu även slagit igenom på marknaden för privatkunder.

3.6 Marknadsutveckling/marknadsöppning⁵

Det har tidigare konstaterats att det inte finns någon global naturgasmarknad. Ser vi gasmarknaden ur ett globalt perspektiv kan vi mycket grovt dela in den i huvudsakligen tre regioner, Nordamerika, Asien/Pacific samt Europa. Situationen för länderna i de olika marknaderna är olika.

3.6.1 Nordamerika

I USA uppgår självförsörjningsgraden till ca 75 procent. Resterande behov importeras, till stor del (10 procent) från Kanada. Naturgas har varit en del av den amerikanska energiförsörjningen sedan början av 1900-talet. Hela gassektorn är i stort sett privatägd och antalet aktörer överstiger flerfaldigt antalet aktörer på den europeiska kontinenten. Den amerikanska marknaden karaktäriseras som en mogen marknad och har sedan 1985 gradvis avreglerats. I grossistledet råder i dag konkurrens, dvs.

⁵ Avsnittet baseras i huvudsak på CEPS (1998).

att återförsäljarna kan välja leverantör. Den största utmaningen kvarstår dock, nämligen att ge slutkunderna fritt tillträde.

3.6.2 Asien/Pacific

I Asien råder olika förhållanden. Japan importerar all gas i form av LNG, dvs. flytande naturgas. Australien är helt självförsörjande och exporterar gas. I Australien finns regionala monopol, slutanvändare kan ej välja leverantör. Där pågår avregleringsprocessen av naturgasmarknaden och förhandlat tillträde diskuteras.

3.6.3 Europa

Historik

Framväxten av naturgas i Europa baserades i början på lokal produktion för lokal användning, såsom t.ex. Po-dalen i norra Italien, vid Lacq-fynden i södra Frankrike och vid mindre fält i norra Tyskland. Gasmarknaden runt dessa lokala produktionskällor förblev dock liten på grund av den naturliga begränsningen i gasutvinningen.

I ett slag ändrades förutsättningarna för den västeuropeiska gasmarknadens utveckling genom upptäckten av det stora Groningen-fältet i Nederländerna år 1959. Produktionen i Groningen kom igång 1965. Åren därefter blev det ett starkt uppsving i kontinentens gaskonsumtion. Den största delen av produktionen har gått till inhemsk försörjning, men en stor del har även exporterats till främst Belgien, Frankrike och Tyskland.

Den brittiska produktionen i södra Nordsjön startade i slutet av 1960-talet och har hittills i princip enbart gått till att försörja Storbritannien. Den norska gasutvinningen startade först i slutet av 1970-talet och i stort sett all produktion exporteras. Exporten till Västeuropa från Algeriet och Ryssland fick först under senare hälften av 1970-talet någon väsentlig betydelse.

Inom EU är man i dag beroende av import från Norge, Ryssland och Algeriet. Detta beroende kommer att öka i takt med den ökade efterfrågan och i takt med att EU-ländernas gasutvinning minskar.

Användning

Andelen naturgas av den totala primära energianvändningen uppgår inom EU i dag till i genomsnitt 22 procent. Eurogas gör, som tidigare

framgått, bedömningen att andelen kommer att öka kraftigt framöver, eller till mellan 27 och 31 procent år 2020. Detta motsvarar en ökning av naturgasanvändningen i Europa på minst 45 procent i förhållande till dagens användning.

En ökad användning av naturgas är betingad av flera faktorer, men tre väsentliga faktorer är följande.

- Miljöfördelarna framför andra fossila bränslen.
- Teknikutvecklingen för effektivare produktionsanläggningar, både storskaliga och småskaliga, avseende energiproduktion med naturgas som energikälla. Processverkningsgraderna blir ständigt bättre och överstiger verkningsgraderna för andra typer av bränslen.
- Ökad elgenerering med naturgas som energikälla både från nya gas-kombikraftverk och kraftvärmeanläggningar.

De sektorer där naturgasanvändningen i Europa beräknas expandera kraftigast är, enligt Eurogas, inom hushållsmarknaden och på elproduktionsområdet. Användningen inom den senare sektorn beräknas öka flerfaldigt i absoluta mått.

Marknadsförutsättningar

I Europa skiljer sig situationen från land till land, både avseende egen naturgasproduktion och naturgassystemens och nätens utbyggnad. I Europa finns ett flertal gasproducenter, enbart i Storbritannien finns ett tiotal.

I de flesta europeiska länder svarar ett nationellt gasföretag för merparten av gasinköpen och för de längre transportererna inom landet, t.ex. franska GdF, tyska Ruhrgas, nederländska Gasunie, danska DONG, svenska Vattenfall Naturgas AB och finska Gasum.

Sex av EU:s länder har egen produktion av naturgas: Danmark, Storbritannien, Frankrike, Italien, Nederländerna och Tyskland. Det finns europeiska exportländer, t.ex. Norge, Storbritannien och Nederländerna, samtidigt som det finns länder som till hundra procent är beroende av gasimport, såsom Belgien, Finland och Sverige. Andra länder, t.ex. Frankrike och Tyskland, importerar den största delen av sitt naturgasbehov. Länder med stora importbehov importerar gasen, någorlunda jämnt fördelat, från flera länder. Spanien har i sin lagstiftning (1998) fastslagit att gasimporten från ett enskilt land inte får överskrida 60 procent av den totalt importerade naturgasvolymen. De nationella gasföretagens förhandlingsposition gentemot utländska gasleverantörer är givetvis mindre stark om en leverantör är mycket dominerande. I samtliga exportländer

är regeringarna starkt engagerade i utrikeshandeln med gas. Det starka statliga engagemanget får ses mot bakgrund av att det ofta är frågan om omfattande, långsiktiga bilaterala åtaganden av stor försörjningspolitisk och ekonomisk betydelse.

I de flesta europeiska länder svarar, som ovan nämnts, ett nationellt gasföretag för merparten av gasinköpen och för de längre transporterna inom landet. De nationella gasföretagens marknadsställning är ett resultat av lagstiftning och statliga förordningar och/eller tekniska och ekonomiska förutsättningar. Under senare år har betydande förändringar skett, delvis som ett resultat av politiska strävanden med syfte att förbättra konkurrensen på marknaderna (se även kapitel 8). I många fall finns det ägarsamband mellan de nationella överföringsföretagen och gasproducenterna. Producenterna har i praktiken sällan haft alternativa kunder. De stora oljebolagen är representerade på både köpar- och säljarsidorna.

I Storbritannien, som har en fullständigt avreglerad naturgasmarknad, där till och med hushåll fritt kan välja leverantör, ägs alla landbaserade naturgasnät av ett och samma bolag, BG Transco. Storbritannien har ett reglerat tillträde till näten. I andra länder finns flera överföringsföretag, i t.ex. Tyskland finns över 20 stycken, av vilka Ruhrgas är den största. De har dock var och en monopol på gasförsäljningen från sina olika nät.

Storbritannien är i dag det enda landet i Europa som har en fullt konkurrensutsatt naturgasmarknad. Andra länder som t.ex. Nederländerna och Spanien har påbörjat en öppning av naturgasmarknaden.

Marknadsöppning

Förändringar i regelverken mot en ökad konkurrens pågår inom många länder både inom och utom EU. Graden av marknadsmognad och importberoende är härvid av stor betydelse.

I Storbritannien, som startade privatiseringen av naturgasmarknaden redan 1986, råder i dag, som ovan nämnts, konkurrens på hela marknaden. Här var producenterna de första aktörerna på den fria marknaden, vilket var naturligt eftersom producenterna redan var vana vid en konkurrensutsatt oljemarknad.

När Storbritannien gick från monopol till konkurrens hade man ett fullt utbyggt gasnät och en naturgasmarknad motsvarande ca 30 procent av den inhemska energianvändningen. Konkurrensutsättning i Storbritannien har lett till att nya aktörer uppstått.

Genom drifttagandet av "Interconnector", naturgasledningen mellan Bacton i England och Zeebrugge i Belgien, hösten 1998, har marknaden

öppnats för brittiska säljare och kontinentala köpare och vice versa. Till hösten 1998, hade minst elva kontrakt tecknats. Norska gasbolag är intresserade av att använda "Interconnector" även om de har andra naturgasledningar till den europeiska kontinenten.

De flesta länder i Europa arbetar, som ovan nämnts, med regelverket för en öppen inre gasmarknad. Spanien har i och med den lagstiftning om kolväten "the Spanish hydrocarbon law", som trädde i kraft den 17 september 1998, fastställt ramverket för en liberalisering av den spanska gasmarknaden. Dock kvarstår att utforma själva lagstiftningen. I Tyskland råder i princip konkurrens mellan gasföretag i grossistledet, slutkunden kan dock ej välja leverantör i dag.

Det pågår även strukturella förändringar av gasindustrin. Integration framåt, t.ex. när gasproducenter köper delar av överföringsföretag har blivit allt vanligare under senare år. Integration bakåt är inte lika vanligt, dvs. att distributionsföretag eller överföringsföretag köper in sig i produktionsbolag.

3.7 Handel med naturgas

Det har tidigare nämnts att någon global marknad för naturgas, motsvarande den för olja, inte existerar i dag. Handeln sker i stället via bilaterala och ofta mycket långa kontrakt.

I Storbritannien, sedan 1994, och i USA finns dock inhemska spotprismarknader. På en spotprismarknad köper och säljer man en vara för omgående leverans. På mer konkurrensutsatta och samtidigt mogna marknader minskar andelen långa kontrakt. Mellan 15 och 30 procent av den brittiska handeln med naturgas sker på spotmarknaden. Denna andel ökar stadigt och spotpriserna får allt större genomslag på slutkundspriserna. I USA sker handeln med naturgas på ett 50-tal olika marknadsplatser och marknadsnav (s.k. hub) där så gott som alla större marknader har utvecklats till spotprismarknader. På marknadsplatserna i USA, som numera ofta är elektroniska, kan naturgas köpas från flertalet oberoende källor för leverans till olika marknader. Detta innebär att man inte längre behöver köpa naturgasen vid produktionsplatsen (inklusive transport till specifikt geografiskt område). Särskilda aktörer, s.k. shippers, svarar för att gasen kommer till rätt ställe, köper in sig på olika transportsystem och optimerar transportvägen med tanke på säkerhet och kostnad.

4 Naturgasen i Sverige

Sverige är, som framgått av kapitel 2, en liten aktör på naturgasmarknaden. Vi har varken reserver eller produktion av naturgas, men däremot en begränsad import av naturgas från Danmark. Avsikten med detta kapitel är att beskriva den svenska naturgasmarknaden i några avseenden. Det gäller t.ex. utbredning, volymer, användning och beskattning.

I avsnitt 4.1 redovisas kortfattat några steg i den svenska utbyggnaden av naturgas samt sträckningen av nätet. Avsnitt 4.2 innehåller en genomgång av aktörerna på den svenska marknaden, dvs. importörer och distributörer, samt hur avtalen är utformade. I avsnitt 4.3 analyseras marknaden med avseende på volymer, kundkategorier, energianvändning etc. Avsnitt 4.4 innehåller avslutningsvis en analys av beskattningen av naturgas.

4.1 Det svenska naturgasnätet

4.1.1 Bakgrund¹

Sedan 1960-talet har intresset för naturgas i Sverige varierat högst väsentligt. År 1979 tog dock intresset en högst konkret form. Bakgrunden var bl.a. reaktorhaveriet i Harrisburg och en strävan att minska oljeberoendet. I samband med behandlingen av regeringens energipolitiska proposition avslog riksdagen visserligen ett par förberedda importaffärer (Tyskland och Algeriet), men uttalade sig positivt om nödvändigheten att följa naturgasutvecklingen i Norden och därvid bevaka möjligheterna till framtida naturgasimport.

Regeringen tog därefter upp förhandlingar med Danmark. Förhandlingarna resulterade 1980 i ett avtal mellan Sveriges och Danmarks regeringar samt ett avtal mellan importören Swedegas AB² och leverantören

¹ Delavsnittet bygger, där ej annat anges, på Moberg (1990).

² Swedegas AB blev under 1980 ett helägt statligt bolag. Ägarbildningen har därefter förändrats ett antal gånger. Numera ingår företaget i Vattenfallkoncernen under namnet Vattenfall Naturgas AB (se avsnitt 4.2).

DONG (Dansk Olje og Naturgas A/S). Riksdagen godkände affären i juni 1980. Av regeringens proposition framgår bl.a. att avtalen var av betydande värde för svensk energiförsörjning (prop. 1979/80:170). Detta gällde i synnerhet om hänsyn togs till de utvecklingsmöjligheter som låg i avtalen.

Avtalet mellan regeringarna bestod av två delavtal, dels ett leveransavtal för gasen, dels ett transportavtal som reglerade det erforderliga rörsystemets utformning och finansiering.

Enligt leveransavtalet skulle DONG leverera 3 105 miljoner m³ gas under 18 år med början 1985. Leveranserna skulle i huvudsak avse västra Skåne (Sydgas 1). Under de första fem åren skulle leveranserna bli mycket ojämna, medan de under de därpå följande tretton åren skulle uppgå till 200 miljoner m³ per år. Denna leveransprofil lyckades Sverige sedan omförhandla till en jämn profil. Kontraktet innehöll vidare en möjlighet att på begäran få köpa ytterligare 240 miljoner m³ gas per år, dvs. totalt 440 miljoner m³ gas per år. Den senare möjligheten förutsatte dock att Danmark tillgodosett sitt eget behov.

Transportavtalet gällde dels rättigheterna att transitera gas genom Danmark, dels att utöka kapaciteten i det danska systemet till 2 miljarder m³ gas per år. Den sistnämnda delen av avtalet var ett svenskt initiativ. Sverige (Swedegas AB) åtog sig att betala 220 miljoner danska kronor i förskott för denna utökade kapacitet (vilket i viss utsträckning fick avräknas mot senare transportavgifter). Det danska systemet var tillräckligt för transport av nämnda 440 miljoner m³ gas per år. Från svensk sida sågs avtalet således som inledningen till en avsevärt större naturgasanvändning.

I december 1986 tecknades ett nytt importavtal mellan Swedegas AB och dåvarande Dargas³ (Dansk Naturgas A/S, ett dotterbolag till DONG). Avtalet avsåg leveranser på 200 miljoner m³ gas per år. Gasen skulle levereras till södra Halland (Sydgas 2) och norra Halland och Göteborg (Västgas 1).

År 1989 tecknades ännu ett importavtal mellan Swedegas AB och dåvarande Dargas. Denna gång uppgick leveranserna till 500 miljoner m³ per år, dvs. nästan en fördubbling av den tidigare användningen. Gasen skulle utnyttjas inom de befintliga naturgasområdena samt för en planerad utbyggnad norr om Göteborg.

³ Avtalen överfördes till Dargas från DONG. Dargas bytte den 1 juli 1999 namn till DONG Naturgas A/S.

4.1.2 Naturgasnätet

År 1985 började naturgas att användas i Sverige. Uppbyggnaden av naturgasnätet i Sverige har i grova drag skett i samband de två första avtal som redovisats ovan. Sydgas 1 byggdes upp kring en överföringsledning (transmissionsledning) från Dragör till Ingelstorp vid Helsingborg. I samband med Sydgas 2 byggdes ledningen ut till Halmstad/Falkenberg. Västgas 1 innebar att överföringsledningen byggdes ut till Göteborg (SOU 1995:140). Nätets sträckning framgår av Figur 4.1.

Den svenska naturgasen kommer från de danska naturgasfälten i Nordsjön. Den transporteras till den danska gasplattformen vid Tyrafältet. Där passerar gasen en behandlingsanläggning som avskiljer svavel, vatten, koldioxid och tyngre kolväten. Från Tyra-plattformen går gasen, via transportledning, vidare till Nybro på Jyllandskusten. Vid Nybro finns ytterligare en behandlingsanläggning, som fungerar som back-up till den på Tyra-plattformen. I Nybro fortsätter gasen in i det danska transportledningssystemet. Den svenska gasleveransen går vidare till Dragör (utanför Köpenhamn) varifrån det svenska överföringsnätet för naturgas utgår. Från Dragör går gasen vidare till Klagshamn utanför Malmö. I Klagshamn finns i dag Sveriges enda mottagningsstation. Gasen distribueras sedan vidare i Sverige.

Överföringsledningen i Sverige är av stål och dimensionerad för 80 bars tryck och är mellan 600 och 500 mm i diameter. Till överföringsledningen är kopplat grenledningar som för gasen till mät- och reglerstationer, där gasleveransen mäts och trycket reduceras. Normalt sänks trycket till 4 bar innan den går vidare i distributionsledningar av plast. I småhusområdenas servisleddningar sänks trycket ända ner till 0,1 bar.

Totalt uppgår det svenska naturgasnätet till 539 km överföringsledning (varav ca 20 km är sjöledning), 3 000 km distributionsnät samt 780 km stadsgasnät.

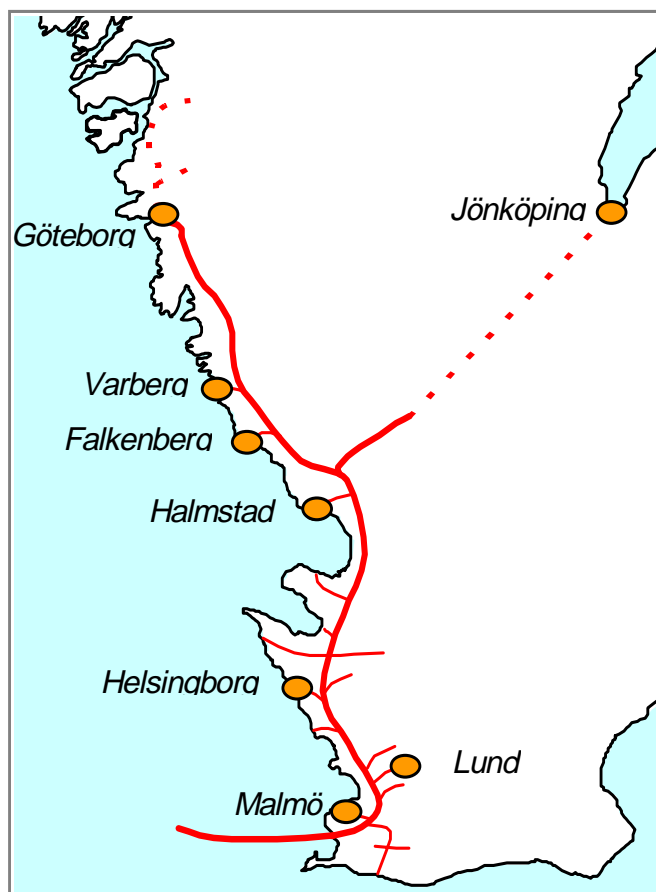
Den befintliga naturgasledningen mellan Malmö och Göteborg har en kapacitet på 2 miljarder m³ gas per år, vilket motsvarar ca 22 TWh.⁴ Med kompressorer kan kapaciteten öka till ca 30 TWh.

I Sverige saknas säsongslager för naturgas. Danmark har däremot två lager. Det danska systemet täcker säsongvariationerna i Sverige. Det svenska ledningsnätet kan fungera som korttidslager. Den gasvolym som finns i det svenska nätet klarar leveranser något dygn, beroende på efterfrågan. En ny typ av korttidslager är under utveckling i södra Sverige i ett samarbete mellan Sydkraft och Gas De France, s.k. lined rock ca-

⁴ Kapaciteten är 6 miljoner m³ gas per dygn. På grund av säsongvariationer etc. är det dock inte realistiskt att räkna med ett fullt kapacitetsutnyttjande året runt, varför den reella kapaciteten är lägre än 2 miljarder m³ per år.

vern. Anläggningen planeras kunna tas i drift år 2001–2002. Lagrets volym motsvarar 10 miljoner Nm³, dvs. drygt 0,1 TWh.

Figur 4.1 Det svenska naturgasnätet 1998 (möjliga expansionsvägar är markerade med streckad linje).

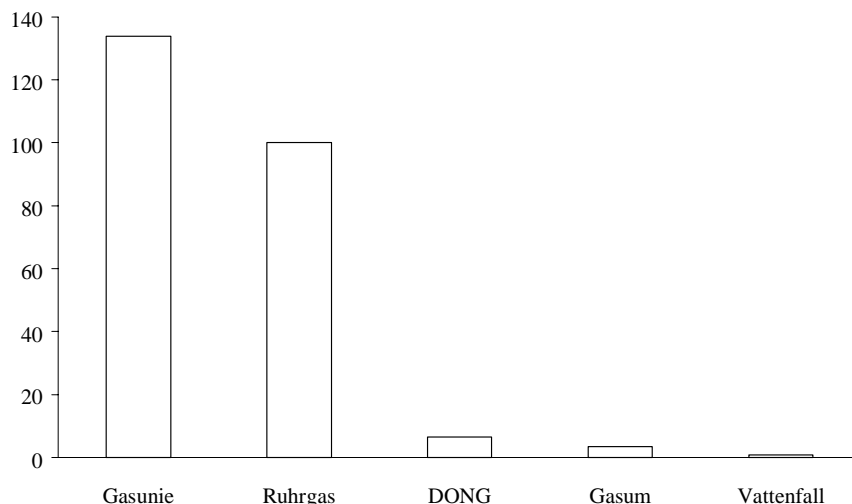


4.2 Aktörer och avtal

4.2.1 Aktörer

Som framgått av kapitel 2 är den svenska marknaden av blygsam omfattning. Det gäller av naturliga skäl även aktörerna på den svenska marknaden. Företag som Gasunie (Nederländerna) och Ruhrgas (Tyskland) har mer än 100 gånger så stor försäljning som Vattenfall Naturgas AB. Även i ett nordiskt perspektiv är de svenska aktörerna små. Som framgår av Figur 4.2 är framför allt danska DONG, men även finska Gasum, betydligt större än Vattenfall Naturgas AB.

Figur 4.2 Några företags försäljning av naturgas
Miljoner m³



Källor: Se kapitel 9.

Den nationella marknaden i Sverige karakteriseras av ett fåtal aktörer, med en särställning för Vattenfall Naturgas AB som ensam importör. Innebörden är att enskilda distributörer inte har några valmöjligheter vad avser leverantör (det bör dock påpekas att det finns ett EG-direktiv som reglerar transitering av naturgas genom andra länders överföringsnät, se avsnitt 8.3).

På de lokala marknaderna är enskilda företag i princip monopolister. Den slutlige konsumenten kan inte välja leverantör (enbart välja att köpa eller inte köpa naturgas). Naturgasen är emellertid konkurrensutsatt i relation till alternativa bränslen, vilket begränsar monopolställningen. Av kapitel 3 har framgått att prissättningen av naturgas baseras på kundens

alternativkostnad. Priset kan därmed inte varaktigt sättas högre än de alternativ som står till förfogande (det kan dock vara kostsamt för kunder att byta till annat bränsle eller uppvärmningssystem, vilket också påverkar alternativkostnaden).

I Sverige sker all import av naturgas således av Vattenfall Naturgas AB⁵. Bolaget äger och driver även den svenska överföringsledningen som sträcker sig från Dragör till Göteborg. Vattenfall Naturgas AB har inte något inköpsmonopol. Bolaget har emellertid transporträtt för 6 miljoner m³ gas per dygn i det danska systemet, vilket i praktiken utgör ett monopol. Denna rätt upphör enligt avtalet 2005.

Vattenfall Naturgas AB var tidigare (sedan 1992) ett helägt dotterbolag till Vattenfall AB. Vid årsskiftet 1996/97 sålde Vattenfall AB sammanlagt 49 procent av aktierna. Köpare var tyska Ruhrgas AG (14,5 procent), norska Statoil (14,5 procent), danska DONG (10 procent) och finska Neste OY (10 procent).

Vattenfall Naturgas AB säljer naturgas till lokala och regionala distributionsbolag, till kraft- och värmeproducenter samt till slutanvändare. De största kunderna är Sydgas AB, Göteborg Energi AB och Varberg Energimarknad AB. Dessa tre kunder köper 97,5 procent av gasimporten, medan återstående andel går till 8 slutkunder.

Bland distributörerna är Sydgas AB störst och levererar ca 75 procent av gasen i Sverige. Sydgas AB äger grenledningarna i södra Sverige och svarar för distributionen av naturgas i Skåne och Halland upp till och med Falkenberg. I vissa områden säljer emellertid Sydgas AB gas till lokala underdistributörer som byggt upp lokala distributionsnät. Det gäller Lund, Helsingborg och Ängelholm. Sydgas AB har även viss transporträtt i den svenska överföringsledningen. Företaget köper vissa mängder gas av Vattenfall Naturgas AB och handhar transporten från Dragör.

4.2.2 Kontrakt

Utformning

Det är inte möjligt att närmare redogöra för utformningen av kontrakten på den svenska marknaden. Kontrakt är privata affärshandlingar, och innehållet är normalt inte offentligt. Informationen om kontraktsvillkoren på den svenska naturgasmarknaden är därför ofullständig.

Importavtal på naturgasområdet är som framgått av kapitel 3 mycket långsiktiga. De importavtal mellan Vattenfall Naturgas AB och DONG

⁵ Tidigare Swedegas AB (jmf. avsnitt 4.1).

Naturgas A/S som redovisats i avsnitt 4.1 har en längd på ungefär 20 år och löper ut 2003, 2006 och 2010.

Importavtalens baspris och indexering är relaterade till priset på olja. Även i övrigt innehåller avtalen de traditionella komponenter som redovisats i kapitel 3. Det gäller klausuler som reglerar take or pay-åtaganden, kvalitet, betalning, mätning, force majeure, skiljedomsförfarande och omförhandling.

Distributionsavtalen med Sydgas AB och andra distributörer är av tidsmässigt liknande karaktär som importavtalen. Övriga komponenter är av ungefär samma struktur som i importavtalen.

Avtalen för industrier kan vid första avtalstillfället uppgå till 5 år och förlängs sedan normalt med ett år i taget. Prisdelen består vanligtvis av en fast avgift och ett rörligt pris med koppling till oljeprodukter. Priset är baserat på kundens kostnad för alternativ energiförsörjning. Kontrakten innehåller inte take or pay-åtaganden.

Kontrakt för leverans till kraftvärmeverk kan ha betydligt längre avtalstider än för industrier och kan även innehålla take or pay-åtaganden.

För mindre kunder sker prissättningen via fastställda tariffer. Dessa utgår också från kundens alternativkostnad, normalt olja.

Konkurrensverket har i ett tiotal ärenden prövat ett antal olika samarbets- och leveransavtal mellan Vattenfall Naturgas AB och Sydgas AB respektive mellan dessa företag och lokala och regionala distributionsbolag utefter naturgasledningen på den svenska västkusten. I verkets beslut konstateras att statsmakernas inflytande över introduktionen av naturgas i Sverige varit betydande samt att aktuella avtal, som oftast löper under lång tid, innehåller inköpsåtaganden, ensamrätter och områdesbegränsningar som kan vara konkurrensbegränsande i konkurrenslagens mening. Verket noterar vidare att det i dagsläget inte finns någon annan än Vattenfall Naturgas som kan leverera naturgas till den svenska marknaden, samt att vissa begränsningar kan anses objektivt nödvändiga för att avtalen skulle komma till stånd och därmed för naturgasintroduktionen i Sverige. Sammantaget ansågs avtalen därför inte begränsa konkurrensen på ett märkbart sätt. Avtalen beviljades därmed s.k. icke-ingripandebesked. Konkurrensverket underströk dock att besluten fattats mot bakgrund av de rådande förhållandena avseende naturgas och annan konkurrerande energi samt att om de omständigheter som legat till grund för besluten förändras i något väsentligt avseende kan Konkurrensverket återkalla besluten. Det kan inte uteslutas att en marknadsöppning i enlighet med gasmarknadsdirektivet kan utgöra grund för Konkurrensverket att initiera en omprövning av aktuella avtals förenlighet med konkurrenslagen.

Prissättning

Genom att gas distribueras till slutkonsumenterna genom ett fast rörledningssystem av företag som åtnjuter geografiska monopol, är det möjligt att tillämpa s.k. prisdiskriminering (ett företag sätter olika priser på samma produkt till olika köpare) mellan skilda kundkategorier (Radetzki, 1989). Priserna differentieras som framgått av kapitel 3 efter konsumenternas alternativkostnader.

Priset i kontrakten baseras på s.k. net-back-prissättning, vilket är en vanlig metod i Europa. Denna prissättningsprincip innebär att naturgasen på slutmarknaden prissätts mot de alternativ kunden har, i normalfallet olja. Naturgasdistributörens pris på naturgasen mot grossistledet utgörs av priset för naturgasen på slutmarknaden med avdrag för distributörens kostnader. Om grossisten också är importör av naturgasen blir priset enligt denna princip importpriset för naturgasen ytterligare reducerat med hänsyn till de kostnader som grossisten har, t.ex. kostnader för transport och säsongsutjämning av naturgasflödet. I praktiken blir förhandlingen i de olika leden en fråga om naturgasens värde på marknaden och vilken marginal den enskilde aktören skall ha.

Det går här att tänka sig två extremfall som avser handel med gas mellan två monopolföretag i två olika länder. Ett fall är att gasen prissätts med utgångspunkt från alternativa bränslen och att importpriset endast ger en marginal som motsvarar kostnaderna för överförings- och distributionskostnaderna i importlandet. I detta fall kan importlandet (importör, distributörer etc.) inte tillgodoräkna sig något överskott⁶, utan detta tillfaller i sin helhet exportlandet (producent, transportörer etc.). Detta kan sägas utgöra det högsta importpriset.⁷

I det andra fallet baseras importpriset på utvinnings- och transportkostnaderna i exportlandet. I detta fall tillfaller överskottet i princip importlandet. Om förluster skall undvikas är detta det lägsta acceptabla exportpriset.

Hur priset anpassas till dessa bägge nivåer är avgörande för överskottets fördelning mellan export- och importland. En fördelning som i sin tur bl.a. är beroende av kontrahenternas förhandlingspositioner. Det finns emellertid omförhandlingsklausuler i kontrakten som kan falla ut om priset för köparen blir för högt.

⁶ Egentligen gasränta, som är en beteckning på den marginal som uppstår mellan marknads maximala betalningsvilja och kostnaderna i utvinningsledet – med avdrag för transport- och överföringskostnader. Gasräntans fördelning mellan export- och importled regleras av importpriset.

⁷ Olika prissättningsprinciper diskuteras bl.a. i Statens energiverk (1987).

Rent allmänt innebär prisdiskriminering att ett potentiellt konsumentöverskott kan transformeras till leverantörs- eller producentöverskott. Resultatutvecklingen inom Sydgas-projektet tyder på att det åtminstone initialt uppstod ett relativt stort utländskt producentöverskott. I de kommersiella avtalen mellan Swedegas AB och DONG (och senare dåvarande Dargas) kom baspriset att ligga högt, vilket senare orsakade förluster när oljepriset sjönk. En bidragande orsak till senare förluster var också att gasen i större utsträckning än beräknat såldes till förbrukare för vilka alternativet var tjock eldningsolja, dvs. förbrukare med relativt låg betalningsvilja.

Avtalet mellan Swedegas AB och den huvudsakliga distributören Sydgas AB innehöll olika förlusttäckningsgarantier etc. Dessa utlöstes senare och kom att leda till ett antal statliga ingrepp och ägarförändringar.

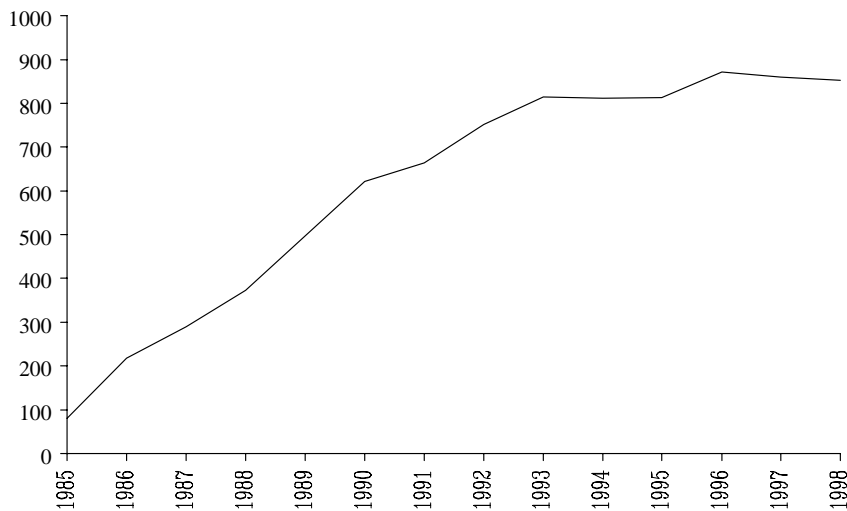
4.3 Marknad

4.3.1 Energianvändning och import

Den svenska naturgasmarknaden är som tidigare framgått av relativt blygsam omfattning. Naturgasen står för mindre än 2 procent av den totala energitillförseln i Sverige. Som framgått av kapitel 2 uppgår motsvarande andel inom EU till drygt 22 procent. I de områden där naturgas har introducerats står den dock för ca 20 procent av energitillförseln, dvs. på ungefär samma nivå som i Europa.

Importen av naturgas från Danmark uppgick 1998 till 852 miljoner m³, vilket motsvarar ca 9,3 TWh (Figur 4.3). Importen steg kontinuerligt under perioden 1985–1993, för att sedan plana ut under ett par år. Därefter har en viss uppgång skett.

Den nuvarande importvolymen innebär att det finns outnyttjad kapacitet. Importavtalen medger en import på maximalt 1 140 miljoner m³ gas per år och ledningsnätet har en kapacitet på 2 000 miljoner m³ per år (kapaciteten kan som tidigare nämnts ökas ytterligare genom kompressorer).

Figur 4.3 Import av naturgas till SverigeMiljoner m³

Källa: Vattenfall Naturgas AB.

4.3.2 Användarsektorer

Naturgasen distribueras till ca 55 000 slutkunder i 25 kommuner. Merparten av dessa, eller närmare 40 000, är renodlade spiskunder, men även ett stort antal industrier, kraftvärme- och värmeverk är anslutna till naturgasnätet. Ungefär 14 000 kunder (småhus och flerfamiljshus) använder naturgas för uppvärmning.

Naturgasen har främst ersatt olja inom industrin samt i kraft- och värmeverk, vilka också är de största användarna av naturgas. Av den totala volymen används drygt 42 procent för kraft- och värmeproduktion, ca 40 procent inom industrin och ca 17 procent i bostäder (uppvärmning, spisar etc.). En mindre del naturgas används också som fordonsbränsle och som bränsle för uppvärmning av växthus.

Det har dock skett stora förändringar i sektorsanvändningen sedan naturgasen introducerades i Sverige (se Tabell 4.1). I samband med introduktionen var det framför allt industrin som utnyttjade naturgas. Denna andel har sedan minskat kraftigt (volymmässigt har det dock skett en i princip kontinuerlig ökning), samtidigt som främst kraft- och värmeverk ökat sin andel. Även inom bostadssektorn har det skett en markant uppgång. Bostadssektorn består dock av flera olika kundkategorier och för dessa finns det enbart vissa uppskattningar för 1997. Dessa visar

att hushåll svarade för ca 5 procent av konsumtionen och fastigheter och mindre industrier för ca 12 procent.

Tabell 4.1 Användningen av naturgas fördelat på olika sektorer

Procent

	1985	1990	1993	1997
Industri	86,4	46,6	36,0	40,2
Bostäder	7,5	15,4	16,6	17,3
Kraft- och värmeverk	6,1	38,0	47,4	42,5

Källa: Vattenfall Naturgas AB.

När beslutet om Sydgasprojektet togs var avsikten att en betydande andel av gasen skulle ersätta dyrare energiformer än tjock eldningsolja, dvs. att gasen skulle gå till kunder med förhållandevis stor betalningsvilja (Moberg, 1990). Som framgått tidigare uppnåddes detta mål inte inledningsvis. Konsumtionen försköts i riktning mot tjockoljeersättning och kom att orsaka förluster. Det är oklart om målet uppnåtts senare. Fortfarande har t.ex. hushållen, den högstbetalande kundkategorin, en relativt låg andel av gaskonsumtionen. Hushållens användning av naturgas för uppvärmning svarar endast för 3–4 procent av den totala gaskonsumtionen.

4.3.3 Prognoser

Några mer uttalade prognoser för den outnyttjade kapaciteten i ledningsnätet saknas. Enligt Vattenfall Naturgas AB finns det högt räknat en total potential på ca 1,5 miljarder m³ i anslutning till det nuvarande ledningsnätet. En eventuell volymökning är i första hand aktuell för kraftvärmeproduktion. Utbyggnaden av kraftvärme anses dock hämmas av skattesystemets utformning och ett lågt elpris. En mycket stor del av industrierna i befintligt område är i dag anslutna till gassystemet. Hushållssektorn har dock en relativt låg anslutningsgrad, vilket till stor del förklaras av att fjärrvärmesystemet är väl utbyggt inom området.

Endast en begränsad expansion av leveranserna förväntas om inte en utbyggnad av nätet sker. Det pågår också vissa analyser om en utbyggnad av det befintliga gasnätet. Sydgas AB analyserar t.ex. en utbyggnad mellan Hyltebruk och Jönköping. Vattenfall Naturgas AB har analyserat en utbyggnad nordväst om Göteborg.

Det har genomförts ett antal studier som analyserat förutsättningarna och potentialen för en ökad gasutbredning i Sverige och Norden. Dessa

studier redovisas dock i kapitel 5, som analyserar naturgasfrågan i Sverige, närområdet och Europa.

4.4 Beskattning

4.4.1 Utformning

Energi- och miljöskatterna utgörs i princip av energiskatt, koldioxidskatt, svavelskatt och en miljöavgift för utsläpp av kväveoxider.

Energi- och miljöskatterna skiljer sig åt mellan olika användare och olika energislag.⁸ Fossila bränslen, som säljs eller används för uppvärmning, belastas med både energi- och koldioxidskatt. Bränslen som används för elproduktion är befriade från både energi- och koldioxidskatt. Den producerade elen beskattas i konsumentledet. För samtidig produktion av värme och el, s.k. kraftvärme, gäller särskilda regler. Biobränslen är obeskattade för alla användare. Torv belastas med svavelskatt.

Energiskatt utgår för el (differentierad beroende på vem som konsumerar elkraften och var i landet den konsumeras) och alla bränslen utom biobränslen och torv (reglerna för elproduktion framgår ovan). Sedan 1993 betalar industrin ingen energiskatt.

Koldioxidskatt belastar alla bränslen utom biobränslen och torv (beräknas utifrån kolinnehållet i bränslet). Bränslen för elproduktion belastas inte med koldioxidskatt. Industrin betalar 50 procent av den koldioxidskatt som betalas av övriga användare.

Svavelskatt tas ut vid både el- och värmeproduktion och utgår i princip för kol, torv och eldningsolja. Avdrag i bränsledeklarationen får göras för anläggningar som renar utsläppen.

En miljöavgift för utsläpp av *kväveoxider* utgår vid el- och värmeproduktion (pannor, gasturbiner och stationära förbränningsanläggningar). Avgiften är statsfinansiellt neutral eftersom pengar betalas i proportion till respektive anläggnings energiproduktion och utsläpp. De anläggningar som har lägst utsläpp får avgiften tillbaka medan de med de största utsläppen blir nettobetalare.

Energi- och miljöskatterna för olika energikällor framgår sammanfattningsvis av Tabell 4.2. Industrin betalar 50 procent av koldioxidskatten, och ingen energiskatt. Tabellen är översiktlig eftersom det finns ett antal undantags- och nedsättningsregler som inte redovisas här.

⁸ Beskrivningen av skattesystemet baseras på Statens energimyndighet (1998). Beskrivningen är översiktlig och utöver de komponenter som redovisas här finns ett antal undantag och speciella nedsättningsregler.

Tabell 4.2 Energi-, koldioxid- och svavelskatt från den 1 januari 1999 för icke-industriell förbrukning, öre per kWh (exklusive moms)

Bränsle	Energi-skatt	Koldioxid-skatt	Svavel-skatt ¹	Total skatt
Eldningsolja 1	7,5	10,6	-	18,1
Eldningsolja 5	6,8	9,7	1,0	17,5
Kol	4,1	12,1	2,0	18,2
Gasol	1,1	8,6	-	9,7
Naturgas	2,2	7,3	-	9,5
Torv	-	-	1,5	1,5
Biobränsle	-	-	-	0,0
El, norra Sverige	9,5	-	-	9,5
El, övriga	15,1	-	-	15,1
El, fjärrvärmeproducenter, norra Sverige	9,5	-	-	9,5
El, fjärrvärmeproducenter, övriga	12,8	-	-	12,8

¹Svavelskatt uppgår till 30 kronor per kilogram svavelutsläpp på kol och torv samt 27 kronor per kubikmeter för varje tiondels viktprocent svavelinnehåll i olja. Beräkningarna i tabellen av skatt per kWh baseras på en schablon över utsläppen. Vissa värmeföretag har dock en effektivare rening så att svavelskatten kan uppgå till lägre nivåer än de som anges i tabellen.

Källa: SOU 1999:5 och Statens energimyndighet (1999).

Vid en internationell jämförelse ligger skatten på naturgas på en hög nivå i Sverige. Samtliga övriga EU-länder har en lägre skatt på naturgas än Sverige (Eurogas, 1998b). Den alternativkostnadsprissättning som tillämpas för gas kan dock innebära att den jämfört med alternativbränslena lägre skattesatsen i praktiken inte alltid kommer slutkunderna tillgodo.

Det bör påpekas att det pågår en översyn av energiskattesystemet i Sverige.

4.4.2 Ekonomiska risker

Energi- och miljöbeskattningen anses ha stor betydelse för viljan att investera i anläggningar för gastransport och gaskraftproduktion (se kapitel 3). Framför allt gäller det förändringar i skattesystemet som inte är möjliga att förutse. En orsak är att transport av gas kräver omfattande investeringar i infrastruktur i form av rör, reglerstationer, lager m.m. Den eller de aktörer som gör denna investering exponerar sig därmed för konsekvenser av ändrade skatteregler (och naturligtvis ändrade bränsleprisrelationer) på ett mer långsiktigt sätt än vad som är normalt vid an-

nan bränslehantering. Kapitaltunga investeringar medför stora kostnader innan intäkterna börjar flyta in. De är därför starkt beroende av långsiktiga och förutsägbara regler (SOU 1995:140).

Kontraktens längd och prissättningen (priset baseras som tidigare nämnts på alternativa bränslekällor) medför att lönsamheten kan påverkas starkt av skatteförändringar. En sänkning av t.ex. energiskatten på olja, som innebär att priset måste sänkas, kan innebära ett betydande inkomstbortfall för importören. Om importören dessutom inte får avsättning för hela mängden på grund av en skatteförändring är han ändå förpliktad att betala exportören en viss andel av den kontrakterade, men ej levererade, gasen.

Sverige har haft frekventa ändringar av energibeskattningen och i vissa fall har lönsamheten av verksamheten med naturgas påverkats påtagligt. Enligt importkontraktet med DONG var inte förändrade skatter skäl att omförhandla avtalsvillkoren. Gaspriset sätts dock ofta i relation till de bränslen det konkurrerar med. År 1993 sänktes energi-skatterna för industrin, vilket innebar att gasimportören enligt avtalen tvingades sänka priset till kunderna utan motsvarande nedsättning av importpriset. Skatteomläggningarna orsakade ett betydande intäktsbortfall och medförde att gasimportören fick skriva ned det bokförda värdet på den befintliga överföringsledningen till 0 kronor (SOU 1995:140). Mot bakgrund av senare resultatförbättringar samt en förväntad god ekonomisk framtid för bolaget beslöt styrelsen att 1997 skriva upp det bokförda värdet av ledningssystemet.

Det bör dock betonas att en höjning av energiskatten på t.ex. olja kan påverka vinstmarginalen i positiv riktning. I det fall som redovisats ovan skulle importören kunna höja priserna till sina kunder utan motsvarande höjning av importpriset. Det kan också vara värt att poängtera att om ökad konkurrens leder till att den nuvarande alternativkostnadsprissättningen avvecklas och att gas därmed får ett "eget pris", så kommer konsekvenserna av ändrade skatteregler för andra bränslen att minska i betydelse.

5 Naturgasfrågan i Sverige, närområdet och Europa

Vid slutet av 1980-talet bedömdes förutsättningarna vara goda för en storskalig naturgasintroduktion i Sverige under 1990-talet. Till grund för bedömningarna låg bl.a. beslutet om att stänga av två kärnkraftsreaktorer åren 1995 och 1996. Vid slutet av 1980-talet bedrevs förhandlingar mellan Swedegas AB (nuvarande Vattenfall Naturgas AB), norska GFU (Gassförhandlingsutvalget) och sovjetiska Sojuzgasexport om leveranser av gas till Mellansverige för bl.a. kondenskraftproduktion. I Storstockholmsområdet planerade STOSEB GAS för gasleveranser från en naturgasledning genom Mellansverige.

Efter skattereformen år 1990 (då koldioxidskatt infördes och skatten på naturgas ökade) och 1991 års energipolitiska beslut (se avsnitt 5.3) gjordes den politiska bedömningen att förutsättningarna för en naturgasutvidgning inte längre var goda och Swedegas AB lade utbyggnadsplanerna i Mellansverige på is. STOSEB GAS fortsatte att diskutera tillförsel av gas från Haltenbanken utanför Trondheim via Bergslagen–Gävle–Stockholm och vidare till Finland. Också detta projekt befanns till slut vara förenat med alltför höga risker. Särskilt ansågs risken för skatteändringar vara alltför stor.

Under senare år har frågan om en utbyggnad av det svenska naturgasnätet åter aktualiserats. Diskussionen förs nu med delvis andra förtecken. 1980-talets planer var i huvudsak baserade på bedömningar av de framtida svenska försörjningsbehoven och marknadsförutsättningarna i övrigt inom landet. I dag är frågan även starkt relaterad till energiförsörjningen i närområdet och i hela Västeuropa. Vidare har kraven på åtgärder för att motverka klimatförändringarna vuxit sig allt starkare under 1990-talet, och därmed har naturgasen fått en avgörande betydelse i många länders klimatpolitiska strategier.

Här ges först, i avsnitt 5.1, en kort översikt över viktiga ändringar under 1990-talet av förutsättningarna för naturgastillförsel inom Östersjöområdet och i Europa i stort. I avsnitt 5.2 redovisas energi-samarbetet inom Norden och Östersjöregionen, som är av betydelse för frågan om ökad svensk naturgasanvändning. Avsnitt 5.3 innehåller en redogörelse

för den svenska energipolitiken och Sveriges ställningstaganden till naturgassamarbete. Avslutningsvis redovisas övergripande, i avsnitt 5.4, tre aktuella studier, Nordic Gas Grid-studien, North Transgas OY-studien och The Baltic Gas Interconnector.

5.1 Förutsättningarna i omvärlden

5.1.1 Östersjöområdet

Östersjöregionen omringas av gasfyndigheter i Nordsjön, Norska havet, Barents hav och Ryssland. De nederländska och engelska gasreserverna är relativt begränsade och kan inte bedömas få någon avgörande betydelse för gasförsörjningen i Östersjöregionen. Tyskland försörjs med naturgas genom flera ledningar från såväl nordsjöfälten som Ryssland. Finland och de baltiska staterna är däremot endast knutna till det ryska försörjningsnätet. Sverige och Danmark försörjs från de danska fyndigheterna i Nordsjön. Danmark har också en ledning till kontinenten, vilket i sin tur innebär att även Sverige är sammankopplat med det kontinentala systemet.

Naturgas har en allt större betydelse för energiförsörjningen i Östersjöregionen som helhet. Samstämmiga bedömningar tyder på att marknaden för naturgas under de närmaste åren kommer att öka avsevärt, framför allt i Östeuropa. I Norden är gasens andel av energianvändningen störst i Finland och Danmark (ca 10 procent respektive ca 20 procent). År 1997 såldes i Finland 3,5 miljarder m³ gas och i Danmark 3,6 miljarder m³ gas. I Sverige såldes ca 0,9 miljarder m³ gas och i Norge används i stort sett inte gas.

Det tyska naturgasnätet är väl utbyggt och naturgasen svarar för mer än en femtedel av den tyska energianvändningen. Också i de baltiska länderna och Ryssland är naturgasen etablerad. I Polen motsvarar naturgasandelen ca 10 procent av energianvändningen.

Norge och Ryssland är mycket stora gasproducenter och gasexportörer. Även Danmark har gaskällor och viss export till både Sverige och Tyskland. Några år in på 2000-talet kommer dock Danmark att vara i behov av import av gas. Finland importerar rysk gas, och från såväl gasföretagens som från den finska regeringens sida finns ett stort intresse av en hopkoppling med det europeiska naturgasnätet. De baltiska staterna är endast kopplade till det ryska nätet. Även från dessa länder finns uttalade önskemål om att integreras med Europa. Från rysk sida finns ett behov av att erhålla en alternativ transportled till de stora marknaderna på kontinenten.

En sammanbindning av naturgasnäten i Östersjöområdet skulle innebära att tillförselmöjligheterna och försörjningstryggheten ökade i hela regionen. Konkurrensen på gasmarknaden i de nordiska, baltiska och övriga europeiska länderna skulle öka. Den stora lagringskapaciteten i Lettland skulle kunna utnyttjas.

Naturgasimporterande länder strävar efter att öka försörjningstryggheten genom att förlita sig på mer än en leverantör. Förutom en ökad leveranssäkerhet ger tillgången till konkurrerande leverantörer också en bättre utgångspunkt i prispförhandlingarna. I Östersjöområdet är det egentligen endast i Tyskland, och i viss mån i Polen och Danmark, som en sådan situation föreligger.

Finland och de baltiska staterna har ett starkt intresse av en förbindelse med det kontinentala gasnätet. Finland planerar att öka användningen av naturgas väsentligt, men det är då nödvändigt att inte vara hänvisad till leveranser från enbart Ryssland (även om tillförseln därför hittills har varit mycket stabil). De baltiska staterna eftersträvar också en alternativ tillförselväg.

Strävandena hos länderna på andra sidan Östersjön att kopplas till det västeuropeiska gasnätet sammanfaller också med ryska exportintressen. Det ryska gasföretaget Gazprom vill diversifiera sina transportvägar till det kontinentala nätet. De befintliga ledningarna till kontinenten går genom Ukraina och Vitryssland, vilket ger en viss osäkerhet beträffande framtida leveranser. En utbyggnad av det nordiska gasnätet, som också ger Gazprom en exportväg genom de politiskt stabila nordiska länderna, har sedan länge varit ett ryskt önskemål. Den s.k. Nordiska gasaxeln, från Finland genom Mellansverige till Nordsjön, har länge varit huvudalternativet.

För Ryssland är sannolikt inte en sammankoppling entydigt positiv. Å ena sidan skulle avsättningsmöjligheterna för rysk naturgas öka, men å andra sidan skulle man riskera konkurrens om de nuvarande kunderna i Polen, Baltikum och Finland, vilka nu är helt beroende av rysk gas. Samtidigt kan det vara en fördel att försörjningstryggheten ökar i St Petersburgs-området och Kaliningrad. Omvänt gäller naturligtvis att en sammankoppling också skulle påverka avsättningsmöjligheter och konkurrenssituation för norsk gas.

Också från norsk sida söker man nya tillförselvägar till Östersjöområdet. Förhandlingar pågår mellan norska GFU (Gassförhandlingsutvalget) och det statliga danska gasföretaget DONG Naturgas A/S med sikte på inköp av norsk gas. GFU har också inlett förhandlingar med det polska gasföretaget (POGC). Norsk gas skulle kunna levereras till Polen via Danmark eller genom Tyskland.

5.1.2 Gasmarknaden i Europa

För konsumentländerna i Västeuropa är också nya tillförselvägar genom Östersjöområdet av stort intresse. Flera och säkrare leveransvägar från Ryssland ökar leveranssäkerheten och konkurrensen på den europeiska gasmarknaden. Också Danmark har intresse av en sådan utbyggnad, eftersom de danska gasfyndigheterna beräknas ge ett minskat utbyte under kommande år samtidigt som landet planerar en stor satsning på naturgas. Ökningen i gasanvändningen måste därför delvis baseras på importerad gas, och då skulle det vara av värde för landet att ha närmare tillgång till leveranser från Ryssland.

På kontinenten svarar naturgasen för en mycket större andel av den totala energianvändningen än den gör i Sverige. Förbrukningsmönstret är också annorlunda än i Sverige. Ofta utgör naturgasbaserade elproduktionsanläggningar baslastanläggningar med mycket långa drifttider. På kontinenten är dessutom andelen hushåll med gasförsörjning mångfaldigt större än i Sverige. Detta leder till att naturgasen kan köpas med hög utnyttjningstid.

Naturgas ansågs inom EU länge som ett så rent och effektivt bränsle att det borde förbehållas industriprocesserna och tätortsuppvärmningen. För elproduktion var användningen av naturgas genom ett EG-direktiv förbjuden, i stället borde kol och möjligen olja användas. Under det senaste årtiondet har politiken ändrats, och naturgasen är nu det viktigaste bränslet för nya och ombyggda kraftverk. EG-direktivet avskaffades 1990.

Andelen naturgas i den totala europeiska energianvändningen ökar, bl.a. som ett resultat av miljö- och klimatpolitiska hänsyn, och genom att naturgaspriset har uppvisat en sjunkande tendens på grund av sjunkande oljepriser. Den ökande naturgasanvändningen förväntas fortsätta och ett "gap" mellan tillgång och efterfrågan väntas några år in på 2000-talet. De inhemska källorna i EU sinar, och ett ökat importberoende från länder utanför EU blir följderna (se avsnitt 2.3.3). Det är då frågan om import från Norge, Ryssland och Algeriet. Även Iran, Nigeria och Qatar har gasfyndigheter.

Det ryska naturgasföretaget Gazprom har bedrivit en aktiv marknadspolitik, som bl.a. syftar till att diversifiera transportvägarna till det kontinentala nätet. Gazprom har samarbetsavtal med flera kraft- och industriföretag, i t.ex. Tyskland, Frankrike och Italien, avseende bl.a. teknisk utrustning och marknadsföring samt är i vissa fall delägare i ledningsnät. Gazprom har också visat ett starkt intresse för en gasledning från Finland genom Sverige till Danmark eller Tyskland. Det är då inte primärt den svenska marknaden som är av intresse, utan främst möjlig-

heten att få ytterligare en säker tillförselväg till den europeiska marknaden.

Förbrukningen av gas i Västeuropa har ökat kraftigt de senaste decennierna. Gasens andel av primärenergiförbrukningen har under de senaste 35 åren ökat från 2,5 procent till drygt 20 procent. Gasen har till stor del ersatt olja och kol. Storbritannien, Tyskland, Frankrike, Nederländerna och Italien är, som framgått av kapitel 2, de viktigaste konsumentländerna och svarar för drygt fyra femtedelar av den totala användningen. Ungefär två tredjedelar av gasen kommer från källor inom EU (Nederländerna, Storbritannien, Danmark, Tyskland, Italien och Frankrike). Av resterande delar importeras hälften från Ryssland och ungefär en fjärdedel från vardera Norge och Algeriet.

Det finns, som framgått av kapitel 2, i huvudsak två orsaker till att efterfrågan på naturgas ökar i Europa. En orsak är att gasen har sådana fördelar jämfört med kol och olja, att en ökad naturgasanvändning för många länder har blivit en huvudstrategi i miljö- och klimatpolitiken. En övergång sker från subventionerad kol till gas i elproduktionen, där s.k. kombicykelteknik med naturgas framstår som ett ekonomiskt mycket konkurrenskraftigt alternativ. Den andra orsaken är att tillgången på nordsjöolja har kulminerat. En ökad andel naturgas i energitillförseln är ett led i strävan att undvika ett starkare framtida beroende av olja från Mellanöstern.

En konkurrensutsatt marknad för naturgas är ett viktigt inslag i fullbordandet av EU:s inre marknad för energi. Det centrala i EU-kommissionens vitbok från januari 1996 är energifrågornas strategiska betydelse för möjligheterna att stärka industrins konkurrenskraft, försörjningstryggheten och hänsynstagandet till miljön (EU-kommissionen, 1996b). Energisektorns utveckling har ett starkt samband med såväl möjligheterna att uppnå resultat inom miljöområdet som med strävanden att bidra till den ekonomiska, sociala och miljömässiga utvecklingen i bl.a. länderna kring Östersjön. I energisektorn finns det dessutom starka samband mellan EU-länderna, såväl fysiskt (el- och gasledningar m.m.) som ägarmässigt. En ökad diversifiering och leveranssäkerhet är ett av huvudmålen för EU:s energipolitik. Tillförsel av gas från flera leverantörländer ses som mycket viktigt ur säkerhetssynpunkt och anses också vara av stor betydelse för konkurrensen, ökat konsumentinflytande och sänkta gaspriser på den europeiska gasmarknaden. Konkret drivs denna politik inom EU bl.a. genom ekonomiskt stöd till s.k. TEN-projekt (Trans European Network) på el- och naturgasområdet. Projekten skall bidra till att knyta samman ledningsnäten.

5.2 Energisamarbete i Norden och Östersjöregionen

5.2.1 Mellanstatligt samarbete

I norra Europa har det ökade intresset för naturgas tagits upp i det mellanstatliga energisamarbetet. Det är ett viktigt inslag i den omfattande verksamhet på energiområdet som är inriktad på ett utvidgat Östersjö-samarbete. Målet för detta samarbete överensstämmer därmed väl med EU:s allmänna energipolitiska mål.

Vid ett möte i Bergen den 27 juni 1997 kom de nordiska statsministrarna överens om ett samarbete för att förverkliga visionen om en hållbar energiförsörjning runt Östersjön. Statsministrarna uttryckte denna överenskommelse i en gemensam deklaration, *Bergendeklarationen*, och gav energiministrarna i uppdrag att närmare undersöka vilka möjligheter och åtgärder som kan vidtas för att främja utvecklingen inom området.

Statsministrarna uttryckte i deklarationen den gemensamma uppfattningen att länderna runt Östersjön står inför stora förändringar på miljö- och energiområdet, och att det därför krävs både en långsiktig tillgång på energi, för att säkerställa utveckling och sysselsättning, och ett energisystem som tillmötesgår kravet på en bärkraftig utveckling. Därför eftersträvas en politisk, ekonomisk och teknologisk integration i Östersjöområdet.

Beträffande naturgasens betydelse i detta sammanhang konstaterade statsministrarna bl.a. följande:

Vi är eniga om att naturgas är den mest miljövänliga energikällan bland de fossila bränslena. En ökad och effektiv användning av naturgas i länderna runt Östersjön bidrar till att reducera utsläpp av koldioxid och andra klimatpåverkande gaser genom att användningen av kol och olja kan minska.

De nordiska energiministrarna lämnade sin huvudrapport, den s.k. *Bergenrapporten*, i maj 1998. Den utmynnar i ett antal slutsatser samt en rad åtgärdsrekommendationer.

Energiministrarna rekommenderade att en nordisk projektgrupp för naturgasfrågor skulle inrättas för att bl.a. behandla resultatet av Nordic Gas Grid-studien, som då snart skulle avrapporteras. Behovet av ett utvidgat samarbete mellan Östersjöländerna om regelverk för utbyggnad och utnyttjande av gas- och elnätverk skulle också behandlas närmare. Ett flertal klimatpolitiska projekt föreslogs vidare, framför allt med inriktning på användningen av s.k. flexibla mekanismer i regionen.

Vid ett nordiskt energiministermöte i Trondheim den 10 juni 1998 beslöt ministrarna om uppföljningen av Bergendeklarationen. Nordiska ar-

betsgrupper etablerades för el- och gassamarbete inom Östersjöregionen, och en särskild arbetsgrupp under energi- och miljöministrarna gavs nya uppgifter på det klimatpolitiska området. Arbetet för ett utvidgat Östersjösamarbete inriktades i ett första steg mot det möte med Östersjöländernas energiministrar som skulle äga rum i Stavanger i december månad.

Ungefär samtidigt, den 4 juni 1998, bjöd EG-kommissionen (DG XVII) in Östersjöländerna (Östersjörådets länder) till ett möte för att bilda en *Baltic Energy Task Force*. Huvudsyftet med detta initiativ var att arbeta fram en översikt av viktiga energiinvesteringsprojekt i regionen, och att förbättra förutsättningarna för deras finansiering. Vid mötet redovisade alla länder en positiv inställning till initiativet men varnade samtidigt för dubbleringar av aktiviteter som redan pågår i området. Av denna orsak träffades en överenskommelse om samarbete mellan Nordiska ministerrådet och *Baltic Energy Task Force* inkluderande gemensamma arrangemang och förberedelser inför energiministermötet.

Inom ramen för detta samarbete arrangerades i november 1998 ett naturgasseminarium i St Petersburg med deltagare från industri och myndigheter. Vid seminariet behandlades den då nyligen presenterade *Nordic Gas Grid*-rapporten, se vidare avsnitt 5.4.

I Stavanger den 1 december 1998 möttes *Östersjöländernas energiministrar*. Det var första Östersjömötet på ministernivå om energi. Även EU-kommissionären för energifrågor, Christos Papoutsis, var representerad mötet.

Vid mötet behandlades framför allt förutsättningarna för samarbete i el- och gasfrågor samt på det klimatpolitiska området. Energiministrarna var överens om att främja energiproduktion från ekonomiskt bärkraftiga och mer miljövänliga energikällor, utveckla infrastruktur över gränserna, utveckla ett stabilt ramverk bl.a. för att uppmuntra privata och offentliga investeringar samt att arbeta för en sund konkurrens mellan olika energikällor.

Ministrarna var eniga om att en ökad integration av el- och gasmarknaderna är nödvändig för en effektivare och miljövänligare energi-användning. De konstaterade att förutsättningarna för en ökad integration är att steg tas mot en harmonisering och bearbetning av lagar, regler och föreskrifter avseende miljö och handel.

Ministrarna beslöt att mötas igen i Finland hösten 1999. Inför detta möte beslöts att fyra arbetsgrupper skulle utarbeta förslag till gemensamma åtgärder på de områden som identifierats vara de viktigaste för utvecklingen av en hållbar energiförsörjning i området. Två länder delar ordförandeskapet för vardera av de fyra arbetsgrupperna – el, gas, klimatpolitik och energieffektivisering.

Under år 1999 planeras fortsatta konferenser om el-, gas- och klimatfrågor samt om bl.a. kraftvärme och regionala investeringsfrågor. Gruppernas arbete skall avrapporteras inför energiministermötet i Helsingfors den 25 oktober 1999. Där skall också Baltic Energy Task Force, som ovan nämnts, lämna en slutrapport.

5.2.2 Baltic Gas, samarbete mellan gasföretagen

Med anledning av den ökade politiska och ekonomiska integrationen och Östersjöområdets betydelse avseende nya möjligheter för naturgasen träffades ledningarna för alla de stora gasbolagen inom Östersjöregionen i Danmark den 11 och 12 februari 1999 för en andra *Baltic Gas Summit*.

Konferensen koncentrerade sig på utvecklingen av energimarknaden i Östersjöregionen. Representanter från kommissionen redogjorde för sina visioner, där nödvändigheten av integration av ländernas energimarknader underströks liksom även naturgasens betydelse för att uppnå en uttållig och säker energiförsörjning i området. Vidare poängterades vikten av samarbete mellan gasföretag och myndigheter samtidigt som behovet av ett mer formellt samarbete mellan gasföretagen underströks.

Diskussionerna mellan gasföretagen och inbjudna representanter för kraftbolag bekräftade visionen om gassektorns utveckling. Vidare betonades att gas- och kraftsektorerna kommer att bli mer integrerade framöver och ett förslag från kraftbranschens företrädare till en gemensam kraft- och gasstudie diskuterades.

Ett resultat av mötet blev att ett mer formaliserat samarbete mellan gasföretagen skall organiseras. En arbetsgrupp upprättades, med representanter för fem gasföretag (DONG, Ruhrgas, Fortum Group, Lietuvos Dujos och Vattenfall), för att formera den nya organisationen, Baltic Gas. Arbetsgruppen skall också inleda en dialog med kraftföretagens samarbetsorganisation Baltrel för att diskutera förslaget om en gemensam el-gas-studie. Nästa Baltic Gas Summit kommer att hållas i Polen år 2000.

5.3 Sverige

5.3.1 Energipolitiken i Sverige

Riksdagen antog 1988 riktlinjer för naturgasanvändningen i Sverige (prop. 1987/88:90, bet. 1987/88:NU40, rskr. 1987/88:34). I regeringens proposition till riksdagen anfördes att naturgas kunde bli ett intressant alternativ i svensk energiförsörjning. På medellång sikt fanns en potentiell marknad för oljeersättning, ersättning av elenergi för värmeproduktion samt kraftvärmeproduktion. Det kunde också i ett senare skede – kring sekelskiftet – bli aktuellt med större volymer, om gasen visade sig vara konkurrenskraftig för produktion av elenergi i samband med kärnkraftsavvecklingen. Ett ytterligare scenario som sades vara av intresse för Sverige var transitering av naturgas genom landet för avsättning på den europeiska gasmarknaden.

Det betonades dock att avgörande för naturgasens roll i det svenska energisystemet var dess konkurrenskraft gentemot övriga tillgängliga energislag. Till detta kom att kraven på försörjningstrygghet och miljöhänsyn måste kunna uppfyllas. Vid en bedömning av gasens konkurrenskraft var det vidare viktigt att beakta att Sverige inte har ett fullt utbyggt naturgasnät. Kostnadsaspekterna kommer därför att väga tungt. Förutom kostnaderna för själva gasen måste även kostnader för investeringar i infrastruktur inkluderas. Samma sak gäller kostnader för beredskapslagring och kostnader som uppkommer på grund av skärpta miljökrav.

Beträffande kraven på försörjningstrygghet nämndes som en vägledande princip att vårt framtida energisystem skulle kännetecknas av säker tillförsel. En självklar strävan var därför att naturgas kunde tillföras landet från två leveranspunkter och från sinsemellan oberoende leverantörer.

Sammanfattningsvis angavs följande krav som samhället måste ställa för en väsentligt utökad naturgasanvändning i Sverige:

- Tillförseln måste ske i överensstämmelse med de energipolitiska riktlinjerna. Således måste de samhälleliga målen angående leveranssäkerhet, beredskapslagring och miljö kunna nås.
- Inköp av gas måste ske efter strikt kommersiella principer. Gasen måste av egen kraft kunna konkurrera på den svenska energimarknaden. De kommersiella förhandlingarna skall genomföras på företagsplanet. Kontrakt om gasköp bör innehålla omförhandlingsmöjligheter och prisindexeringsprinciper som är relevanta för konkurrenssituationen på den svenska marknaden.
- Den samhälleliga bedömningen av ett naturgasprojekt görs i samband med tillståndsprövning enligt lagen (1978:160) om vissa rörledningar.

1991 års energipolitiska beslut (prop. 1990/91:88) innebar ingen förändring av dessa krav eller förutsättningar, men gav en mer dystert bild av naturgasens framtid i Sverige. Det konstaterades att med den starka kraftbalans som rådde kunde inte någon nämnvärd utvidgning av naturgasområdet förutses under tiden fram till mitten av 1990-talet. Det anfördes vidare att naturgas och biobränslen var konkurrerande bränslen i bl.a. kraftvärmen. Det bedömdes dock att naturgas skulle kunna utnyttjas inom det nuvarande naturgasområdet i södra och västra Sverige utan att detta skulle inskränka på förutsättningarna att utveckla biobränsleanvändningen i landet som helhet. Det framhölls i propositionen att vid valet mellan fossila bränslen gav naturgas lägst utsläpp av koldioxid.

I regeringens proposition om en uthållig energiförsörjning (prop. 1996/97:84) redovisas de nuvarande riktlinjerna för energipolitiken. Där anfördes att naturgas är det fördelaktigaste fossila bränslet och att det befintliga naturgasnätet bör utnyttjas. Av propositionen framgår vidare att det är angeläget att förutsättningar skapas för att det befintliga naturgasnätet skall kunna utnyttjas effektivare. Som ett led i detta pekades på att regeringen beviljat Malmö Energi AB tillstånd att uppföra en naturgaseldad kombicykelanläggning och att ytterligare en ansökan från Göteborg Energi AB bereddes vid tillfället. Beträffande förutsättningarna för en översyn av energiskatterna skrevs vidare i propositionen att "Naturgasens fördelar jämfört med olja och kol skall beaktas."

I propositionen utvecklade regeringen sin syn på energi-, miljö- och klimatsamarbete kring Östersjön, vilken sedan konfirmerades av riksdagen. I propositionen skrevs bl.a.:

... En förbättrad infrastruktur på energiområdet i Östersjöområdet skulle avsevärt öka försörjningstryggheten i Sverige och övriga Europa. Sverige skall aktivt verka för en integrering av de nationella energisystemen i Norden och Östersjöregionen...

Det kan vidare nämnas att näringsministern i februari 1999 besvarade en interpellation om statsrådet avsåg att vidta några åtgärder för att en ledning för transport av gas genom Sverige till kontinenten skulle klassas som svenskt riksintresse. Statsrådet erinrade bl.a. om de riktlinjer för naturgasens användning som riksdagen uttalade 1988 och som redovisats ovan.

Näringsutskottet behandlade i mars 1999 två motioner i vilka tanken på en storskalig introduktion av naturgas i Sverige avvisades. Utskottet pekade bl.a. på de riktlinjer för naturgasens användning som redovisats ovan. Näringsutskottet konstaterade att även om naturgasen är det minst miljöstörande fossila bränslet är det inte aktuellt med en storskalig introduktion av naturgas eller ny naturgasledning genom Sverige. Däremot kan det befintliga naturgasnätet utnyttjas effektivare (1998/99:NU8).

5.3.2 Protokoll mellan Sverige och Ryssland

Allmänt

Ett protokoll mellan Sveriges och Rysslands regeringar om samarbete på energiområdet undertecknades i Stockholm den 3 december 1997. Protokollet innebär att länderna skall fördjupa samarbetet för att skapa förutsättningar för en säker, effektiv, ekonomiskt balanserad och miljövänlig energiförsörjning i Östersjöregionen. Det nära samarbetet inom Östersjöstaternas råd skall beaktas. Samarbetet skall främja energieffektivisering, rationell energianvändning, användning av förnyelse-bara energislag samt utveckling av en infrastruktur för Östersjöregionens försörjning med el och naturgas.

Syfte

Syftet med protokollet är att skapa en fast grund för det fortsatta samarbetet mellan Ryssland och Sverige. Grundvalen för samarbetet skall vara ömsesidig fördel och lika rättigheter inom ramen för ett marknads-ekonomiskt system.

Slutsatser

Länderna är överens om att en sammankoppling av el- och gasnäten i Östersjöregionen har en strategisk betydelse för utvecklingen av energisystemen runt Östersjön och att infrastrukturen för naturgasförsörjningen i regionen är extra viktig.

De tekniska och ekonomiska förutsättningarna för leveranser av naturgas till den svenska marknaden skall analyseras. Utgångspunkten för beslut om investeringar i gasledning samt inköp av naturgas till den svenska marknaden skall fattas efter kommersiella principer.

En särskild expertgrupp med företrädare för det ryska Bränsle- och energiministeriet och det svenska Närings- och handelsdepartementet skall inrättas för att studera gemensamma förutsättningar för en utbyggnad av naturgasnäten. Grunden för arbetet skall vara de pågående förstudierna om ett regionalt naturgasnät från Ryssland till Västeuropa.

Den gemensamma expertgruppen har mötts under 1998, och i december möttes de två ländernas energiministrar i samband med energiministermötet i Stavanger. Överläggningarna har resulterat i undertecknandet av ett samarbetsavtal om energieffektivisering och teknisk utveckling. På gasområdet har det planerade arbetet försenats något, främst beroende på att rapporteringen av North Transgas-projektet har

senarelagts. Frågan kommer sannolikt att avhandlas i expertgruppen under hösten 1999.

5.4 Internationella studier om utbyggnad av naturgassystemet i Sverige

Ett flertal studier avseende naturgasens utbyggnad har gjorts i Sverige under de senaste decennierna. Av de senaste studierna kan nämnas:

- Naturgasens roll i Norden och Baltikum fram till år 2010 (Nordiska Ministerrådet, Tema Nord 1994: 638).
- Naturgasens möjligheter för att medvirke till reducerade miljødslip i Norden og nærområdene (Nordisk Ministerråd, Tema Nord 1997:548).
- Baltic 21 Energy. Ett arbete som leds av Östersjöländernas miljöministrar, på uppdrag av statsministrarna, med målsättning att ta fram en strategi för en bärkraftig utveckling i Östersjöområdet.
- Econ-rapport 69/97, Nordiska förutsättningar för en bärkraftig energiförsörjning runt Östersjön.

De allra senaste och utförligaste studierna som gjorts är Nordic Gas Grid-studien och North Transgas OY-studien. North Transgas OY-studien var planerad att slutgiltigt redovisas under våren/sommaren 1999. En utredning planeras vidare att genomföras angående en ytterligare transportväg mellan Tyskland, Sverige och Danmark (The Baltic Gas Interconnector).

5.4.1 Nordic Gas Grid

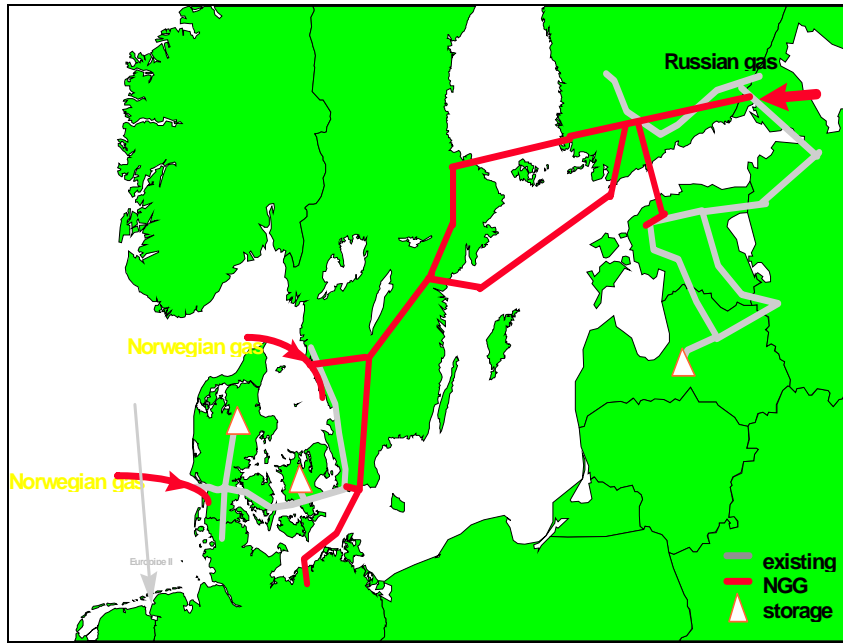
Inledning

I Europa ses, som tidigare framgått, naturgas som en viktig komponent för att bl.a. minska koldioxidutsläppen och därigenom skapa en bättre miljö. Ett utbyggt nordiskt naturgasnät öppnar nya energiförsörjningsmöjligheter genom att den nordiska energimarknaden därmed kan försörjas med naturgas i större utsträckning. Studien Nordic Gas Grid undersöker möjligheten för ett nordiskt naturgasnät (se Figur 5.1) där naturgasen kommer från reserverna i Norge och Ryssland. Vidare kan ett utbyggt nordiskt naturgasnät skapa möjligheter för leverans av rysk naturgas till Västeuropa samtidigt som det länkas ihop med det västeuropeiska naturgasnätet.

Initiativ till studien Nordic Gas Grid har tagits av: Neste Group (Finland), Gasum Oy (Finland), DONG Naturgas A/S (Danmark), Göteborg Energi, Mellansvenska Naturgaskonsortiet AB, Sydgas AB samt Vattenfall Naturgas AB

Studien är ett EU-projekt (TEN-projekt) och har därmed delvis finansierats av EU.

Figur 5.1 Nordic Gas Grid



Källa: Nordic Gas Grid.

Syfte

Syftet med Nordic Gas Grid-projektet har varit att undersöka möjligheterna att koppla ihop och bygga ut de nordiska naturgassystemen (se Figur 5.1). Följande sex frågor analyseras:

- Den potentiella marknaden för naturgas i Sverige, Finland och Danmark i ett längre perspektiv.
- Möjligheten för tillförsel av naturgas till det nordiska naturgassystemet.
- Miljöeffekter.
- Möjligheterna för ett nordiskt naturgassystem ur ett tekniskt perspektiv.
- Investeringskostnader och ekonomi för projektet.
- Tidsmässig bedömning av projektet.

Slutsatser

Studien resulterar i följande slutsatser:

- Det finns stora potentiella marknader för naturgas i Sverige, Finland och Danmark enligt marknadsanalysen.
- För att investerare skall vara beredda att satsa krävs stabila spelregler. På längre sikt kan ett sammankopplat nordiskt gasnät tillfredsställa ett ökande naturgasbehov i Europa och Baltikum.
- Ett sammankopplat nordiskt naturgasnät kan försörjas från källor i Ryssland och Norge. Dessa länder, framför allt Ryssland, har mycket stora naturgasreserver och tillräcklig produktionskapacitet. Såväl norska som ryska gasbolag är intresserade av att sälja gas till de nordiska länderna.
- En kartläggning och undersökning av de atmosfäriska emissionerna har gjorts för Danmark, Sverige och Finland, såväl för växthusgaser som för gaser som leder till försurning. En ökad tillgång av naturgas i de nordiska länderna gör det möjligt att reducera utsläppen av både växthusgaser, såsom CO₂, CH₄ och N₂O, och försurande gaser som NO_x, SO₂ och NH₃. Härigenom bidrar en naturgasutbyggnad till att länderna når målen som sattes upp vid Kyotoförhandlingarna och som innebär en reduktion av växthusgaser på 8 procent fram till 2010.
- Det är fullt möjligt att, ur ett tekniskt perspektiv, bygga en ledning som tillfredsställer det växande naturgasbehovet i Danmark, Sverige och Finland samt att dessutom transitera naturgas till Europa och

Baltikum. Tre olika ledningsdragningsalternativ har analyserats med avseende på befintligt naturgasnät, leveranssäkerhet m.m.

- Antagna marknadsförutsättningar indikerar att leveranskostnaden kommer att ligga på en europeisk genomsnittsnivå samt att Nordic Gas Grid är ekonomiskt genomförbar. Utredningen ger även förslag till en stegvis finansieringsprocess, såsom bl.a. bildande av ett bank-konsortium bestående av ett 20-tal banker, minimering av riskerna genom långa kontrakt på 10 till 15 år, m.m.
- Tidigast 2005 kan leveranserna påbörjas via ett nordiskt naturgasnät under förutsättning att processen inleds 1999. Utbyggnaden planeras därefter ske etappvis.

5.4.2 North Transgas Oy

I januari 1997 grundades North Transgas Oy genom ett undertecknande av ryska RAO Gazprom, som är världens största gasbolag, och finska Neste Oy. Bolaget registrerades i juli 1997 som finländskt bolag och grundarna äger vardera hälften av bolaget.

Inledning

I Ryssland finns i dag 33 procent av världens naturgastillgångar. Till sammans med staterna inom f.d. Sovjetunionen uppgår naturgastillgångarna till drygt 37 procent. Samtidigt ökar naturgasens andel som energikälla på den europeiska marknaden. Detta väcker intresset för en naturgasledning från Ryssland till Västeuropa. Om Finland kan erbjuda en led för gasen från Ryssland direkt till EU-området, får Finland tack vare den ökade konsumtionen i Europa ett unikt tillfälle att bilda en energibro mellan Ryssland och EU (gäller även Sverige om Sverige kan erbjuda samma förutsättningar).

Den nya rörledningen skulle i sådana fall förbinda den nordiska gasmarknaden med det europeiska gasnätet samtidigt som den möjliggör tillväxt för naturgasmarknaden i Norden.

Syfte

Syftet med projektet är att utreda möjligheten att anlägga en rörledning för naturgas från Ryssland till Västeuropa.

Visar det sig att projektet är tekniskt och ekonomiskt genomförbart inleder North Transgas Oy förberedelser för anläggning av rörledningen. Vid eventuell utbyggnad byggs och ägs rörledningen för naturgas av

North Transgas Oy. När rörledningen färdigställts överför North Transgas Oy naturgas från Ryssland eventuellt via Finland och Sverige vidare till Västeuropa.

Den preliminära utredningen planerades vara slutförd våren 1999. Fram till september 1999 har ännu inte något resultat presenterats.

Projektplan

En projektplan ligger till grund för projektets olika faser enligt följande:

- 1997–1998: Preliminär utredning.
- 1999–2000: Förhandling samt förberedelse av projektets genomförande.
- 2000–2005: Gasledningen byggs.

Utredningen undersöker tre olika alternativa linjedragningar för transport av naturgas från Ryssland via Finland till Västeuropa (se Figur 5.2). Två av alternativen går via Finland och Östersjön till Tyskland. Det tredje alternativet går över södra Finland till västkusten utanför Nystad och därifrån under Bottniska viken till svenska kusten sydost om Gävle. Därifrån går rörledningen vidare genom Mellan- och Sydsverige till den svenska sydkusten. I närheten av Ystad går ledningen ut i havet och längs botten till Tyskland.

Figur 5.2 North Transgas



Under projektets olika faser fäster man avseende vid gasledningens betydelse för Östersjöländerna med tanke på energiförsörjning och miljövård. De länder som är berörda är: Danmark, Estland, Finland, Lettland, Litauen, Polen, Ryssland, Sverige och Tyskland.

5.4.3 The Baltic Gas Interconnector

En utredning planeras att genomföras angående ytterligare en transportväg för naturgas mellan Tyskland, Sverige och Danmark. Fyra gasaktörer har gjort en gemensam ansökan om finansiellt EU-stöd för utredning om en gasledning mellan Tyskland (Rostock), Sverige (skånska sydkusten) och Danmark (själländska ostkusten). Den svenska regeringen har tillstyrkt ansökan och stödet söks från EU:s s.k. TEN-program.

Avsikten med utredningen är att undersöka möjligheten att via nya tillförselvägar knyta samman de befintliga gasledningarna i södra Skandinavien med det kontinentala naturgassystemet. Ytterligare en tillförselväg kommer, enligt ansökan, att stimulera naturgasens marknadsutveckling och ha betydelse vid utvecklingen av konkurrensen på naturgasmarknaden. Dessutom utgör en ny tillförselväg en viktig del för en utökad leveranssäkerhet i regionen.

De fyra gasbolag som står bakom ansökan är Verbundnetz Gas (VNG) i Tyskland, Sjöllandske Kraftverker i Danmark, Norsk Hydro samt Sydkraft. Ansökan behandlas just nu i EU-kommissionen och beslut väntas i mitten av september 1999.

Efter beslut om ny ledning beräknas denna kunna vara i drift 2003.

DEL 2

UTGÅNGSPUNKTER

6 Gällande lagstiftning

Framdragande och drift av bl.a. gasledningar regleras i lag (1978:160) om vissa rörledningar (rörledningslagen). Utöver denna lag måste även en rad andra lagar såsom plan- och bygglagen (1987:10) och miljöbalken, samt föreskrifter beaktas. I detta kapitel lämnas en översiktlig redogörelse för de viktigaste lagarna och föreskrifterna. Dessutom ges en kortfattad beskrivning av de möjligheter som finns för att få tillgång till den mark som behövs för en gasledning.

6.1 Lagen (1978:160) om vissa rörledningar

Enligt lagen krävs koncession för att dra fram eller använda rörledning för transport av fjärrvärme eller av råolja, naturgas eller produkt av råolja eller naturgas eller av annan vätska eller gas som är ägnad att användas som bränsle. Tillstånd behövs dock inte för ledning med en längd av högst 20 kilometer, ledning för distribution till hushåll eller ledning som uteslutande skall nyttjas inom hamn- eller industriområde. Regeringen har möjlighet att i visst fall medge undantag från koncessionsplikt (1 §).

I ledning ingår för driften erforderliga tillbehör och anordningar (2 §).

Frågan om koncession prövas av regeringen men ansökan ges in till den myndighet som regeringen bestämmer (Statens energimyndighet), (3 §).

Koncession får meddelas endast om det från allmän synpunkt är lämpligt att ledningen dras fram och används och sökanden anses vara lämplig att utöva verksamhet som avses med koncessionen. Koncession får inte strida mot detaljplan eller områdesbestämmelser. Om syftet med planen eller bestämmelserna inte motverkas får dock mindre avvikelser göras. Vid koncessionsprövningen skall 2–4 kap., 5 kap. 3 § och 16 kap. 5 § miljöbalken tillämpas (4 §). Detta innebär bl.a. att miljöbalkens allmänna hänsynsregler skall tillämpas vid koncessionsprövningen.

I koncessionsansökan skall ingå en miljökonsekvensbeskrivning. Vad gäller förfarandet, kraven på miljökonsekvensbeskrivningen samt planer och planeringsunderlag gäller 6 kap. miljöbalken (4 §).

Koncessionsprövningen enligt 3 § innebär att rörledningsföretaget kan bli föremål för en samlad bedömning i alla de avseenden där samhällsintressen gör sig gällande. Sålunda kan bl.a. transport- och näringspolitiska, energipolitiska samt miljö-, försvars- och planpolitiska synpunkter komma att beaktas.

I 5–7 §§ finns bestämmelser om villkor för koncession. Koncession skall avse ledning med en i huvudsak bestämd sträckning och gälla viss tid, längst 30 år (5 §). En koncession skall förenas med de villkor som behövs för att skydda allmänna intressen och enskild rätt, såsom att trygga säkerheten, skydda människors hälsa och miljön mot skador och olägenheter och främja en långsiktigt god hushållning med mark och vatten och andra resurser. Vidare får som villkor för koncession föreskrivas bl.a. att staten skall ha rätt att delta i verksamheten, att särskild avgift skall utges och att ledningen skall färdigställas inom viss tid (6 §).

En koncession får för sin giltighet göras beroende av att säkerhet ställs för att koncessionshavaren fullgör skyldigheten enligt 16 § att ta bort ledningen och vidta andra åtgärder för återställning. Stat, kommun, landsting och kommunalförbund behöver dock inte ställa säkerhet. Möjlighet finns även att besluta om ytterligare säkerhet (6 a §). Uppkommer genom verksamhet för vilken koncession har meddelats olägenhet av någon betydelse som inte förutsågs när koncession meddelades eller medverkar verksamheten med någon betydelse till att en miljö kvalitetsnorm enligt 5 kap. miljöbalken överträds får ytterligare eller ändrade villkor föreskrivas för att förebygga eller minska olägenheten för framtiden. Villkoren får dock inte vara så ingripande att verksamheten inte längre kan bedrivas eller avsevärt försvåras (7 §).

Regler om skyldighet att ombesörja transport åt annan finns i 8 och 9 §§.

Bestämmelser om ledning inom område för trafikled finns i 10–12 §§.

Koncession får inte överlåtas utan regeringens eller den myndighets som regeringen bestämmer medgivande (13 §). Koncessionshavare som vill avstå från sin rätt har möjlighet till detta efter anmälan till regeringen. Rätten upphör i sådant fall efter viss tid (14 §).

Om koncessionshavaren åsidosätter för koncessionen gällande villkor eller för ledningens drift gällande säkerhetsbestämmelse kan koncessionen återkallas. Detsamma gäller om koncessionshavaren inte uppfyller förpliktelse som åvilar honom eller henne enligt denna lag. Möjlighet att återkalla koncession finns även i det fall koncessionshavaren under tre år i följd inte haft ledningen i bruk (15 §). Om koncessionen upphör att gälla skall återställningsåtgärder vidtas om detta är påkallat från allmän eller enskild synpunkt (16 §). Krävs det för att återställningsåtgärderna skall kunna utföras att annans mark tas i anspråk

får den myndighet som regeringen bestämmer besluta att tillträde till marken skall lämnas under viss tid (18 §).

Bedrivs verksamheten enligt rörledningslagen på ett sådant sätt att det uppkommer uppenbar fara för allmänt eller enskilt intresse kan den myndighet som regeringen bestämmer förbjuda verksamhetens fortsatta bedrivande (20 §).

Om regeringen har tillåtit en ledning enligt rörledningslagen så kan inte dess framdragande eller användande förbjudas med stöd av miljöbalken (23 §).

6.2 Förhållandet till annan lagstiftning

6.2.1 Plan- och bygglagen

Lagen innehåller bestämmelser om planläggning av mark och vatten och om byggande. Bestämmelserna syftar till att med beaktande av den enskilda människans frihet främja en samhällsutveckling med jämlika och goda sociala levnadsförhållanden och en god och långsiktigt hållbar livsmiljö för människorna i dagens samhälle och för kommande generationer (1 kap. 1 §). Att planlägga användningen av mark och vatten är en kommunal angelägenhet – det s.k. kommunala planmonopolet (1 kap. 2 §).

Lokalisering av bebyggelse m.m.

Som grundregel för lokalisering av bebyggelse gäller att marken skall vara från allmän synpunkt lämplig för ändamålet. Bedömningen av lämpligheten sker vid planläggning eller i ärenden om bygglov eller förhandsbesked (1 kap. 6 §).

Mark- och vattenområden skall användas för det eller de ändamål för vilka områdena är mest lämpade med hänsyn till dels beskaffenhet och läge, dels föreliggande behov. Sådan användning som medför en från allmän synpunkt god hushållning har företräde. Bestämmelserna i 3 och 4 kap. miljöbalken skall tillämpas vid planläggning och i ärenden om bygglov och förhandsbesked. Dessutom skall enligt 5 kap. 3 § miljöbalken miljö kvalitetsnormer iakttas vid planering och planläggning (2 kap. 1 §).

Vid planläggning och beslut om bygglov m.m. skall, med beaktande av natur- och kulturvärden, en ändamålsenlig struktur och en estetiskt tilltalande utformning av bl.a. bebyggelse, kommunikationsleder och andra anläggningar främjas. Likaså skall en från social synpunkt god

livsmiljö, goda miljöförhållanden i övrigt samt en långsiktigt godushållning med mark och vatten och med energi och råvaror främjas. Även förhållandena i angränsande kommuner skall beaktas. Varken planläggning eller beslut om bl.a. bygglov får medverka till att en miljö kvalitetsnorm enligt 5 kap. miljöbalken överträds (2 kap. 2 §).

Bebyggelse skall lokaliseras till mark som är lämpad för ändamålet med hänsyn till bl.a. de boendes och övrigas hälsa, möjligheterna att förebygga vatten- och luftföroreningar samt bullerstörningar. Dessutom skall bebyggelse och anläggningar som för sin funktion kräver tillförsel av energi lokaliseras på ett sätt som är lämpligt med hänsyn till energiförsörjningen och energihushållningen (2 kap. 3 §). Inom områden med sammanhållen bebyggelse ställs särskilda krav på bebyggelsemiljöns utformning (2 kap. 4 §).

Krav på byggnader m.m.

Placering och utformning av byggnader skall göras på ett sätt som är lämpligt med hänsyn till stads- eller landskapsbilden och till natur- och kulturvärdena på platsen (3 kap. 1 §) och så att de eller deras användning inte medför betydande olägenheter för omgivningen (3 kap. 2 §). Kraven på byggnader gäller i viss utsträckning även andra anläggningar, t.ex. bergrum för lagring av bl.a. flytande naturgas (3 kap. 14 §).

Översiktsplan

Varje kommun skall ha en aktuell översiktsplan som omfattar hela kommunen. Planen skall ge vägledning för beslut om användningen av mark- och vattenområden samt om hur den byggda miljön skall utvecklas och bevaras. Översiktsplanen är inte bindande för myndigheter och enskilda (1 kap. 3 §). Översiktsplanen skall innehålla en redovisning av de allmänna intressena enligt 2 kap. plan- och bygglagen och de miljö- och riskfaktorer som bör beaktas vid beslut om användningen av mark- och vattenområden. Därvid skall riksintressen enligt 3 eller 4 kap. miljöbalken anges särskilt. Av planen skall framgå bl.a. grunddragen i fråga om den avsedda användningen av mark- och vattenområden och hur kommunen avser att tillgodose de redovisade riksintressena och iaktta gällande miljö kvalitetsnormer (4 kap. 1 §). Vid upprättande av översiktsplanen skall kommunen samråda med bl.a. länsstyrelsen (4 kap. 3 §). Länsstyrelsen skall under samrådet särskilt ta till vara och samordna statens intressen genom att bl.a. ge råd om miljöfaktorer som bör beaktas och verka för att riksintressen enligt 3 kap. och 4 kap.

miljöbalken tillgodoses (4 kap. 5 §). Planförslaget skall ställas ut (4 kap. 6 §) och länsstyrelsen skall avge ett granskningsyttrande över förslaget (4 kap. 9 §). Översiktsplanen antas av kommunfullmäktige (4 kap. 11 §).

Detaljplan

I detaljplanen sker den rättsliga regleringen av markens användning och av bebyggelsen inom kommunen. Planen får endast omfatta en begränsad del av kommunen (1 kap. 3 §). Detaljplan skall finnas för ny sammanhållen bebyggelse, ny enstaka byggnad som t.ex. får betydande inverkan på omgivningen och inte prövas genom bygglov etc. samt bebyggelse som skall förändras eller bevaras, om regleringen behöver ske i ett sammanhang. Dessutom skall detaljplan finnas för vissa andra anläggningar än byggnader som kräver bygglov. Kommunen behöver inte upprätta detaljplan om tillräcklig reglering skett genom områdesbestämmelser (5 kap. 1 §).

I detaljplanen skall redovisas och till gränserna anges bl.a. allmänna platser och kvarterersmark (5 kap. 3 §). I planen får dessutom bestämmelser meddelas om bl.a. i vad mån åtgärder kräver bygglov, byggnaders användning och placering. Dessutom får bestämmelser meddelas om bl.a. markreservat för allmänna ledningar och energianläggningar (5 kap. 7 §). Med energianläggningar avses bl.a. undercentraler, värmeväxlare och på marken förlagda anläggningar för värmelagring eller värmeproduktion. I planen får även införas bestämmelser om skyddsanordningar för att motverka störningar från omgivningen och, om det finns särskilda skäl, högsta tillåtna värden för störningar genom luftförorening, buller etc.

I detaljplanen får även bestämmas att bygglov inte skall lämnas till åtgärder som innebär väsentlig ändring av markens användning förrän viss energianläggning etc. för vilken kommunen inte skall vara huvudman har kommit till stånd (5 kap. 8 §).

Detaljplanen antas som huvudregel av kommunfullmäktige (5 kap. 29 §).

Områdesbestämmelser

För begränsade områden av kommunen som inte omfattas av detaljplan får områdesbestämmelser antas om det behövs för att syftet med översiktsplanen skall uppnås eller för att säkerställa att riksintressen enligt 3 eller 4 kap. miljöbalken tillgodoses (1 kap. 3 §). Förfarandet vid upprättande av områdesbestämmelser är i huvudsak desamma som vid upprättande av detaljplan. Områdesbestämmelserna antas som huvudregel av kommunfullmäktige (5 kap. 33 §).

Fastighetsplaner

Fastighetsplaner kan antas för att underlätta genomförandet av detaljplaner (1 kap. 3§). Regler om sådana planer finns i kapitel 6.

Regionplaner

Regionplaner kan antas för att samordna flera kommuners planläggning (1 kap. 3§). Bestämmelser om regionplaner finns i kapitel 7.

Bygglov, rivningslov och marklov

I kapitel 8 finns bestämmelser om bygglov m.m. Bygglov krävs som huvudregel bl.a. för att uppföra byggnader och göra tillbyggnader (8 kap. 1 §). För andra anläggningar än byggnader krävs bygglov för att bl.a. anordna tunnlar eller berggrum som inte är avsedda för tunnelbana eller gruvdrift (8 kap. 2 §).

Inom områden med detaljplan krävs i vissa fall, om inte annat bestämts i planen, marklov för schaktning eller fyllning. Kommunen har även möjlighet att i detaljplan besluta att marklov skall krävas för att fälla träd eller plantera skog. Möjlighet finns också för kommunen att i områdesbestämmelser besluta att marklov skall krävas för att bl.a. schakta, fälla träd och plantera skog inom områden som exempelvis ligger i närheten av befintliga eller planerade anläggningar för t.ex. kärnreaktorer, andra kärnenergianläggningar eller andra anläggningar som kräver ett skydds- eller säkerhetsområde m.m. (8 kap. 9 §).

Bygglov skall i princip beviljas om exempelvis en byggnad inte strider mot detalj- eller fastighetsplan och kraven i 3 kap. 1, 2 och 10–18 §§ är uppfyllda. Bygglov kan lämnas även för åtgärder som innebär mindre avvikelser från detaljplanen eller fastighetsplanen om avvikelserna är förenliga med syftet med planen (8 kap. 11 §).

Avser ansökan åtgärder inom områden som inte omfattas av detaljplan skall i princip bygglov beviljas om kraven i andra kapitlet är uppfyllda, åtgärden inte skall föregås av detaljplaneläggning på grund av bestämmelserna i 5 kap. 1 §, inte strider mot områdesbestämmelserna och kraven i 3 kap. 1, 2 och 10–18 §§ är uppfyllda. Bygglov får beviljas även om åtgärden innebär en mindre avvikelse från områdesbestämmelserna förutsatt att avvikelserna är förenliga med bestämmelsernas syfte (8 kap. 12 §).

Statlig kontroll

Kommunens beslut att anta, ändra eller upphäva en detaljplan eller områdesbestämmelser skall prövas av länsstyrelsen om det kan befaras att beslutet innebär att ett riksintresse enligt 3 eller 4 kap. miljöbalken inte tillgodoses, att regleringen av sådana frågor om användningen av mark- och vattenområden som angår flera kommuner inte har samordnats på ett lämpligt sätt, att en miljö kvalitetsnorm enligt 5 kap. miljöbalken inte iakttas eller att en bebyggelse annars blir olämplig med hänsyn till de boendes och övrigas hälsa eller till behovet av skydd mot olyckshändelser (12 kap. 1 §). Om det föreligger något sådant förhållande skall länsstyrelsen upphäva beslutet (12 kap. 3 §). Finns särskilda skäl får länsstyrelsen eller regeringen för ett visst område förordna att 12 kap. 1–3 §§ skall tillämpas på beslut att lämna lov eller förhandsbesked (12 kap. 4 §). Regeringen kan även pröva ett beslut att anta, ändra eller upphäva en regionplan. Prövningen får dock endast avse frågan huruvida planen tillgodoser riksintressen enligt 3 och 4 kap. miljöbalken (12 kap. 5§). Regeringen har också möjlighet att förelägga en kommun att anta, ändra eller upphäva en detaljplan eller områdesbestämmelser om det behövs för att tillgodose bl.a. riksintressen (12 kap. 6 §).

6.2.2 Miljöbalken

Miljöbalken trädde i kraft den 1 januari 1999 och ersätter bl.a. naturresurslagen, naturvårdslagen och miljöskyddslagen. Balken, som består av 33 kapitel, innehåller endast de grundläggande miljöbestämmelserna. Med stöd av miljöbalken har ett antal förordningar och föreskrifter meddelats.

I första kapitlet finns bestämmelser om bl.a. miljöbalkens mål. Sålunda anges att miljöbalkens mål är att främja en hållbar utveckling och på så sätt tillförsäkra nuvarande och kommande generationer en hälsosam och god livsmiljö. Vidare sägs att en hållbar utveckling bygger på

insikten att naturen har ett skyddsvärde och att människans rätt att förändra och bruka naturen är förenad med ett ansvar för att förvalta naturen väl. Det anges också att miljöbalken skall tillämpas på ett sådant sätt att t.ex. människors hälsa och miljön skyddas mot störningar och att återanvändning och återvinning liksom annan hushållning med bl.a. energi främjas så att ett kretslopp kan uppnås (1 kap. 1 §).

Bestämmelserna i första kapitlet är av grundläggande betydelse vid tolkningen av de materiella bestämmelserna i miljöbalken inte minst de allmänna hänsynsreglerna (kapitel 2). Balkens bestämmelser skall tillämpas på ett sådant sätt att dess mål och syfte bäst tillgodoses. Råder det tveksamhet om vad som bör beslutas eller göras skall det väljas som mest sannolikt gynnar en hållbar utveckling. Miljöbalken gäller som huvudregel parallellt med annan lag även om denna innehåller regler till skydd för miljön.

Andra kapitlet innehåller bl.a. de allmänna hänsynsreglerna. Dessa är tillämpliga på all verksamhet och alla åtgärder av betydelse för miljöbalkens mål. Bestämmelserna gäller parallellt med annan lag om det inte särskilt föreskrivs att balkens regler inte skall tillämpas på verksamheten i fråga (se t.ex. 23 § rörledningslagen).

Vid prövning av frågor om bl.a. tillstånd och godkännande samt vid tillsyn har bl.a. den som bedriver verksamhet bevisbördan för att kapitlets bestämmelser tillämpas. Bevisbördans placering innebär med andra ord att det är den som vidtar en åtgärd som skall bevisa att hänsynsreglerna uppfylls (2 kap. 1 §).

Den som bl.a. bedriver verksamhet eller vidtar en åtgärd är skyldig att skaffa sig den kunskap som behövs för att undvika skador på människors hälsa och på miljön, s.k. kunskapskravet, (2 kap. 2 §).

Så snart det finns skäl att anta att en verksamhet eller åtgärd kan medföra skada eller olägenhet för människors hälsa eller på miljön skall vissa försiktighetsmått vidtas. Sålunda skall bl.a. den som bedriver en verksamhet utföra de skyddsåtgärder, iaktta de begränsningar och vidta de försiktighetsmått i övrigt som behövs för att förebygga, hindra eller motverka att verksamheten medför skada eller olägenhet för människors hälsa eller miljön. Är det fråga om yrkesmässig verksamhet skall, i samma syfte, bästa möjliga teknik användas (2 kap. 3 §).

Lokaliseringsprincipen kommer till uttryck i 2 kap. 4 §. Enligt denna bestämmelse skall, om verksamheten eller åtgärden tar i anspråk mark eller vattenområden annat än helt tillfälligt, platsen väljas med hänsyn till 1 kap. 1 §, 3 kap. och 4 kap. miljöbalken. Dessutom gäller att en sådan plats skall väljas så att ändamålet med verksamheten och åtgärden kan uppnås med minsta intrång och olägenhet för människors hälsa och miljön.

Hushållnings- och kretsloppsprinciperna återges i 2 kap. 5 §. Enligt denna regel skall alla som bedriver verksamhet eller vidtar en åtgärd hushålla med råvaror och energi samt utnyttja möjligheterna till återanvändning och återvinning. Dessutom anges att i första hand förnybara energikällor (främst biomassa, solenergi och vindkraft) skall användas.

Enligt produktvalsprincipen, vilken återges i 2 kap. 6 §, skall den som bl.a. bedriver verksamhet undvika att använda eller sälja kemiska produkter eller biotekniska organismer som kan innebära risk för människors hälsa eller för miljön, om produkten kan ersättas av andra, mindre farliga produkter. Detsamma gäller för varor som innehåller eller har behandlats med en kemisk produkt eller bioteknisk organism.

I 2 kap. 7 § återges skälighetsregeln. Regeln innebär att kraven på hänsyn enligt 2 kap 2–6 §§ gäller i den utsträckning det inte kan anses orimligt att uppfylla dem. Vid bedömningen skall särskilt beaktas nyttan av skyddsåtgärder och andra försiktighetsmått jämfört med kostnaderna för sådana åtgärder. Avvägningen får dock inte medföra att en miljökvalitetsnorm enligt kapitel 5 åsidosätts.

Om det har uppstått en skada eller olägenhet för miljön så har den som bedrivit den verksamhet eller vidtagit den åtgärd som orsakat skadan eller olägenheten ansvaret för att skadan eller olägenheten avhjälpas. Ansvaret kvarstår till dess skadan etc. har avhjälpas. Omfattningen av ansvaret regleras närmare i kapitel 10 (2 kap. 8 §).

Den s.k. stoppregeln finns i 2 kap. 9 §. Enligt denna får verksamhet eller åtgärd som kan befaras leda till väsentliga skador på människors hälsa eller miljön – trots att de skyddsåtgärder som kan krävas har vidtagits – bedrivs endast om det finns särskilda skäl. Verksamhet som medför risk för att ett stort antal människor får sina levnadsförhållanden väsentligt försämrade eller att miljön försämras avsevärt får inte bedrivs. Bestämmelsen gäller dock inte om regeringen har tillåtit verksamheten enligt reglerna i kapitel 17.

Även om det finns risk för att ett stort antal människor får sina levnadsförhållanden väsentligt försämrade så kan regeringen, enligt 2 kap. 10 §, tillåta verksamheten om denna är av synnerlig betydelse från allmän synpunkt. Om regeringen meddelar dispens så har den möjlighet att förena beslutet med villkor för att tillgodose allmänna intressen. Kan det befaras att verksamheten försämrar det allmänna hälsotillståndet får dock inte ens regeringen meddela tillstånd

I kapitel 3 finns de grundläggande bestämmelserna för hushållning med mark- och vattenområden. Bestämmelserna skall tillämpas vid mål och ärenden enligt balken, vid fysisk planering enligt plan- och bygglagen och vid prövning av tillstånd enligt flera andra författningar.

Enligt 3 kap. 1 § skall mark- och vattenområden användas för det eller de ändamål för vilka områdena är mest lämpade med hänsyn till

beskaffenhet, läge och föreliggande behov. Företräde skall ges en sådan användning som medför en från allmän synpunkt god hushållning.

När fråga uppkommer om att använda mark måste en avvägning göras mellan å ena sidan intresset av att bevara t.ex. markområdet för framtiden och å andra sidan värdet av att ta den i anspråk. Vid bedömningen av den lämpligaste användningen av ett område bör utgångspunkten vara att främja en hållbar utveckling. Stora mark- och vattenområden som inte har påverkats eller är obetydligt påverkade av exploateringsföretag eller andra ingrepp i miljön, skall så långt det är möjligt skyddas mot åtgärder som kan påtagligt påverka deras karaktär (3 kap. 2 §). I 3 kap. 3–9 §§ finns regler för mark- och vattenområden som har olika skyddsbehov, t.ex. för att de är känsliga från ekologisk synpunkt. Områden med skyddsbehov skall så långt det är möjligt skyddas mot åtgärder som kan skada dessa intressen. Om området är av riksintresse är skyddet i princip absolut.

Fjärde kapitlet innehåller bestämmelser för hushållning med mark och vatten för vissa områden i landet. I kapitlet anges de geografiska områden som är av riksintresse med hänsyn till de natur- och kulturvärden som finns i området (4 kap. 2–7 §§). Bestämmelserna syftar till att skydda dessa värden mot exploateringsföretag och andra ingrepp i miljön som påtagligt kan skada områdenas bevarandevärden. Bestämmelserna skall tillämpas vid prövning av mål och ärenden enligt såväl miljöbalken som de lagar som anges i 1 kap. 2 §. Områdena av riksintresse är bl.a. vissa kust- och fjällområden, vissa älvar och vattendrag samt Öland och Gotland. Bestämmelserna får dock inte medföra att t.ex. utvecklingen av befintliga tätorter eller av det lokala näringslivet förhindras.

Bestämmelser om bl.a. *miljökvalitetsnormer* finns i kapitel 5. Miljökvalitetsnormer är föreskrifter, meddelade av regeringen, om viss lägsta miljökvalitet för mark, vatten, luft eller miljön i övrigt inom ett geografiskt område. Normen skall ange de förorenings- eller störningsnivåer som människor eller miljön kan belastas med utan fara för betydande eller påtagliga olägenheter. Miljökvalitetsnormerna skall grundas på vetenskapliga kriterier.

Myndigheter och kommuner skall i sin verksamhet – t.ex. vid prövning av tillstånd, tillsynsutövning och när föreskrifter meddelas – säkerställa att de miljökvalitetsnormer som har meddelats enligt föreskrifterna uppfylls. De skall även beakta normerna vid planering och planläggning. Detta innebär att bl.a. planläggning skall göras på ett sådant sätt att möjligheterna att uppfylla normerna underlättas. Hur miljökvalitetsnormer kan uppfyllas bör framgå av översikts- och detaljplaner samt områdesbestämmelser.

Tillstånd får inte meddelas för en ny verksamhet som medverkar till att en miljö kvalitetsnorm överträds. Verksamheten kan emellertid tillåtas om verksamhetsutövaren vidtar sådana åtgärder att olägenheterna från annan verksamhet upphör eller minskar, så att möjligheterna att uppfylla miljö kvalitetsnormen ökar i inte obetydlig utsträckning (16 kap. 5 §).

Kapitel 6 innehåller bestämmelser om bl.a. *miljökonsekvensbeskrivningar*. En sådan skall, om regeringen inte föreskriver annat, ingå i ansökan om tillstånd enligt 9, 11 och 12 kap. miljöbalken eller enligt föreskrifter som har meddelats med stöd av balken. Även vid regeringens tillåtlighetsprövning enligt 17 kap. (t.ex. avseende vissa anläggningar för lagring av naturgas) skall det finnas en miljökonsekvensbeskrivning. Därutöver har regeringen i vissa fall möjlighet att föreskriva att en miljökonsekvensbeskrivning skall finnas med vid prövningen av bl.a. dispensärenden eller andra ärenden enligt balken (6 kap. 1 §).

Syftet med en miljökonsekvensbeskrivning är att identifiera och beskriva de effekter som en planerad verksamhet eller åtgärd kan medföra dels på t.ex. människor och miljön, dels på bl.a. hushållningen med mark och vatten och dels på annan hushållning med exempelvis råvaror och energi. Ett annat syfte är att möjliggöra en samlad bedömning av dessa effekter på människors hälsa och miljön (6 kap. 3 §).

Den som t.ex. avser att bedriva verksamhet som kräver tillstånd skall tidigt samråda med länsstyrelsen och enskilda som kan antas bli särskilt berörda. Före samrådet skall länsstyrelsen m.fl. underrättas om den planerade verksamhetens lokalisering, omfattning och utformning samt dess förutsedda miljöpåverkan. Samrådet skall ske innan ansökan görs och den miljökonsekvensbeskrivning som krävs enligt 6 kap. 1 § upprättas. Efter samrådet skall länsstyrelsen besluta om verksamheten etc. kan antas medföra en betydande miljöpåverkan (6 kap. 4 §). Anser länsstyrelsen att så är fallet skall en miljökonsekvensbedömning genomföras. Vid ett sådant förfarande skall samråd ske med övriga berörda statliga myndigheter, de kommuner, den allmänhet och de organisationer som kan antas bli berörda. Samrådet skall avse dels verksamhetens etc. lokalisering, omfattning, utformning och miljöpåverkan, dels innehåll och utformning av miljökonsekvensbeskrivningen (6 kap. 5 §). Om det kan antas att verksamheten kan medföra betydande miljöpåverkan i annat land skall det landets ansvariga myndigheter informeras (6 kap. 6 §). Medför verksamheten en betydande miljöpåverkan skall miljökonsekvensbeskrivningen innehålla de uppgifter som behövs för att syftet enligt 6 kap. 3 § skall uppfyllas. Beskrivningen skall i sådant fall innehålla uppgifter om verksamhetens etc. lokalisering, utformning och omfattning och om de åtgärder som planeras för att skadliga verkningar skall kunna undvikas m.m. Den skall även innehålla de uppgifter som krävs för att påvisa och bedöma den huvudsakliga

inverkan på människors hälsa, miljön och hushållningen med bl.a. mark och vatten som verksamheten etc. kan antas medföra. Även en redovisning av eventuella alternativa platser m.m. tillsammans med bl.a. en beskrivning av konsekvenserna av att verksamheten etc. inte kommer till stånd skall finnas med i beskrivningen. Medför verksamheten etc. inte en betydande miljöpåverkan skall miljökonsekvensbeskrivningen innehålla de ovannämnda uppgifterna endast i den utsträckning som behövs med hänsyn till verksamhetens art och omfattning (6 kap. 7 §).

Den myndighet som prövar ansökan i ett mål etc. skall genom ett särskilt beslut eller i samband med att målet etc. avgörs ta ställning till om miljökonsekvensbeskrivningen uppfyller kraven i kapitel 6. När myndigheten prövar ansökan skall den beakta innehållet i beskrivningen och resultatet av samrådet m.m. (6 kap. 9 §).

6.2.3 Väglagen

Väglagen gäller endast allmän väg. Enligt 44 § krävs väghållningsmyndighetens medgivande för att inom ett vägområde dels dra elektriska ledningar, vattenledningar eller andra ledningar, dels för att utföra arbeten på befintlig ledning. Medgivande behövs dock inte om tillstånd har meddelats enligt annan lag eller författning och anmälan om arbetet har gjorts hos väghållningsmyndigheten. Myndigheten har befogenhet att meddela de föreskrifter om arbetets bedrivande m.m. som behövs med hänsyn till vägens bestånd, drift eller brukande.

Under vissa förutsättningar får brådsakande arbete påbörjas utan tillstånd eller anmälan. Väghållningsmyndigheten skall i så fall underrättas snarast.

6.2.4 Lagen (1988:950) om kulturminnen m.m.

I lagen, som innehåller bestämmelser om bl.a. fornminnen, byggnadsminnen och kyrkliga kulturminnen, anges att det är en nationell angelägenhet att vår kulturmiljö skyddas och vårdas. Alla, såväl enskilda som myndigheter, har ansvar för att vården och skyddet av kulturmiljön kommer till stånd. Den som utför ett arbete etc. skall se till att skador på kulturmiljön såvitt möjligt undviks eller begränsas (1 kap. 2 §).

Bestämmelser om fornminnen finns i kapitel 2. Där anges bl.a. att alla fasta fornlämningar är skyddade enligt lagen. Fasta fornlämningar är lämningar efter människors verksamhet under forna tider, som har tillkommit genom äldre tiders bruk och som är varaktigt övergivna såsom gravar och resta stenar (2 kap. 1 §). Till en fast fornlämning hör ett

så stort område på marken eller på sjöbotten som behövs för att bevara fornlämningen och ge den ett tillräckligt utrymme med hänsyn till dess art och betydelse, s.k. fornlämningsområde (2 kap. 2 §).

Det är förbjudet att utan tillstånd, enligt kapitel 2, rubba, ta bort, gräva ut, täcka över eller genom bebyggelse, plantering eller på annat sätt ändra eller skada en fast fornlämning (2 kap. 6 §). Tillstånd krävs bl.a. för sådana annars normala och tillståndsfria åtgärder som plöjning, om en fornlämning kan skadas av arbetet.

Riksantikvarieämbetet och länsstyrelsen får vidta de åtgärder som behövs för att skydda och vårda en fast fornlämning t.ex. flytta eller inhägnad denna (2 kap. 7 §). En annan möjlighet som länsstyrelsen har är att meddela särskilda föreskrifter till skydd för en fast fornlämning. Länsstyrelsen har även rätt att fridlysa platsen där ett fornfynd har påträffats intill dess en vetenskaplig undersökning har genomförts. Förutsättningen för fridlysning är dock att någon väsentlig olägenhet inte uppstår (2 kap. 9 §).

Den som har för avsikt att uppföra en byggnad, anläggning etc. bör i god tid ta reda på om det finns någon fast fornlämning som kan beröras av planen. Påträffas en fornlämning under grävning etc. skall arbetet omedelbart avbrytas till den del fornlämningen berörs och anmälan göras till länsstyrelsen (2 kap. 10 §).

Länsstyrelsen kan, om det är fråga om en planerad exploatering av ett större markområde, besluta om en särskild utredning. Som sådan exploatering räknas bl.a. anläggning för energiförsörjning (2 kap. 11 §). Ansökan om tillstånd till ingrepp i fornlämning (rubba, förändra eller ta bort) görs hos länsstyrelsen. Länsstyrelsen får meddela tillstånd till ingrepp endast om fornlämningen medför hinder eller olägenhet som inte står i rimligt förhållande till fornlämningens betydelse. Om någon annan än markägaren eller ägaren av vattenområdet ansöker om tillstånd skall länsstyrelsen avslå ansökan om ägaren motsätter sig åtgärden och det inte finns några synnerliga skäl att bifalla ansökningen (2 kap. 12 §).

Länsstyrelsen får som villkor för tillstånd enligt 2 kap. 12 § ställa skäligena krav på särskild undersökning för att dokumentera fornlämningen och ta till vara fornfynd eller på särskilda åtgärder för att bevara fornlämningen. Länsstyrelsen har också, om det behövs för att få ett tillfredställande underlag för prövningen eller för att bedöma behovet av att ställa krav på särskild undersökning, möjlighet att inför prövning av tillstånd enligt 2 kap. 12 §, besluta om en arkeologisk förundersökning av fornlämningen (2 kap. 13 §).

Den som med uppsåt eller av oaktsamhet olovligen t.ex. rubbar, tar bort eller gräver ut en fast fornlämning kan dömas till ansvar (2 kap. 21 §). Likaså kan den som inte gör en anmälan enligt 2 kap. 10 § göra sig skyldig till brott (2 kap. 21 a §).

Länsstyrelsen får under vissa förutsättningar förklara bl.a. byggnad, park och trädgård för byggnadsminne (3 kap. 1 §). Är det så att ett bi-behållande av ett byggnadsminne, t.ex. en park, medför hinder, olägenhet eller kostnad som inte står i rimligt förhållande till dess betydelse, får länsstyrelsen jämka skyddsföreskrifterna eller häva byggnadsminnesförklaringen. Likaså får länsstyrelsen häva en byggnadsminnesförklaring som framstår som ändamålslös (3 kap. 15 §). Även regeringen kan, om den ger tillstånd till expropriation som rör byggnaden eller kringliggande område och byggnadsminnesförklaringen eller skyddsföreskrifterna inte kan bestå utan olägenhet för expropriationsändamålet, häva en byggnadsminnesförklaring eller jämka skyddsföreskrifter (3 kap. 15 §).

6.2.5 Lagen (1966:314) om kontinentalsockeln

Lagen stiftades ursprungligen med anledning av konventionen om kontinentalsockeln, dagtecknad i Geneve den 29 april 1958. Enligt konventionen utövar varje stat suveräna rättigheter över den utanför territorialgränsen liggande delen av sockeln, såvitt gäller utforskandet och tillgodörandet av dess tillgångar.

I lagen definieras kontinentalsockeln som havsbotten och dess underlag inom allmänt vattenområde samt inom det havsområde utanför Sveriges territorialgräns som regeringen bestämmer i enlighet med 1958 års konvention (1 §). Staten har ensamrätt att utforska kontinentalsockeln och att utvinna dess naturtillgångar (2 §). Regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer kan dock ge andra än staten tillstånd att utforska kontinentalsockeln och att utvinna naturtillgångar från denna. Möjlighet finns också för regeringen att föreskriva att vissa slag av verksamheter får bedrivas utan tillstånd (3 §). Bestämmelserna i 2 kap., 5 kap. 3 § och 16 kap. 5 § och, i vissa fall, 3 och 4 kap. miljöbalken skall tillämpas vid prövningen av tillstånd att utforska kontinentalsockeln eller att utvinna naturtillgångar från den. I ansökan om tillstånd att genom borrning eller sprängning utforska kontinentalsockeln eller att utvinna naturtillgångar från den skall en miljökonsekvensbeskrivning ingå (3 a §).

Ett tillstånd skall förenas med de villkor som behövs för att skydda allmänna intressen och enskild rätt (4 §). Möjlighet finns att, i vissa fall, förena tillståndet med ytterligare eller ändrade villkor (4 a §). Under vissa förutsättningar kan tillståndet återkallas (5 §). Skyldighet att vidta återställningsåtgärder regleras i 5 a §.

Bestämmelser om säkerhetszon för att skydda anläggning för utforskande av kontinentalsockeln eller utvinning av naturtillgångar finns i 6 §.

Inom anläggning och säkerhetszon utanför territorialgränsen tillämpas svensk lag. Undantag gäller dock för bestämmelserna i minerallagen och jakt- och fiskelagstiftningen. Normalt skall inte någon tillståndsprövning enligt miljöbalken ske för utforskning och utvinning inom anläggning och säkerhetszon utanför territorialgränsen om verksamheten har tillståndsprövats av regeringen enligt kontinentalsockellagen (10 §). Gäller ett tillstånd enligt kontinentalsockellagen en verksamhet som skall bedrivas utanför territorialgränsen så får regeringen, under vissa förutsättningar, som villkor för tillståndet ange att tillståndsprövning enligt 9 kap. miljöbalken skall ske (10 a §).

För att lägga bl.a. rörledningar på kontinentalsockeln utanför territorialgränsen krävs tillstånd av regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer. Ett tillstånd skall förenas med de villkor som behövs för att dels möjliggöra bl.a. utforskning av kontinentalsockeln, dels förhindra, begränsa och kontrollera föroreningar från rörledningar och dels skydda möjligheten att använda och reparera redan befintliga rörledningar etc. (15 a §). Detta gäller dock inte vid utläggande av bl.a. rörledningar i syfte att utforska kontinentalsockeln etc. (15 b §).

6.2.6 Lagen (1988:868) om brandfarliga och explosiva varor

Lagen innehåller bestämmelser om hantering och import av brandfarliga och explosiva varor. Syftet med lagen är att dels hindra att varorna orsakar brand eller explosion som inte är avsedd, dels att förebygga och begränsa skador på liv, hälsa, miljö eller egendom genom brand eller explosion vid hanteringen av sådana varor (1 §). Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om vilka varor som skall anses vara brandfarliga eller explosiva (2 §).

Byggnader och andra anläggningar där brandfarliga eller explosiva varor hanteras samt anordningar för hantering av sådana varor, skall dels vara inrättade så att de är betryggande från brand- och explosionsynpunkt, dels vara förlagda på sådant avstånd ifrån omgivningen som behövs med hänsyn till hanteringen. Detta gäller även områden med sådana byggnader, anläggningar och anordningar (6 §).

Den som hanterar brandfarliga eller explosiva varor skall vidta de åtgärder och de försiktighetsmått som behövs för att förhindra oavsiktlig brand eller explosion och för att förebygga och begränsa skador på liv, hälsa, miljö eller egendom genom brand eller explosion (7 §). I vissa fall

ställs det krav på att den som hanterar brandfarliga eller explosiva varor skall ha viss kompetens (8 §).

Den som yrkesmässigt hanterar brandfarliga eller explosiva varor skall se till att det finns tillfredställande utredning om riskerna för brand eller explosion i verksamheten och om de skador som kan uppkomma. Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer har möjlighet att meddela närmare föreskrifter om utredningsskyldigheten (9 §).

Den som bl.a. importerar eller överlåter brandfarliga eller explosiva varor är skyldig att lämna viss varuinformation. Närmare föreskrifter om informationen får meddelas av regeringen eller av den myndighet som regeringen bestämmer (10 §).

Det krävs tillstånd för att hantera eller importera explosiva varor och för att yrkesmässigt eller i större mängd hantera brandfarliga varor (11 §). Enligt 20 § förordningen (1988:1145) om brandfarliga och explosiva varor krävs inte tillstånd för att hantera brandfarliga varor som transporteras i sådan rörledning för vilken koncession har meddelats enligt rörledningslagen. I vissa fall får regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer förbjuda hantering eller import av en brandfarlig eller explosiv vara (12 §).

6.2.7 Sprängämnesinspektionens naturgasföreskrifter, Sprängämnesinspektionens allmänna råd till föreskrifterna (SÄIFS 1996:8)

Sprängämnesinspektionen har, med stöd av 41 § förordningen (1988:1145) om brandfarliga och explosiva varor, bemyndigats att meddela föreskrifter enligt 6–11 §§ lagen om brandfarliga och explosiva varor samt att besluta om förbud enligt 12 § samma lag. Inspektionen har bl.a. utfärdat *Sprängämnesinspektionens naturgasföreskrifter och allmänna råd till föreskrifterna (SÄIFS 1996:8)*. Föreskrifterna gäller utformning, anläggande och drift av ledningssystem för naturgas i gasfas överstigande 4 bar övertryck (kapitel 1). Ledningssystemet skall bl.a. vara förlagt så att det kan övervakas och underhållas på ett från skyddssynpunkt ändamålsenligt och betryggande sätt. Systemet skall även vara försett med skyddsanordningar mot brand och explosion och i största möjliga utsträckning vara skyddat mot yttre påverkan. Innan anläggningsarbeten påbörjats skall ledningsägarens kvalitetssystem för dessa ha godkänts av Sprängämnesinspektionen (kapitel 3). Särskilda krav ställs på material för rör m.m. samt dimensionering (kapitel 4).

Ledningar skall vara förlagda i marken på ett sådant sätt att de är skyddade mot skadlig påverkan från markrörelser, erosion och andra yttre påkänningar. Sprängämnesinspektionen skall i vissa fall godkänna

det tekniska utförandet. Ledningarna skall också ha betryggande skydd mot korrosion. Skyddet skall bestå dels av katodiskt skydd, dels av utvändigt beläggning (5.2).

Området längs en gasledning delas in i zoner. Med hjälp av en zonklassningsenhet (ett 1 600 meter långt och 400 meter brett område) bestäms zontillhörigheten. Zonerna delas in i fyra olika klasser: A, B, C och D. Skyddskraven är lägst i zonklass A och högst i zonklass D. Vid indelningen i klasser beaktas dels rådande befolkningstäthet, bebyggelse och andra förhållanden inom zonen, dels vad som med tillfredsställande grad av säkerhet kan antas i fråga om områdets användning inom överskådlig tid, dvs. 10–15 år. I zonklass A får det finnas högst tio lägenheter (med lägenhet avses såväl bostadslägenhet som lägenhet för annat ändamål t.ex. affärslokal) belägna i ett eller flera hus. I zon B får det finnas 11 till 45 lägenheter. Som zon C klassas områden där det finns minst 46 lägenheter. Även enstaka byggnader och utomhusområden, t.ex. idrottsplatser inom 100 meter från ledningen, medför i vissa fall att området klassas som zon C. Detta gäller om det vid normal användning samtidigt vistas minst 20 personer där. Område där flertalet byggnader har fyra eller fler våningar ovan mark klassas som zon D (5.3).

I 5.4 finns regler om skyddsavstånd. Exempelvis skall avståndet från ledning i mark till byggnad – med byggnad avses alla byggnader – eller till närmaste gräns för område med förväntade grävningaktiviteter vara minst 25 meter. Ett sådant utomhusområde som nämnts ovan anses alltid som ett område med förväntade grävningaktiviteter. Det finns även föreskrifter om minsta avstånd mellan stationsanläggningar t.ex. MR-stationer och byggnader, vägar m.m. Sålunda är minsta avståndet mellan exempelvis en MR-station och grupp av bostadsbyggnader 50 meter. Inom tätbebyggt område medges högst det tryck som är tekniskt nödvändigt för att driva förbrukningsenheten.

Gasledning i bl.a. mark skall vara förlagd med ett täckningsdjup av minst 0,9 meter. Brukas marken skall gasledningen vara förlagd minst 0,3 meter under det största brukningsdjupet, varvid hänsyn skall tas till täckdikning o.d. (5.5). Förläggs ledningen i skog skall en trädfri gata behållas under ledningens livslängd. Gatan skall vara så bred, cirka sju meter, att den medger inspektion för att registrera och lokalisera läckor samt för att upptäcka om ledningsgraven eroderar (5.6).

Föreskrifter finns också om korsande ledningar, parallellförläggning av gasledning och kraftledning samt korsning mellan gasledning och väg m.m. (5.7–5.10). Gasledningen skall vara utmärkt med stolpar i terrängen. Stolparna skall placeras på synligt avstånd från varandra och vara försedda med uppgifter om gasledningens brukare och telefonnummer till bemannad station (5.11).

Gasförande installationer ovan mark skall, med vissa undantag, vara inhägnade (6.1). Inhägnaden skall bestå av ett minst två meter högt stängsel som är placerat minst två meter från anordning innanför detta. Installationerna skall även vara skyddade mot påkörning. Obevakade installationer skall vara försedda med anordning som hindrar obehörig manövrering av funktioner i ledningssystemet (6.2). – I allmänna råd till forskrifterna anges bl.a. att frågan om skydd mot sabotage ofta diskuteras och att en noggrann genomgång har visat att det är omöjligt att på ett rimligt sätt skydda ledningen med tillhörande utrustning från skador genom sabotage.

I kapitel 7 finns regler om kompressorstation. Vad gäller kontrollrumsbyggnad och byggnad eller byggnadsdel som innehåller gasinstallation skall den vara avskild i brandteknisk klass REI 60. Ett utrymme med gasinstallation skall dessutom vara ventilerat så att utläckande gas inte kan samlas där. Härutöver anges att avståndet mellan huvudgasledningens sträckning och kompressorbyggnad etc. skall vara minst 50 meter och att säkerhetsavståndet mellan olika funktionsdelar som kompressorbyggnad, kontrollrum och utlopp för stationens huvudavblåsning skall vara minst 25 meter. Vidare finns föreskrifter om säkerhetssystem, tömning m.m. En kompressorstation skall bl.a. vara försedd med ett system som gör det möjligt att upptäcka och lokalisera sådana fel inom stationsområdet som kan medföra fara.

Föreskrifter om mät- och reglerstationer s.k. MR-stationer finns i kapitel 8 och innehåller regler för bl.a. byggnaden, tryckreducering, skydd mot otillåten tryckhöjning och tömning. Liksom är fallet med kompressorstationer skall byggnad eller byggnadsdel som innehåller utrustning för tryckreducering vara avskild i brandteknisk klass REI 60. Likaså skall utrymme med reducerutrustning vara ventilerat så att utläckande gas inte kan samlas där. Regler om linjeventilstationer finns i kapitel 9. Där anges bl.a. att avståndet till närmaste linjeventil utmed gasledningen inte får överstiga viss längd, t.ex. 16 km i zon A och 4 km i zon D. Vidare finns föreskrifter om skyddsåtgärder vid manövrering och tömning.

Kapitel 10 innehåller regler om bl.a. kontroll av ledningar. Sålunda skall ledningen, innan försöksdrift påbörjas, undergå konstruktions-, tillverknings- och installationskontroll. Dessutom finns bestämmelser om revisionskontroll och återkommande kontroll.

I kapitel 11 anges krav som ställs på ledningsägaren. Ägaren skall bl.a. driva, underhålla, reparera och i förekommande fall ställa av gasledningen med tillhörande anordningar på ett från skyddssynpunkt ändamålsenligt och betryggande sätt. Kapitlet innehåller även bestämmelser om luktsättning av gas och om åtgärder som skall vidtas om indelningen av zoner förändras. Eventuella skador på ledningssystemet skall,

enligt kapitel 12, dokumenteras av ledningsägaren. Ägaren är även skyldig att informera Sprängämnesinspektionen om läckage som orsakat personskada etc.

6.2.8 Sprängämnesinspektionens föreskrifter om ändring i föreskrifterna (SÄIFS 1995:3) om tillstånd till hantering av brandfarliga gaser och vätskor, Sprängämnesinspektionens allmänna råd till föreskrifterna (SÄIFS 1997:3)

Sprängämnesinspektionen har med stöd av 3, 21, 29 och 41 §§ förordningen (1988:1145) om brandfarliga och explosiva varor bl.a. föreskrivit att tillstånd inte behövs för anläggande och drift av distributionssystem för bl.a. naturgas om:

1. driftrycket uppgår till högst 4 bar och
2. gasen distribueras från en central enhet exempelvis en mät- och reglerstation till flera abonnenter och
3. ett distributionsföretag ansvarar för att anläggning, drift och kontroll av systemet, dvs. distributionssystemet till och med förbrukningsstället exempelvis lågan, utförs enligt regler som utarbetats i samråd med Sprängämnesinspektionen samt
4. föreståndare är utsedd på samma sätt som anges i 36 och 37 §§ förordningen (1988:1145) om brandfarliga och explosiva varor (kapitel 1.3).

Bakgrunden till bestämmelsen i kapitel 1.3 är att med bibehållen skyddsnivå begränsa kravet på tillstånd. Genom föreskrifterna effektiviserar samhällets kontroll av skyddet mot brand och explosion. Distributionsföretagen påtar sig ett egenkontrollsystem som granskas – både till struktur och resultat – av myndigheterna. Det är myndigheterna som fastställer kravnivån.

6.3 Rätt att använda mark för gasledningar

För att få dra fram en gasledning över annans mark krävs att ledningsägaren har kommit överens med markägaren, eller någon form av tvångsupplåtelse. Ett avtal om nyttjanderätt till mark får träffas för högst 50 år. Inom detaljplanelagt område är dock tiden begränsad till 25 år. Kommer avtal inte till stånd kan ledningsägaren ansöka om ledningsrätt eller expropriation.

6.3.1 Ledningsrättslagen (1973:1144)

Den som för ledning vill utnyttja utrymme inom fastighet kan få rätt till det, s.k. ledningsrätt (1 §). Lagen gäller vissa slag av ledningar bl.a. gasledningar som tillgodoser ett allmänt behov, gagnar näringsverksamhet eller kommunikationsanläggning av betydelse för riket eller viss ort eller medför endast ringa intrång i jämförelse med nyttan (2 §). Med ledning avses, förutom själva ledningen, även sådana anordningar som behövs för dess funktion, exempelvis pumpstationer (3 §). Frågan om ledningsrätt prövas av lantmäterimyndigheten (39 §). Ledningsrätten omfattar, enligt vad som bestäms vid förrättningen, befogenhet att inom fastigheten vidta de åtgärder som behövs för att dra fram och använda ledningen (1 §). Ett beslut om ledningsrätt kan omprövas under vissa förutsättningar (33 §).

6.3.2 Expropriationslagen (1972:719)

Fastighet som inte ägs av staten får genom expropriation tas i anspråk med äganderätt, nyttjanderätt eller servitutsrätt (1 kap. 1 §). Expropriation får ske för att bl.a. tillgodose allmänt behov av elektrisk kraft eller annan drivkraft, vatten, värme eller likartad nyttighet etc. (2 kap. 3 §). Bestämmelsen omfattar bl.a. allmänna ledningar av olika slag, såsom gasledningar. Skall ledningen ingå i ledningsnät av betydelse för riket eller för viss ort eller är intrånget av ledningen ringa i jämförelse med nyttan av den, får expropriation ske även om det inte finns något allmänt behov av ledningen (2 kap. 3 §). Fråga om tillstånd till expropriation prövas av regeringen (3 kap. 1 §)

7 Huvuddragen i EG:s naturgasmarknadsdirektiv

Europaparlamentet och rådet antog den 22 juni 1998 direktivet 98/30/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas (naturgasmarknadsdirektivet). Syftet med direktivet är att upprätta den inre marknaden för naturgas. I direktivet finns gemensamma regler för bl.a. överföring, distribution, leverans och lagring av naturgas. Vidare finns där regler för naturgassektorns organisation och funktion och för tillträde till marknaden samt för drift av systemen. Förutom dessa bestämmelser innehåller direktivet ett omfattande och detaljerat regelverk. Medlemsstaterna skall senast den 10 augusti 2000 ha genomfört direktivet i nationell rätt. Direktivet återges i sin helhet i bilaga 2. I kapitlet ges en beskrivning av direktivet.

7.1 Direktivets ingress

I naturgasmarknadsdirektivets ingress anges bl.a. följande mål. Ett viktigt inslag i fullbordandet av den inre marknaden för energi är upprättandet av en konkurrensutsatt marknad för naturgas (punkt 3). Den inre marknaden för naturgas måste upprättas gradvis för att industrin på ett flexibelt och planerat sätt skall kunna anpassa sig till sin nya miljö och för att beakta att marknadsstrukturerna skiljer sig åt mellan medlemsstaterna (punkt 7). Tillträdet till systemet måste vara öppet, i enlighet med detta direktiv och detta måste leda till en tillräcklig, och där så är lämpligt, jämförbar grad av öppnande av marknaderna i de olika medlemsstaterna. Samtidigt får inte öppnandet av marknaderna leda till onödig obalans i företagens konkurrenssituation i olika medlemsstater (punkt 23).

7.2 Direktivets sakinhåll

Kapitel 1

Kapitel 1 Räckvidd och definitioner innehåller två artiklar. I *artikel 1* anges direktivets räckvidd. Där sägs att i direktivet fastställs gemensamma regler för överföring, distribution, leverans och lagring av naturgas. Vidare anges att direktivet fastställer regler om naturgassektorns organisation och funktion, inbegripet kondenserad naturgas (LNG), tillträde till marknaden, drift av systemen och de kriterier och förfaranden som skall tillämpas vid beviljande av tillstånd för överföring, distribution, leverans och lagring av naturgas. *Artikel 2* innehåller definitioner.

Kapitel II

Kapitel II Allmänna regler för sektorns organisering omfattar artiklarna 3–5. I *artikel 3* anges att medlemsstaterna skall säkerställa att naturgasföretag drivs enligt principerna i direktivet för att uppnå en konkurrensumsatt naturgasmarknad.

Vidare anges att medlemsstaterna i det allmänna ekonomiska intresset kan ålägga naturgasföretag att tillhandahålla allmännyttiga tjänster. Tjänsterna kan avse säkerhet – inbegripet försörjningstrygghet – regelbundna leveranser, kvalitet och pris på leveranser samt miljöskydd. Om naturgasföretag åläggs sådana tjänster skall EG-fördragets bestämmelser, särskilt artikel 90 (numera artikel 86 i Amsterdamfördraget), beaktas. Allmännyttiga tjänster skall anmälas till Europeiska kommissionen. (se nedan artikel 17 – om möjlighet för naturgasföretag att vägra tillträde till systemet om ett tillträde skulle hindra naturgasföretagen från att utföra de allmännyttiga tjänster som ålagts dem enligt artikel 3.2).

I artikeln sägs också att en medlemsstat får besluta att inte tillämpa artikel 4 i fråga om distribution i den utsträckning som tillämpningen av bestämmelsen rättsligt eller i praktiken skulle hindra naturgasföretagen från att fullgöra de allmännyttiga tjänster som de har blivit ålagda. Förutsättningen för att en medlemsstat skall få använda denna möjlighet är att handelns utveckling inte påverkas i en sådan utsträckning att det strider mot gemenskapens intressen. Som sådana intressen räknas bl.a. konkurrens när det gäller berättigade kunder, dvs. kunder som får utnyttja den fria naturgasmarknaden, och artikel 90 i EG-fördraget (numera artikel 86 i Amsterdamfördraget).

Artikel 4 innehåller fyra punkter. Krävs tillstånd (t.ex. licens, tillåtelse, koncession, samtycke eller godkännande) för att bygga eller driva

naturgasanläggningar så skall, enligt första punkten, medlemsstaterna eller den behöriga myndighet som de utser i enlighet med punkterna 2–4 bevilja tillstånd att bygga och/eller driva sådana anläggningar, rörledningar och tillhörande utrustning inom sitt territorium. På samma villkor kan tillstånd beviljas för att leverera naturgas och tillstånd för grossister.

Har medlemsstaterna ett tillståndssystem skall de, enligt andra punkten, fastställa objektiva och icke-diskriminerande kriterier som skall uppfyllas av de företag som ansöker om tillstånd för att bygga och/eller driva naturgasanläggningar eller som ansöker om tillstånd att leverera naturgas. Vidare anges att kriterier och förfaranden skall offentliggöras.

Tredje punkten föreskriver att en sökande som fått avslag på sin ansökan skall underrättas om dels skälen för avslaget och dels om möjligheten att överklaga. Dessutom skall kommissionen underrättas om ett avslag.

Enligt fjärde punkten kan medlemsstaterna, under vissa förutsättningar, avslå en ansökan om ytterligare tillstånd att anlägga och driva rörledningssystem för distribution inom visst område.

Medlemsstaterna skall, enligt *artikel 5*, säkerställa att tekniska föreskrifter utarbetas och görs tillgängliga. I föreskrifterna skall anges de lägsta krav som ställs på teknisk konstruktion och drift för anslutning till systemet av LNG-anläggningar, lagringsanläggningar, andra överförings- eller distributionssystem och direktledningar. Kommissionen skall underrättas om föreskrifterna.

Kapitel III

Kapitel III Överföring, lagring och LNG omfattar artiklarna 6–8 och reglerar vissa frågor rörande överförings-, lagrings- och/eller LNG-företag. I *artikel 6* anges att medlemsstaterna skall säkerställa att överförings-, lagrings- och LNG-företag agerar i enlighet med artiklarna 7 och 8.

Sålunda skall företagen, enligt *artikel 7*, på ekonomiska villkor driva, underhålla och utveckla säkra, tillförlitliga och effektiva överförings-, lagrings- och/eller LNG-anläggningar, med vederbörlig hänsyn till miljön. Företagen åläggs även viss informationskyldighet. Om informationen är kommersiellt känslig så skall den, enligt *artikel 8*, behandlas konfidentiellt.

Kapitel IV

Kapitel IV Distribution och försörjning omfattar artiklarna 9–11 och reglerar vissa frågor rörande distributionsföretag.

Enligt *artikel 9* gäller i stort samma regler för distributionsföretagen som för de ovan nämnda överförings-, lagrings- och LNG-företagen. Enda skillnaden är att medlemsstaterna kan ålägga distributionsföretag och/eller försörjningsföretag leveransskyldighet gentemot kunder inom ett visst område och/eller i en viss kategori. Även tariffen för sådana leveranser får regleras.

Det bör påpekas att samma företag samtidigt kan vara ett distributions-, överförings-, lagrings- och LNG-företag.

Kapitel V

Kapitel V Särredovisning samt insyn och öppenhet i bokföringen omfattar artiklarna 12 och 13.

I *artikel 12* anges att medlemsstaterna eller de behöriga myndigheter de utser, däribland de tvistlösningsmyndigheter som avses i artiklarna 21.2 och 23.2, skall ha tillgång till naturgasföretagens bokföring enligt artikel 13 i den omfattning som behövs för att de skall kunna utföra sina uppgifter. Är uppgifterna kommersiellt känsliga så skall de behandlas konfidentiellt. Medlemsstaterna har dock, under vissa förutsättningar, möjlighet att medge undantag från principen om konfidentialitet.

Artikel 13 ger närmare regler för bokföringen hos naturgasföretagen.

Enligt första punkten skall medlemsstaterna vidta nödvändiga åtgärder för att säkerställa att bokföringen sker i enlighet med punkterna 2–5.

I andra punkten föreskrivs att naturgasföretag, oberoende av ägartyp eller juridisk form, skall upprätta, låta revidera och offentliggöra sina årsredovisningar enligt de bestämmelser i nationell rätt som avser årsräkenskaper i aktiebolag och som har fastställts i enlighet med rådets fjärde direktiv 78/660/EEG av den 25 juli 1978, grundat på artikel 54.3 g i fördraget om årsbokslut i vissa typer av bolag. Företag som inte enligt lag är skyldiga att offentliggöra sin årsredovisning skall hålla en kopia av denna tillgänglig för allmänheten.

Tredje punkten föreskriver att integrerade naturgasföretag skall särredovisa verksamhetsgrenarna överföring, distribution och lagring av naturgas. Där artikel 16 (reglerat tillträde till systemet) skall tillämpas och tillträde till systemet lämnas mot betalning av ett enda belopp för både överföring och distribution, kan dock bokföringen för överföring och distribution kombineras.

Enligt fjärde punkten skall företagen i sin interna bokföring ange de regler för fördelningen av tillgångar och skulder, utgifter och inkomster samt för avskrivningar som de följer vid upprättandet av sårredovisningen. Detta skall ske utan att nationellt tillåmpliga bestämmelser om bokföring åsidosätts.

I femte punkten föreskrivs att vissa transaktioner med vissa anknutna företag skall anges i noter till årsredovisningen.

Kapitel VI

Kapitel VI Tillträde till systemet omfattar artiklarna 14–23 och reglerar framför allt olika kunders möjligheter att få tillträde till systemet i avsikt att ingå leveransavtal.

Artikel 14 anger att medlemsstaterna kan välja något eller båda av de förfaranden som anges i artiklarna 15 och 16 när de skall organisera tillträdet till systemet.

I *artikel 15* regleras det första förfarandet "förhandlat tillträde". Förfarandet beskrivs i första punkten. Det innebär i korthet att naturgasföretag och berättigade kunder skall kunna förhandla om tillträde till systemet i avsikt att ingå leveransavtal med varandra.

I andra punkten föreskrivs att avtalen om tillträde till systemen skall förhandlas fram med de berörda naturgasföretagen. Vidare föreskrivs att medlemsstaterna skall kräva att naturgasföretagen inom det första året efter genomförandet av direktivet, och årligen därefter, offentliggör sina viktigaste kommersiella villkor för att utnyttja systemet.

Artikel 16 reglerar det andra förfarandet "reglerat tillträde". Förfarandet innebär att naturgasföretag och berättigade kunder har rätt till tillträde till systemet på grundval av offentliggjorda tariffer och/eller andra villkor och skyldigheter för att utnyttja systemet. Rätten till tillträde för berättigade kunder kan ges genom att de får möjlighet att ingå leveransavtal med andra konkurrerande naturgasföretag än systemets ägare och/eller operatör eller ett anknutet företag.

I *artikel 17* beskrivs ett naturgasföretags möjlighet att vägra tillträde till systemet. Enligt första punkten kan tillträde vägras dels på grund av bristande kapacitet och dels om tillträde till systemet skulle hindra naturgasföretaget från att utföra de allmännyttiga tjänster som åläggs företaget enligt artikel 3.2. Tillträde kan även vägras på grundval av allvarliga ekonomiska och finansiella problem med take-or-pay-avtal som har att göra med kriterierna och förfarandena i artikel 25 och det alternativ som valts av medlemsstaten i enlighet med artikel 25.1.

I andra punkten föreskrivs att åtgärder får vidtas för att säkerställa att naturgasföretag, som vägrar tillträde till systemet på grund av bris-

tande kapacitet eller otillräcklig anslutning, genomför nödvändiga förbättringar så långt detta är ekonomiskt försvarbart, eller när en potentiell kund är villig att betala för det. När medlemsstaterna tillämpar artikel 4.4. skall de vidta ovannämnda åtgärder.

Artikel 18 innehåller regler om vilka kunder inom respektive land som skall ha tillträde till systemet i avsikt att ingå avtal om eller att köpa naturgas (berättigade kunder). I andra punkten anges att såsom berättigade kunder skall åtminstone anses:

- Kunder som har gaseldad kraftproduktion, oberoende av årlig förbrukningsnivå. För att värna om jämvikten på elmarknaden har dock medlemsstaterna möjlighet att införa ett tröskelvärde. Värdet får inte överstiga det som anges för andra slutförbrukare för att kraftvärmeproducenter skall anses vara berättigade.
- Övriga slutförbrukare som förbrukar mer än 25 miljoner m³ gas per år och förbrukningsställe.

Tredje punkten anger att medlemsstaterna skall säkerställa att definitionen av berättigade kunder leder till en öppning av marknaden som motsvarar åtminstone 20 procent av den totala årliga gasförbrukningen på den nationella gasmarknaden.

I fjärde punkten anges att andelen skall ökas till 28 procent fem år efter direktivets ikraftträdande och till 33 procent efter tio år.

Resulterar definitionen av berättigade kunder i en öppning av marknaden med mer än 30 procent av den totala årliga gasförbrukningen på den nationella gasmarknaden får, enligt punkt 5, den berörda medlemsstaten anpassa definitionen så att öppningsnivån sänks till lägst 30 procent av den totala årliga gasförbrukningen på den nationella gasmarknaden.

För att åstadkomma att öppningsnivån av medlemsstaternas naturgasmarknad ökar under en tioårsperiod skall, enligt sjätte punkten, staterna senast fem år efter det att direktivet har trätt i kraft, sänka den tröskel som fastställts i punkt 2 (25 miljoner m³ gas/år och förbrukningsställe) för andra berättigade kunder än dem som har gaseldad kraftproduktion till 15 miljoner m³/år och förbrukningsställe. Senast tio år efter att direktivet har trätt i kraft skall tröskeln ha sänkts till fem miljoner m³/år och förbrukningsställe. Vidare skall medlemsstaterna – för att säkerställa att öppningsnivån av deras naturgasmarknad ökar under en tioårsperiod – fem år efter direktivets ikraftträdande höja procentsatsen i punkt 5 till 38 procent av den totala årliga gasförbrukningen på den nationella gasmarknaden och till 43 procent av sådan gasförbrukning tio år efter ikraftträdandet.

I punkt åtta föreskrivs att distributionsföretag, under vissa förutsättningar skall ha behörighet att ingå avtal om naturgas enligt artikel 15 och 16.

Kriterierna för definitionen av berättigade kunder skall, enligt punkt nio, offentliggöras. Kommissionen skall ha del av informationen. Även övrig information som visar att marknaden har öppnats skall lämnas till kommissionen. Kommissionen kan, under vissa förutsättningar, begära att en medlemsstat ändrar angivelserna om dessa hindrar att direktivet tillämpas korrekt. Åtföljs inte begäran inom viss tid skall kommissionen fatta ett slutligt beslut.

I *artikel 19* finns den s.k. reciprocitetsklausulen. Syftet med denna är att undvika bristande jämvikt i öppnandet av naturgasmarknaderna under de första tio åren efter direktivets ikraftträdande. Klausulen är indelad i två punkter, a och b. I punkt a anges att leveransavtal med en berättigad kund inom en annan medlemsstats system inte får förbjudas om kunden anses som berättigad i båda medlemsstaterna. Av punkt b framgår att om en transaktion vägras på grund av att kunden endast anses berättigad i det ena av de två systemen så kan kommissionen, under vissa förutsättningar, ålägga den vägrande parten att verkställa den begärda gasleveransen. Ett agerande från kommissionens sida förutsätter dock att den berättigade kundens medlemsstat begär det.

Artikel 20 reglerar rätten att bygga s.k. direktledningar (naturgasrörledning som kompletterar det sammankopplade systemet).

I *artikel 21* regleras frågor kring lösande av tvister.

Artikel 22 föreskriver att medlemsstaterna skall skapa instrument för tillsyn av naturgasmarknaden.

I *artikel 23* föreskrivs att naturgasföretag och berättigade kunder under vissa förutsättningar kan få tillträde till tidigare led i rörledningsnätet. Vidtagna åtgärder skall anmälas till kommissionen.

Kapitel VII

Kapitel VII Slutbestämmelser omfattar artiklarna 24–31.

Artikel 24 reglerar rätten att vidta skyddsåtgärder vid vissa angivna krissituationer. Vilka åtgärder som vidtagits skall anmälas till övriga medlemsstater och kommissionen.

I *artikel 25* regleras frågan om tillfälliga undantag från artikel 15 och/eller artikel 16.

Enligt första punkten kan ett naturgasföretag som, på grund av s.k. take-or-pay – åtaganden, råkat i allvarliga ekonomiska och finansiella svårigheter av medlemsstaten medges tillfälligt undantag från krav på tillträde till systemet.

Av andra punkten framgår att ett beslut om undantag skall anmälas till kommissionen. Kommissionen kan begära att beslutet om undantag skall ändras eller upphävas. Kommersiellt känsliga uppgifter skall behandlas konfidentiellt.

I fjärde punkten föreskrivs att de naturgasföretag som inte har beviljats undantag enligt punkt 1 inte skall kunna vägra tillträde till systemet på grund av take-or-pay-åtaganden som har godkänts i ett avtal om köp av gas.

I *artikel 26* ges föreskrifter om rätt till undantag från direktivet. Sålunda kan, enligt första punkten, medlemsstater som inte är direkt anknutna till det europeiska naturgasnätet och som endast har en extern huvudleverantör av naturgas ställa sig utanför en rad av direktivets regler. Likaså får, enligt andra punkten, vissa medlemsstater som kan anses vara framväxande marknader (medlemsstat i vilken den första kommersiella leveransen enligt det första långsiktiga avtalet för naturgasleveranser genomfördes för inte mer än tio år sedan) göra vissa undantag. Om genomförandet av direktivet kan orsaka allvarliga problem inom ett visst geografiskt område kan, enligt tredje punkten, medlemsstaterna ansöka om tillfälligt undantag från vissa regler hos kommissionen. Femte punkten riktar sig mot kommissionen och gäller bl.a. viss underrättelseskyldighet.

Artiklarna 27 och 28 innehåller åligganden för kommissionen vad avser viss rapportering och utvärdering.

Artiklarna 29–31 innehåller främst ordningsfrågor.

8 Några konsekvenser av naturgasmarknadsdirektivet

Som framgått av kapitel 7 innehåller naturgasmarknadsdirektivet regler för bl.a. överföring, distribution, leverans och lagring av naturgas.

Reglerna anger de mål som skall uppnås, medan medlemsstaterna själva kan välja på vilket sätt de skall uppnås. Utformningen ger således varje medlemsstat viss frihet att välja den ordning som bäst motsvarar en viss situation. Avsikten med detta kapitel är att analysera olika sätt att uppnå målen och vilka effekter som kan tänkas uppstå om det ena eller andra alternativet väljs. I några fall anger direktivet olika mål som kan uppnås, t.ex. förhandlat respektive reglerat tillträde.

Det är dock inte enbart naturgasmarknadsdirektivet som kan förväntas påverka marknadsstrukturen, utan även den allmänna utvecklingen på marknaden är en betydelsefull komponent. Inledningsvis i avsnitt 8.1 görs därför en kort genomgång av marknadsutvecklingen, vilka tendenser som förväntas och vilka faktorer som kan tänkas påverka utvecklingen.

De resterande delarna av kapitlet behandlar naturgasmarknadsdirektivet. Avsnitt 8.2 innehåller en analys av begreppet allmännyttiga tjänster och vilka effekter ett sådant begrepp kan tänkas medföra. I detta avsnitt diskuteras också motiven för offentliga regleringar. Orsaken är att allmännyttiga tjänster inte är något entydigt begrepp och att en sådan analys kan underlätta den fortsatta framställningen. I avsnitt 8.3 analyseras tillträde till näten och hur ett antal variabler kan komma att påverkas. Det gäller t.ex. konkurrens, investeringar, kontrakt, prissättning och transitering. Avsnitt 8.4 innehåller en analys av reglerna för marknadsöppning och hur dessa kan tänkas påverka den svenska marknaden. I avsnitt 8.5 redovisas en genomgång av reciprocitetsklausulen. Avsnitt 8.6 innehåller en redovisning av de speciella reglerna för kraftvärme. I avsnitt 8.7 analyseras direktivets krav på ekonomisk redovisning. I avsnitt 8.8 redovisas avslutningsvis en genomgång av direktivets undantagsregler.

8.1 Marknadsutveckling

8.1.1 Bakgrund¹

Gasmarknaden i Västeuropa har sedan uppbyggnaden under 1960-talet karakteriserats av starka monopolistiska inslag, regeringarnas och oljebolagens starka ägarmässiga engagemang och mycket långtgående offentliga interventioner vid sidan av det som följer av ägandet.

I de flesta av Västeuropas länder har ett enda nationellt gasföretag svarat för alla inköpen och för de långa transportererna inom landet. Den regionala och lokala distributionen av naturgas har på liknande sätt ofta präglats av starka inslag av monopol. Slut användaren har vanligtvis inte haft möjlighet att välja leverantör utan ställts inför ett monopol; ett nationellt gasföretag eller en lokal distributör.

De nationella gasföretagens marknadsställning är ett resultat antingen av lagstiftning eller av de mycket höga kostnaderna för konkurrenter att etablera sig på marknaden² (naturligt monopol). De offentliga ingreppen har ofta motiverats av t.ex. en strävan att påverka prissättning och vinster (ekonomisk effektivitet), leveranssäkerhet, sociala mål och miljöskäl.

Långsiktiga kontrakt, med säkra priser, sågs som en förutsättning för att säkra investeringar i gasproduktion och transporter samt i efterfrågan på gas. De nationella överföringsföretagens (transmissions-företagens) starka ställning sågs av exportörerna som en garanti för att åtagandena i de långsiktiga kontrakten skulle fullföljas. Exportörerna var samtidigt tveksamma till stora produktionsinvesteringar innan sådana garantier utfärdats. De nationella överföringsföretagens styrka sågs också som viktig för att uppnå tillräcklig förhandlingsstyrka och därmed förmånliga importpriser.

De nationella överföringsföretagens (och de lokala distributörernas) ägarskap och ensamrätt till rören gav dessa företag en betydande marknadsmakt gentemot deras konsumenter. Monopolistisk prisdiskriminering blev konventionen där varje konsumentkategori fick betala ett pris som låg nära priset för tillgängliga substitut. På detta sätt fick varje användarkategori betala det maximala pris de var beredda att betala.

Under 1970-talet gjorde höga oljepriser det möjligt att ta ut priser som i betydande grad översteg kostnaderna för produktion och transport. Följden blev att marknaden stagnerade. Så länge priser och vinster låg

¹ Avsnittet bygger på Radetzki (1999).

² Bergman m.fl. (1999) pekar på att också kombinationen av skalfördelar i transportnätet och vertikala integrationsvinster utgjort en viktig orsak till att det i de flesta länder under lång tid har funnits ett dominerande vertikalt integrerat företag.

på en hög nivå accepterade producenterna villigt den stagnerande marknaden, även om de hade en klar potential att expandera. Under andra hälften av 1980-talet föll dock oljepriserna kraftigt, vilket förändrade deras attityd. Trots gasprisernas koppling till oljeprodukter, och därmed ett kraftigt prisfall, förbättrades inte gasens konkurrenskraft och marknadsandelen ökade inte påtagligt. Producenternas inställning till det befintliga prissättningsystemet förändrades genom priset på olja. Prisbildningen blev ett hinder för expansion av gasmarknaden. Vinsten av det monopolistiska arrangemanget blev därför i ökad grad ifrågasatt. Samtidigt ökade också produktiviteten i gasutvinningen kraftigt. När kostnaderna sjönk ökade potentialen för växande produktion och vinster. Denna potential kunde dock inte realiseras på grund av den låga marknadstillväxten. Trots en ökande frustration bland producenterna förblev de rådande marknadsarrangemangen intakta.

Oljeprisfallet bidrog vidare till att många regeringar förändrade sin syn på energifrågor. Priset sågs som en bekräftelse på att energitillgångarna var omfattande och att offentliga ingrepp för att säkerställa försörjningstrygghet, i form av nationella monopol, var kostsamma och onödiga. Det offentliga stödet för den rigida marknadsstrukturen blev i konsekvens med detta försvagat.

Konsumenter kom också att ifrågasätta den monopolistiska prisdiskriminering som tillämpades av de nationella överföringsföretagen. Få hade dock medel att utmana systemet så länge ledningsnäten förblev i exklusivt skydd hos nationella överföringsföretag och lokala distributörer.

8.1.2 Förändrade förutsättningar³

I början av 1990-talet skedde ett antal förändringar av nationell och internationell politik som kom att påverka gasmarknaden.

- Ett EG-direktiv som begränsade gasanvändning för kraftproduktion avskaffades 1990 (se kapitel 2).
- Ökande omsorg om nationell och europeisk industriell konkurrenskraft som lade stor vikt vid att reducera bränslepriserna i industrin.
- Anpassning till miljön efter det kalla kriget, speciellt utvecklingen av samarbete, handel och investeringar med de nyligen oberoende staterna i Central- och Östeuropa samt det forna Sovjetunionen.

³ Avsnittet bygger på Radetzki (1999) och Stern (1998).

- En större vikt på lokala, regionala och globala miljöaspekter av fossila bränslen som förhöjde gasens attraktionskraft gentemot andra fossila bränslen.

Det inträffade vidare förändringar som var direkt relaterade till gas- och elmarknaderna.

- Upptäckten av nya gasfyndigheter i och i närheten av Europa och en förbättrad förmåga att leverera dessa resurser till en lägre kostnad än tidigare.
- Växande kommersiellt och miljömässigt intresse för gaseldad kraftproduktion baserad på kombicykelteknik.
- Privatisering av gas- och elföretag i alla delar av Europa (inklusive försäljning av aktiekapital till utländska investerare).
- Avregleringen av gasmarknaderna i Nordamerika och privatiseringen och liberaliseringen av den brittiska gasindustrin. Konkurrens infördes genom att tillåta tillträde till näten.

8.1.3 Kommersiell utveckling

Sammanfattningsvis pekade ett flertal händelser i slutet av 1980-talet och början av 1990-talet på betydande förändringar på gasmarknaden. De traditionella strukturerna har dock uppvisat en avsevärd uthållighet. I slutet av 1990-talet finns merparten av dessa strukturer fortfarande kvar, men de är sannolikt mogna för grundläggande förändringar. Framför allt mot bakgrund av det ökande trycket från kommersiella krafter. I huvudsak är de följande (Radetzki, 1999; Stern, 1998).

- År 1989 fick Wintershall, ett dotterbolag till det tyska kemiföretaget BASF, i uppdrag att bygga en 560 kilometer lång rörledning från Emden vid Nordsjön till BASF:s kemiska anläggningar i mellersta Tyskland. Beslutet föranleddes av misslyckanden att få tillträde till det existerande nätet och sågs som en åtgärd för att säkra kemiföretagets gasbehov utan att behöva förlita sig på Ruhrgas. Investeringarna har sedan fortsatt, både i Tyskland och utomlands, och har utvecklats som ett utmaning till det ledande tyska överföringsföretaget Ruhrgas. Wintershalls styrka har ökat genom en joint venture med Gazprom som resulterat i företaget Wingas (Wintershall äger 65 procent och Gazprom 35 procent). Investeringarna uppgår till 3 miljarder USD och ledningssystemet har en total kapacitet på 54 miljarder m³ gas. På sikt kommer kapaciteten att öka till 90 miljarder m³, vilket överstiger Tysklands nuvarande importbehov. Den ökade konkurrensen

mellan Wingas och Ruhrgas kommer att leda till sänkta gaspriser. Priserna kommer förmodligen att under lång tid ligga på en låg nivå och föranleda en konsumtionsökning som är tillräcklig för att uppnå ett rimligt kapacitetsutnyttjande. Förändringarna i Tyskland har uppenbart drivits av dynamiken på marknaden och inte av förändringar av den regleringsmässiga regimen. Det finns anledning att anta att Wingas investeringar även kommer att få effekter utanför Tyskland.

- Ett flertal kraftföretag i Nederländerna och Belgien har slutit kontrakt med norska producenter för deras anläggningar vid kusten och därmed förbigått de nationella överföringsföretagen. Kontrakten har baserats på kolpriset och minskat den traditionella bindningen till oljeprodukter. I Italien har kraftföretag ingått joint venture med Gazprom och byggt ledningar för gasförsörjning till planerade gaskombikraftverk. Investeringen baseras inte på långsiktiga kontrakt. Försäljningar som baseras på spotkontrakt har också ökat.
- Den s.k. Interconnectorn, en rörledning mellan Bacton i Storbritannien och Zeebrugge i Belgien, blev färdigställd 1998. Ledningen har en kapacitet på 20 miljarder m³ gas per år. Ungefär 11 miljarder m³ är uppbundna med långsiktiga kontrakt och ca 5 miljarder m³ förväntas avse kortsiktiga kontrakt eller spotförsäljning. Ledningen innebär att marknaderna i Storbritannien och på kontinenten knyts samman och det kan därmed förväntas att utvecklingen i Storbritannien kommer att få större betydelse än tidigare i resten av Europa. En del av leveranserna avser Wingas (se ovan), vilket leder till fler leverantörer till företaget och en ökad leveranssäkerhet som kan leda till ökade möjligheter att ta marknadsandelar. Flera av kontrakten avser också slutförbrukare i Nederländerna som bygger egna rörledningssystem för vidare transporter. Systemen är överdimensionerade för att kunna tillfredsställa en egen ökande efterfrågan eller för att erbjudas andra slutförbrukare. I och för sig köper också Ruhrgas, Gasunie och Gas de France gas via Interconnectorn, vilket kan ses som ett steg från de nationella överföringsföretagen att försöka bibehålla marknads kontroll.
- Producenternas konkurrens om marknadsandelar har blivit allt mer påtaglig, speciellt i Västeuropa. År 2000 kommer de större producenterna att ha ett gasutbud och en rörledningskapacitet för export som överstiger de traditionella långsiktiga kontrakten med 50 miljarder m³, vilket motsvarar ca 10 procent av konsumtionen i Europa.

8.1.4 Slutsatser

Enligt Radetzki (1999) orsakas de fortgående förändringarna bl.a. av att både regeringar och privata företag lagt mindre vikt vid försörjningstrygghet, ett mindre behov av att förlita sig på långsiktiga kontrakt på grund av en allt mer mogen marknad, en ökande frustration från producenter vars ökande utbudspotential inte finner avsättning under nuvarande marknadsarrangemang, missnöjda större kunder som är beredda att utmana överföringsmonopolen (transmissionsmonopolen) och de stimulanser för ökad konkurrens som kommer från Storbritannien.

Trycket från kommersiella krafter kommer i en fortgående process att leda till en allt mer konkurrensutsatt gasmarknad. Utvecklingen, som framför allt berör den europeiska kontinenten och Storbritannien, kommer att få flera viktiga implikationer. Antalet oberoende gasleverantörer, inklusive både producenter och handlare, kommer att öka. Vissa aktörer som nu opererar på den europeiska gasmarknaden kommer att få svårt att anpassa sig till de framväxande villkoren för konkurrens och kommer inte att överleva. Genomsnittspriserna för gas kommer att sjunka i förhållande till andra bränslealternativ och konsumtionen kommer att öka. Kontrakten kommer att bli kortare och allt mer flexibla, med fluktuerande gaspriser. Nationella gränser i Europa kommer att förlora i betydelse. Regeringar kommer att minska sitt ägarskap i gasindustrin när de upptäcker att gasmarknaden kan privatiseras utan risk (Radetzki, 1999).

Från konsumentsynpunkt kommer möjligheten att köpa gas på kortsiktiga kontrakt med lägre priser än vad som erbjuds från överföringsföretagen att bli mycket attraktiv. Kraftproducenter och större industriföretag kommer att bli bland de första att dra fördel av dessa möjligheter. De medel med vilka de skall kunna vinna tillträde till denna gas och arrangera för att den blir levererad är dock ännu inte helt etablerade.

Förutom de ovan diskuterade kommersiella krafterna är EG:s gasmarknadsdirektiv ett verktyg. Flera bedömare är dock relativt skeptiska till direktivets möjligheter att påverka konkurrensen. Stern (1998) pekar t.ex. på att många viktiga artiklar är formulerade i relativt generella termer och att möjligheten till förhandlat tillträde kan ge många överföringsföretag en idealisk möjlighet att hänge sig åt utdragna och resultatlösa eller icke bindande förhandlingar. Tidsaspekten är också viktig. Efter tio år kommer det ännu att vara möjligt att vägra kunder som använder mindre än 5 miljoner m³ gas per år tillträde till systemet. Det är en lång tid att kräva att relativt stora konsumenter förblir utan valmöjligheter eller alternativ till överförings- och distributionsföretagen. Det är vidare viktigt att förstå att direktivet tillåter en öppning av marknaderna, men inte fordrar en sådan öppning. Om tillträdesbarriärer och en svag reglering tillåter dominanta aktörer att bibehålla sin dominans ger direk-

tivets bestämmelser ingen grund för kommissionen att intervensera. Detta är viktigt mot bakgrund av misslyckandet att införa konkurrens på den brittiska gasmarknaden 1986–1991. Misslyckandet gav upphov till massiva interventioner av regeringen och regleringsmyndigheterna som främst syftade till att kraftigt reducera British Gas marknadsdominans.

Enligt Stern ligger därför inte värdet av direktivet så mycket i specifika bestämmelser som i det faktum att det etablerar både principen för tillträde till näten och en garanti för att motståndare till konkurrens och liberalisering inte på obestämd tid kan skjuta upp öppnandet av gasmarknaderna. De som förväntar sig att någonting mer konkret skall komma fram genom direktivet kommer nästan säkert enligt Stern att bli besvikna. Två av de viktigaste sakerna – fastställande av metoder för att beräkna tariffer och reglerande bestämmelser för att tvinga fram konkurrens och tillträde – försvann på ett tidigt stadium när direktivet började förhandlas fram. Utan dessa bestämmelser kommer individuella länder att tillåtas fortsätta i sin egen takt i enlighet med subsidiaritetsprincipen. EU:s tillsyn över dessa processer kommer att bli minimal och kan kräva långa rättegångsförfaranden. Sådana utsikter ger inga starka incitament för företag som strävar efter en ökad konkurrens.

Stern pekar på att uppmärksamheten i stället svängt till att avse utvecklingen i enskilda EU- och icke-EU-länder. I praktiskt taget alla länder pågår, eller kan förutses, en utveckling mot konkurrens och liberalisering. Utvecklingen i Tyskland, som beskrivits ovan, kommer att få stor betydelse.

Samtidigt menar Stern att det i det kontinentala Europa finns få tecken på några starka engagemang för att reglera gasindustrin. Inte i något land har det skett något erkännande av den viktiga roll som måste spelas av regleringsmyndigheter i samband med införande av konkurrens och liberalisering. Mot bakgrund av bristen på regleringsmakt som ryms inom EG:s naturgasmarknadsdirektiv på EU-nivå, kommer en stor del av arbetet med konkurrens och liberalisering av den kontinentala gasindustrin att bli att skapa regleringsinstitutioner och regimer.

Avslutningsvis kan det pekas på att det pågår strukturella förändringar av gasindustrin. Stern (1998) pekar på att en strategi i riktning mot vertikal integration har valts av många, speciellt av aktörer som är verksamma uppströms. Detta baseras på en rädsla för att det är vinstmarginalerna uppströms som först kommer reduceras i samband med den ökande konkurrensen och att integration kommer att tillåta dem att "låsa in" både tillträde till marknader och marginaler nedströms. Under tiden, på marknadsplatsen, kommer horisontell integration med fusioner och allianser att ge kunder en starkare förhandlingsposition och en plattform för att skapa nya marknadsmöjligheter. Både etablerade och nya kraftproducenter kommer att bli viktiga aktörer, eftersom en svag

reglering kommer att leda till att små konsumenter formar allianser med företag som har en kommersiellt stark ställning. Allt efter att denna process utvecklas kommer nya marknadsföretag att utvecklas och den godtyckliga efterfrågetröskel, som definierar företräde för vissa konsumenter i EU-direktivet, kommer snabbt att bli irrelevant. Regeringar, reglerare och överföringsföretag kommer i ökande grad att få svårt att neka konsumenter att välja leverantör.

8.2 Allmännyttiga tjänster

8.2.1 Direktivet

I direktivets ingress anges att det i vissa medlemsstater kan vara nödvändigt att införa allmännyttiga tjänster för att säkerställa försörjningstrygghet och konsument- och miljöskydd vilket, enligt deras uppfattning, inte nödvändigtvis kan garanteras enbart genom fri konkurrens (punkt 12).

Av direktivets artikel 3 framgår att medlemsstaterna i det allmänna ekonomiska intresset kan ålägga naturgasföretag att tillhandahålla allmännyttiga tjänster. Dessa kan avse säkerhet, inbegripet försörjningstrygghet, regelbundna leveranser, kvalitet och pris på leveranser samt miljöskydd. Sådana tjänster skall vara klart definierade, öppna, icke diskriminerande och kontrollerbara. Dessa tjänster och varje revidering av dem skall utan dröjsmål offentliggöras och anmälas till kommissionen av medlemsstaterna. För att kunna genomföra allmännyttiga tjänster som avser försörjningstrygghet kan de medlemsstater som så önskar införa långtidsplanering, varvid hänsyn skall tas till möjligheten att tredje part ansöker om att få tillträde till systemet.

Tillhandahållandet av allmännyttiga tjänster påverkar tillämpningen av artikel 4 som bl.a. reglerar tillstånd för uppförande eller drift av naturgasanläggningar för distribution. En medlemsstat får i fråga om distribution besluta att inte tillämpa bestämmelserna i artikel 4 i direktivet i den utsträckning som tillämpningen av dessa bestämmelser, rättsligt eller i praktiken, skulle hindra naturgasföretagen från att tillhandahålla de tjänster som ålagts dem av allmänt ekonomiskt intresse.

Förfarandet med allmännyttiga tjänster kan också påverka möjligheten för andra företag att få tillträde till systemet och därvid möjligheten att få till stånd en effektiv konkurrens. Enligt artikel 17 får naturgasföretag vägra tillträde till systemet om tillträde till systemet skulle hindra dem från att utföra de allmännyttiga tjänster som åläggs dem.

En förutsättning för att en medlemsstat skall få använda denna möjlighet är att handelns utveckling inte påverkas i sådan omfattning att det

strider mot gemenskapens intressen. Gemenskapens intressen omfattar bl.a. konkurrens när det gäller berättigade kunder och artikel 90 i EG-fördraget (numera artikel 86 i Amsterdamfördraget).

8.2.2 Motiv för offentliga ingrepp

Offentliga ingrepp i ekonomin kan motiveras utifrån ett flertal ståndpunkter. Ett vanligt motiv för offentliga ingrepp, utifrån ekonomisk teori, är att öka den ekonomiska effektiviteten. Ekonomisk effektivitet kan definieras som att samhällets resurser skall användas på sådant sätt att människans välfärd främjas så långt som möjligt. Det ekonomiska effektivitetsmålet har två komponenter. Den första, produktionseffektivitet, innebär att oavsett hur stort produktionsresultatet är i en viss sektor så skall det ha åstadkommit till lägsta möjliga kostnad. Den andra, allokerings effektivitet, innebär att rätt mängd skall produceras, dvs. ingen sektor i ekonomin får tillåtas lägga beslag på en alltför stor (eller alltför liten) del av ekonomins totala resurser. Inom många sektorer av ekonomin kan marknadsmekanismen förväntas att hyggligt klara av att uppfylla de två grundläggande effektivitetskraven. Inom andra fungerar oreglerade marknader inte bra, ofta till följd av s.k. marknadsmisslyckanden (fall som inte leder till ett effektivt utnyttjande av tillgängliga resurser). Alternativet är då för den offentliga sektorn att reglera marknaden eller att själv gå in och direkt tillhandahålla de varor och tjänster det är fråga om. En förklaring till varför marknadsmekanismen utan kompletterande ingrepp inte fungerar så väl på detta område säger oss emellertid inte vilket av många tänkbara val av offentlig politik som utgör den bästa lösningen. Naturgasmarknadsdirektivets utformning, med dess många frihetsgrader, är ett bra exempel på detta.

Det finns olika typer av marknadsmisslyckanden som kan motivera offentliga ingrepp. Förekomsten av naturliga monopol är ett exempel. Ingreppet motiveras främst av att verksamheten är förknippad med stor driftsfördelar. En konsekvens av detta är fallande styck- och marginalkostnader. Styckkostnaderna sjunker ju större produktionsvolymen blir.

Ett vinstmaximerande oreglerat naturligt monopol följer den generella beslutsregeln att sätta marginalintäkt lika med marginalkostnad.⁴ Eftersom monopolet möter fallande efterfråge- och marginalintäktskurvor, skiljer sig marginalintäkten från priset, varför resultatet blir annorlunda än i det rena konkurrensfallet. Jämfört med ren konkurrens betyder det

⁴ Den fortsatta framställningen i avsnittet bygger, där ej annat anges, på Stiglitz (1988).

lägre produktion, högre priser och att producenten kan tillskansa sig en monopolvinst (se även kapitel 3).

Om monopolföretaget däremot hade tillämpat samma prissättningsbeteende som ett företag under fullständig konkurrens, dvs. pris lika med marginalkostnad, hade en högre kvantitet producerats till ett lägre pris. En sådan samhällsekonomisk optimal prispolitik leder dock till en företagsekonomisk förlust för företaget (eftersom marginalkostnaden är lägre än den genomsnittliga styckkostnaden).

Monopolprissättning innebär uppenbarligen att det uppstår en samhällsekonomisk allokering förlust. Det är också det främsta argumentet för att reglera naturliga monopol. Det kan t.ex. ske genom offentligt ägande, regleringar och subventioner.

En rekommendation som brukar framföras är att den offentliga sektorn subventionerar verksamheten och yrkar på att företaget sätter ett pris som är lika med marginalkostnaden. Om subventionen finansieras via t.ex. skatteökningar kan det dock leda till andra störningar i ekonomin. Det kan också vara svårt att fastställa nivån på den subvention som förutsätts få företaget att agera optimalt. Andra problem med subventionering kan vara att en subvention påverkar kostnadsmedvetenheten i företaget och den kan även ge incitament till att ge en felaktig bild av kostnadsförhållandena för att söka påverka subventionens storlek.

En traditionell ansats har i stället varit offentlig kontroll av det naturliga monopol. Detta kan ske genom antingen ett direkt ägande eller genom en regleringsmyndighet.⁵ Det offentliga kontrollproblemet kan sägas bestå i att bestämma vilka prissättningskriterier det naturliga monopol skall använda för att främja samhällsekonomisk effektivitet (Lundgren, 1990). Sådana prissättningskriterier diskuteras mer i detalj i avsnitt 8.3.

Det bör påpekas att förekomsten av naturliga monopol inte nödvändigtvis implicerar offentliga interventioner. För att försvara sådana ingrepp måste man visa att den offentliga sektorn kan korrigera marknadsmisslyckandet utan att skapa andra motverkande problem. När den offentliga sektorn intervenerar behöver inte heller offentlig produktion vara den lämpligaste lösningen. Som framgått ovan finns det möjligheter att påverka produktionen indirekt via regleringar och subventioner och därigenom stimulera företagen att agera på ett optimalt sätt.

Ett annat motiv för offentliga ingrepp är att öka konkurrensen. Det är i själva verket huvudsyftet med naturgasmarknadsdirektivet. Principen är att även då det är fråga om naturliga monopol finns alternativa möjligheter. Ofta är det just i överföringen (transmission eller distribution) till

⁵ I Västeuropa har kontrollen oftast skett genom ett direkt offentligt ägande. I USA har det däremot varit vanligt med ett privat ägande i kombination med kontroll genom regleringsmyndigheter.

kunderna som kostnadsfördelarna med ett överföringsföretag är störst, medan t.ex. handeln inte uppvisar motsvarande kostnadsegenskaper. Genom att separera handel från överföring kan man tillgodogöra sig de fördelar som följer av konkurrens i handelsledet samtidigt som man genom t.ex. reglering tillvaratar kostnadsfördelarna med ett överföringsföretag (Bohman, 1990).

8.2.3 Definition av allmännyttiga tjänster

Tillhandahållande av allmännyttiga tjänster är enligt gasmarknadsdirektivet ett motiv för offentliga ingrepp i ekonomin. Begreppet förefaller dock inte återfinnas i ekonomisk standardlitteratur.⁶ Kommissionen (1996b) har däremot i en PM sökt definiera eller fastställa innebörden av det mer generella begreppet "tjänster av allmänt ekonomiskt intresse" (services of general economic interest) och i någon mån också begreppet allmännyttiga tjänster (public service obligations).

Det framgår att gemenskapens mål är att stödja den europeiska ekonomins konkurrenskraft i en allt mer konkurrensutsatt värld och ge konsumenter fler valmöjligheter, bättre kvalitet och lägre priser. Samtidigt skall politiken medverka till att stärka ekonomisk och social utjämning mellan medlemsstaterna och reducera vissa ojämlikheter. Detta mål, som är fastställt i EG-fördraget, fullgörs huvudsakligen genom strukturfonderna och de transeuropeiska näten. Tjänster av allmänt intresse har en nyckelroll här, eftersom de bidrar till både ekonomisk och social utjämning samt ekonomisk utveckling.

⁶ T.ex. Stiglitz (1988).

I dokumentet görs några viktiga definitioner:

- *Tjänster av allmänt intresse.* Termen täcker marknads- och icke-marknadstjänster som de offentliga myndigheterna klassificerar som varande av allmänt intresse och föremål för specifika allmännyttiga tjänster.
- *Tjänster av allmänt ekonomiskt intresse.* Termen används i artikel 90 i EG-fördraget (numera artikel 86 i Amsterdamfördraget) och syftar på marknadstjänster som medlemsstaterna i kraft av ett kriterium för allmänt intresse angivit skall vara föremål för specifika allmännyttiga tjänster. Detta täcker tjänstesektorer som transportsystem, energi och kommunikationer.
- *Offentliga tjänster.* Termen är enligt dokumentet tvetydig eftersom den kan avse antingen den aktuella organisation som tillhandahåller tjänsten eller den uppgift i det allmänna intresset som tilldelats organisationen i fråga. Det är för att främja och underlätta utförandet av uppgifter i det allmänna intresset som organisationer eller organ kan åläggas allmännyttiga tjänster av offentliga myndigheter.

Det framgår att rollen som tilldelats tjänster av allmänt intresse och de speciella rättigheter som kan följa härav, återspeglar överväganden som är naturliga i begreppet eller idén om att "tjäna det allmänna". Det kan t.ex. vara fråga om att säkerställa att behov möts eller uppfylls, miljöskydd, ekonomisk och social utjämning, markplanering och främjandet av konsumentintresset. Den speciella omsorgen om konsumenterna innebär att tillhandahålla tjänster av hög kvalitet till ett pris som konsumenterna anses ha råd med. Aktiviteternas sektorspecifika ekonomiska karakteristika kommer också in i bedömningen, eftersom de har stora effekter på ekonomin och samhället i stort och kan kräva utnyttjande av knappa resurser eller storskaliga långsiktiga investeringar. Detta för med sig vissa grundläggande arbetsprinciper: kontinuitet, lika tillträde, allmängiltighet och öppenhet. Centralt för alla dessa frågor är det allmännas intresse, som i våra samhällen involverar garanterad tillgång till nödvändiga tjänster och en strävan att nå prioriterade mål. Tjänster av allmänt intresse är menade att tjäna ett samhälle i stort och därför alla som lever i det.

Av dokumentet framgår att marknadskrafterna leder till en bättre fördelning av resurser och en större effektivitet i utbudet av tjänster. Den främste vinnaren är konsumenten, vilken får bättre kvalitet till lägre pris. Marknadsmekanismerna har dock sina gränser. Ett resultat av detta kan bli att hela befolkningen inte får del av de potentiella vinsterna och att social och regional utjämning inte uppnås. Myndigheterna måste därför

försäkra sig om att det allmänna intresset tas till vara. Ett antal övergripande principer har fastställts.

- Neutralitet avseende huruvida företaget är privat eller offentligt. Gemenskapen har inga åsikter om företag, som tillhandahåller tjänster av allmänt intresse, skall vara offentliga eller privata.
- Medlemsstater har själva, i enlighet med artikel 90 i EG-fördraget (numera artikel 86 i Amsterdamfördraget), frihet att definiera vad som är tjänster av allmänt intresse, att bevilja de speciella eller exklusiva rättigheter som är nödvändiga för att de ansvariga företagen skall kunna tillhandahålla dessa, reglera deras förvaltning och där det är lämpligt finansiera dem.
- Definitioner av tjänster av allmänt intresse behöver nödvändigtvis inte fastställa hur tjänsterna skall utföras. Detta är anledningen till att varje undantag från reglerna är föremål för den s.k. proportionalitetsprincipen. Denna princip, som bildar underlag till artikel 90 i EG-fördraget (numera artikel 86 i Amsterdamfördraget), är utformad för att säkerställa det bästa samspelet mellan skyldigheten att tillhandahålla tjänster av allmänt intresse och sättet på hur tjänsterna faktiskt tillhandahålls, så att de medel som används står i proportion till uppsatta mål. Gemenskapen skall således inte vidta någon åtgärd som går utöver vad som är nödvändigt för att uppnå målen i fördragen. Tanken är att det skall råda balans mellan mål och medel. Principen är formulerad för att ge utrymme för en flexibel och känslig balans som tar hänsyn till såväl medlemsstaternas olika förutsättningar och mål, som till de tekniska och budgetmässiga restriktioner som kan variera från en sektor till en annan. Den bidrar också till bästa möjliga samspel mellan marknadseffektivitet och behov av allmänt intresse genom att säkerställa att de medel som används för att tillfredsställa behoven inte i onödan stör utvecklingen av den inre marknaden och inte påverkar handeln i en omfattning som skulle strida mot gemenskapens intressen.

8.2.4 Elmarknadsdirektivet

Naturgasmarknadsdirektivets bestämmelser om allmännyttiga tjänster följer i stort sett det regelsystem som anges i EG:s elmarknadsdirektiv. I likhet med gasmarknadsdirektivet definieras dock inte begreppet allmännyttiga tjänster.

I regeringens proposition om genomförande av Europaparlamentets och rådets direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el

(prop. 1997/98:159) redovisas regeringens uppfattning om vad som är allmännyttiga tjänster. Av propositionen framgår att:

Vad de ålagda tjänsterna skall gå ut på exemplifieras i texten. Gemensamt för exemplen är att kunderna skall garanteras viss kvalitet på de varor och tjänster som tillhandahålls av elföretagen men även att priset kan vara reglerat. I begreppet allmännyttiga tjänster ligger att garantierna måste komma hela eller delar av kundkollektivet till del. Det framgår också att allmännyttiga tjänster bara får åläggas i det allmänna ekonomiska intresset. För att anses som en allmännyttig tjänst skall ett åläggande, enligt regeringens uppfattning, innebära ett åläggande att gentemot hela eller delar av kundkollektivet lämna en viss garanti som har positiv innebörd för kundkollektivet. Av innehållet i artikel 3 punkterna 2 och 3 kan man dra slutsatsen att de bestämmelser som syftar till att öppna elmarknaden för konkurrens kan hindra elföretagen från att fullgöra sina allmännyttiga tjänster, dvs. elföretag som tillhandahåller allmännyttiga tjänster kan behöva skyddas mot konkurrens från andra elföretag som inte tillhandahåller allmännyttiga tjänster. Det innebär att ålagda allmännyttiga tjänster kan medföra, men inte måste medföra, att ett företag tvingas avvika från ett kommersiellt riktigt beteende på ett sätt som innebär en konkurrensnackdel för företaget. Exempelvis kan en allmännyttig tjänst, som innebär att alla kunder av en viss kategori skall ha samma pris, göra det svårt för det ansvariga elföretaget att konkurrera med företag som inte ålagts samma allmännyttiga tjänst.

För svensk del var det inte aktuellt att, under hänvisning till allmännyttiga tjänster, avstå från att tillämpa vissa artiklar i direktivet. Med den ovan redovisade definitionen av begreppet innehåller ellagen ett antal föreskrifter som är att anse som allmännyttiga tjänster och som därmed anmäldes till kommissionen. Dessa är följande (prop. 1997/98:159):

- Nättariffer för område får inte utformas med hänsyn till var inom området en anslutning är belägen.
- Vid skälighetsbedömningen av nättariffen för en regionledning skall nätkoncessionshavarens kostnader på alla eller ett flertal av hans regionledningar bedömas samlat.
- Små elproducenter (som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt) skall betala en reducerad tariff för överföring av el.
- Innehavare av leveranskoncession är skyldiga att, med vissa undantag, leverera el för normala förbrukningsändamål till alla elanvändare inom leveransområdet.
- Innehavare av leveranskoncession är, med vissa undantag, skyldiga att köpa el från små produktionsanläggningar.
- Priset för el som levereras till elanvändare som omfattas av leveransskyldigheten och för el som köps från små produktionsanläggningar skall vara skäligt.

8.2.5 Slutsatser

Ett rörledningsnät för överföring eller distribution av gas kan betraktas som ett naturligt monopol. Sådan verksamhet leder normalt inte till ett effektivt utnyttjande av tillgängliga resurser. Det finns flera sätt att öka den ekonomiska effektiviteten. Detta kan t.ex. ske genom regleringar och subventioner av överföringsverksamheten, men också genom att separera handel och överföring. I bästa fall går det därmed att tillgodogöra sig de fördelar som följer av konkurrens i handelsledet samtidigt som man tillvaratar kostnadsfördelarna med en enda transportör.

När det gäller att bedöma det bästa sättet att stimulera ekonomisk effektivitet, måste man också vara klar över underliggande policymål och prioriteringar. Det är fullt tänkbart (och vanligt i praktiken) att maximering av den ekonomiska effektiviteten kan behöva balanseras av överväganden om vilka effekter detta kan få på t.ex. leveranssäkerhet, miljö och sociala mål (t.ex. leveransskyldighet och enhetliga tariffer). Det kan t.ex. finnas ett utbytesförhållande mellan kortsiktigt låga priser och långsiktig leveranssäkerhet. Begreppet "tjänster av allmänt intresse" är också förknippat med sådana tankegångar. Som framgått tidigare skall detta bidra till både ekonomisk och social utjämning samt till ekonomisk utveckling.

Det är därför viktigt att målen eller syftena med offentliga ingrepp och regleringar klargörs.

- Ingrepp som syftar till ökad konkurrens och effektivitet bör motiveras utifrån ekonomisk teori och om möjligt baseras på tidigare erfarenheter. Ett användbart exempel är omregleringen av elmarknaden i Sverige.
- Finns andra underliggande mål, t.ex. sociala, bör ingreppen klart och tydligt motiveras utifrån vad man vill uppnå. Samtidigt bör det analyseras hur sådana mål påverkar effektiviteten (annars finns det risk för att sådana ingrepp återtar vinsten av ökad konkurrens).
- Begreppet allmännyttiga tjänster är inte klart definierat. Medlemsstater har själva frihet att definiera vad som är tjänster av allmänt intresse och den närmare organiseringen av dessa. Det förefaller mot bakgrund av detta vara mest ändamålsenligt att motivera eventuella ingrepp efter punkt 2 ovan, och därmed klart och tydligt anknyta till vilka mål som har satts upp (allmännyttiga tjänster skall i och för sig anmälas till kommissionen, men med nuvarande definition är det inte helt uppenbart vad som skall anmälas).
- En omreglering av gasmarknaden kan på sikt leda till betydande effektivitetsvinster. Det bör därför finnas ett direkt samband mellan hindren mot att utföra ålagda allmännyttiga tjänster och möjligheten att inte tillämpa vissa artiklar i gasmarknadsdirektivet. Det ligger i

sakens natur att omfattningen av de allmännyttiga tjänsterna i ett sådant fall måste vara av betydande storleksordning och innebära kraftiga ingrepp i marknaden. Detta kan också vara fallet och kan t.ex. bero på tidigare ålägganden, krav på att skydda inhemska företag eller förväntningar om att marknaden inte kan tillgodose dessa behov. Det bör dock kunna visas att vinsterna av sådana ingrepp överstiger kostnaderna, dvs. att effektivitetsförlusterna av allmännyttiga tjänster är lägre än vinsterna av ett ökat tillträde till näten.

- Den svenska gasmarknaden kan i hög grad betraktas som en monopolmarknad, men har hittills varit förhållandevis oreglerad. Detta innebär inte att marknaden fungerat friktionsfritt, men några krav på omfattande regleringar har dock inte framförts. Det förhållande att det införs ett mer omfattande regelsystem än tidigare kan inte i sig motivera betydande ingrepp i t.ex. prisbildning, leveransåtaganden eller leveranssäkerhet. Offentliga ingrepp kan som tidigare nämnts vara förenade med betydande kostnader och har många gånger visat sig vara ineffektiva. Det visar t.ex. erfarenheterna av tidigare prisregleringar i Sverige. Det har inte framkommit något som talar för att Sverige bör ålägga företag att utföra allmännyttiga tjänster som är av den karaktären att vissa artiklar i gasmarknadsdirektivet inte bör tillämpas. För närvarande är det också få länder som överväger att tillämpa sådana lösningar. I detta fall finns det vidare anledning att hänvisa till den s.k. proportionalitetsprincipen, vilken innebär att en medlemsstat inte skall vidta någon åtgärd som går utöver vad som är nödvändigt för att uppnå målen. Det bör således råda balans mellan mål och medel.
- Det kan i vissa fall, liksom på elsidan, inte uteslutas att företag åläggs vissa allmännyttiga tjänster som kan behöva anmälas till kommissionen. Dessa tjänster är dock inte av den karaktären att de avsevärt förhindrar normal kommersiell verksamhet. Gasmarknadsdirektivets regler kan därför tillämpas fullt ut.

8.3 Tillträde till gasledningsnäten

Naturgasmarknadsdirektivet medger olika förfaranden för tillträde till ledningsnäten mellan vilka medlemsstaterna kan välja. Det är möjligt att välja mellan förhandlat och reglerat tillträde eller båda av dessa förfaranden. Ett reglerat tillträde innebär en laglig rätt till tillträde till systemet på grundval av offentliggjorda tariffer och/eller andra villkor och skyldigheter. Ett förhandlat tillträde däremot innebär en rätt att förhandla om tillträde till systemet.

Valet av tillträdesform till näten kan antas påverka gasmarknaden på ett flertal sätt. Exempelvis kan förutsättningarna för konkurrens mellan olika aktörer bero på hur tillträdesreglerna är utformade och i vilken mån de skiljer sig åt mellan aktörerna. Investeringsbenägenheten i nya rörledningar är ett annat område som kan komma att påverkas. En mer konkurrensutsatt marknad kan också komma att påverka företags långsiktiga take or pay-åtaganden och därmed i slutändan lönsamheten.

Syftet med detta avsnitt är att analysera effekterna av de olika tillträdesformerna. Inledningsvis redovisas reglerna för tillträde till gasledningsnäten. Därefter analyseras hur graden av konkurrens och investeringsbenägenhet kan komma att påverkas vid ett reglerat respektive ett förhandlat tillträde. Avslutningsvis sker en detaljerad genomgång av några specifika områden. Det gäller kontrakt, finansiering, tariffer och transitering av gas. Det bör dock betonas att direktivets distinktion mellan förhandlat och reglerat tillträde inte alltid är uppenbar och att det därför inte alla gånger är möjligt att dra några entydiga slutsatser.

8.3.1 Naturgasmarknadsdirektivets tillträdesregler

Som framgått ovan medger naturgasmarknadsdirektivet i huvudsak två olika förfaranden för tillträde till ledningsnäten. Det är möjligt att välja mellan ett reglerat och ett förhandlat tillträde.

Det *reglerade tillträdet* regleras i direktivets artikel 16. Av artikeln framgår att de medlemsstater som väljer ett förfarande med reglerat tillträde skall vidta nödvändiga åtgärder för att ge naturgasföretag och berättigade kunder, i eller utanför det område som omfattas av det sammankopplade systemet, rätt till tillträde till systemet på grundval av ofentliggjorda tariffer och/eller andra villkor och skyldigheter för att utnyttja systemet. Denna rätt till tillträde för berättigade kunder kan ges genom att de får möjlighet att ingå leveransavtal med andra konkurrerande naturgasföretag än systemets ägare och/eller operatör eller ett anknutet företag.

Förutom de ovan nämnda uppgifterna innehåller artikel 16 inte några specifika bestämmelser om hur det reglerade tillträdet eller regleringen skall utformas. Varje medlemsstat har således möjlighet att utöver dessa minimiregler välja hur regleringen skall inriktas och vad den skall innehålla. Det kan t.ex. gälla reglering av priser eller tariffer för transporttjänster, tariffernas struktur och vilka befogenheter en regleringsmyndighet skall ha. Graden av reglering kan således variera. Det bör dock betonas att förfarandet skall användas i enlighet med objektiva, öppna och icke-diskriminerande kriterier.

Vid *förhandlat tillträde* skall medlemsstaterna vidta nödvändiga åtgärder för att naturgasföretag och berättigade kunder, i eller utanför det område som omfattas av det sammankopplade systemet, skall kunna förhandla om tillträde till systemet med avsikt att ingå leveransavtal med varandra på grundval av frivilliga kommersiella överenskommelser (artikel 15). Parterna skall vara skyldiga att i god anda förhandla om tillträde till systemet.

Avtalen om tillträde till systemet skall förhandlas fram med de berörda naturgasföretagen. Medlemsstaterna skall kräva att naturgasföretagen inom det första året efter genomförandet av direktivet, och årligen därefter, offentliggör sina viktigaste kommersiella villkor för att utnyttja systemet.

Medlemsstaterna skall säkerställa att parterna förhandlar om tillträde till systemet i god anda och att ingen av dem missbrukar sin förhandlingsposition till att förhindra ett framgångsrikt resultat av sådana förhandlingar.

Vid förhandlat tillträde skall medlemsstaterna utse en behörig myndighet för att snabbt lösa tvister i samband med de aktuella förhandlingarna. Denna myndighet skall särskilt lösa tvister om förhandlingar och vägrat tillträde som omfattas av direktivet. Den behöriga myndigheten skall lägga fram sina slutsatser utan dröjsmål eller om möjligt inom tolv veckor efter det att tvisten har lagts fram. Tvister skall kunna hänskjutas till denna myndighet utan att det påverkar rätten att överklaga enligt gemenskapsrätten.

Distinktionen mellan de bägge tillträdesformerna är inte alla gånger uppenbar. Graden av reglering vid ett reglerat tillträde kan t.ex. innebära mer eller mindre stora skillnader jämfört med ett förhandlat tillträde.

8.3.2 Reglerat eller förhandlat tillträde – en studie av hur konkurrens och investeringsbenägenhet påverkas

Huvudsyftet med EG:s naturgasmarknadsdirektiv är att skapa en inre marknad för naturgas och därmed öka konkurrensen. En grundläggande regel för att uppnå detta är att ägare av överförings- och distributionsnät skall göra det det möjligt för andra aktörer att utnyttja dessa. Valet av tillträdesform kan dock antas påverka gasmarknaden och dess aktörer på olika sätt. Två mycket viktiga områden är hur konkurrens och investeringsbenägenhet påverkas. Som framgått av kapitel 3 föreligger i viss mening en konfliktsituation mellan målet om en effektiv konkurrens på naturgasmarknaden och de ekonomiska incitamenten att bygga ut infrastrukturen för naturgas. Investeringar i infrastruktur är i allmänhet

förenade med betydande ekonomisk risk. Den traditionella metoden att reducera nätägarnas ekonomiska risker har varit vertikal integration av överföring och försörjning i kombination med långsiktiga kontrakt med kunderna. Detta har i hög grad begränsat tillträdet till näten för tredje part och reducerat konkurrensen.

Professor Lars Bergman, under medverkan av ek. dr. Bo Andersson och professor Marian Radetzki, har på uppdrag av utredningen bl.a. analyserat vilken inverkan förhandlat respektive reglerat tillträde kan komma att få på investeringar och konkurrens. Studien redovisas i sin helhet i bilaga 3. Nedan redovisas huvudresultaten av deras analys vad gäller tillträdesregler. Utredningens bedömningar redovisas i kapitel 10.

Bergman m.fl. pekar på att valet av regelverk för tillträde till infrastrukturen - i praktiken valet mellan reglerat och förhandlat tillträde - är ett av de viktigaste ställningstagandena i samband med genomförandet av EG:s naturgasmarknadsdirektiv i den svenska lagstiftningen. Som redan nämnts tillämpas reglerat tillträde på elmarknaden. En viktig fråga är då om det finns bärande motiv för att i stället tillämpa förhandlat tillträde på naturgasmarknaden. Konkret är detta en fråga om huruvida reglerat tillträde försvagar incitamenten att investera i infrastruktur för naturgas i en sådan utsträckning att förhandlat tillträde bör föredras framför reglerat.

För att kunna ta ställning till denna fråga måste skillnaden mellan de två alternativen klargöras. En sådan jämförelse måste utgå från vissa antaganden om den framtida svenska naturgasmarknadens struktur. Den måste också bygga på vissa antaganden om den praktiska innebörden av ett reglerat tillträde på den svenska marknaden för naturgas.

Beträffande den svenska naturgasmarknadens struktur är det troligt att det under överskådlig tid kommer att finnas ett relativt litet antal större aktörer på såväl köparsidan som säljarsidan. Aktörerna på köparsidan kan antas vara stora slutförbrukare, grossister och integrerade distributions- och försörjningsföretag. Aktörerna på säljarsidan kan antas vara såväl svenska som utländska företag med varierande direkt anknytning till producenter av naturgas. Minst ett av företagen på säljarsidan kommer att vara ett integrerat import- och överföringsföretag.

Beträffande den praktiska innebörden av reglerat tillträde har det tidigare visats att ”reglering” av priser och leveransvillkor kan, men måste inte, omfatta såväl tariffernas struktur som tariffnivåns utveckling över tiden. Regleringen kan också innebära att regleringsmyndigheten i förväg godkänner, eller t.o.m. föreskriver, vilka priser och övriga villkor som skall gälla. I Sverige finns det emellertid en tradition av ”mild” reglering,, inriktad på förhandling, med utgångspunkt i allmänna principer snarare än i direkt styrning. Således utgår regleringen av nättarifferna på den svenska elmarknaden från vissa allmänna mål om skälighet, likabe-

handling och kostnadstrohet, men innehåller ingen reglering av tariffernas struktur. Vidare sker ingen prövning i förväg av nätbolagens tariffer och övriga kommersiella villkor. Däremot kan priser och tillträdesvillkor överprövas i efterhand om någon kund anser att gällande regler om skälighet, likabehandling m.m. inte har följts.

Bergman m.fl. förutsätter att innebörden av reglerat tillträde på den svenska naturgasmarknaden i allt väsentligt skulle vara densamma som på den svenska elmarknaden. Detta betyder att priser och tillträdesvillkor även vid reglerat tillträde i princip fastställs av nätägarna, eventuellt efter förhandlingar mellan dessa och potentiella nyttjare av överförings- och distributionsnät. Jämfört med förhandlat tillträde tillkommer emellertid att:

- tarifferna kan på anmodan av en faktisk eller potentiell nyttjare av näten överprövas av en regleringsmyndighet,
- priser och övriga tillträdesvillkor måste offentliggöras.

Den överprövning av priser och tillträdesvillkor som kan bli aktuell har i praktiken formen av en förhandling mellan nätägare och regleringsmyndighet. Utfallet av en sådan förhandling beror på en rad faktorer, som t.ex. regleringsmyndighetens befogenheter och dess förmåga att utvärdera konsekvenserna av de avtal som skall prövas. Det finns därför ingen möjlighet att enbart på teoretiska grunder dra några bestämda slutsatser om hur tariffer och tillträdesvillkor kan väntas skilja sig mellan en "mild" form av reglerat tillträde och förhandlat tillträde.

Det är emellertid sannolikt att kravet på offentliggörande av priser och leveransvillkor vid reglerat tillträde i någon utsträckning begränsar nätägarnas handlingsutrymme jämfört med vad som är fallet vid förhandlat tillträde. Det finns i praktiken en gråzon mellan kostnadsmotiverade och rent diskriminerande skillnader i priser och tillträdesvillkor för olika nyttjare av näten. Vid förhandlat tillträde ger denna gråzon ägare av överförings- och distributionsnät vissa möjligheter att till sin fördel påverka konkurrensförhållandena i försörjningsledet. Därmed är det troligt att incitamenten att investera i infrastruktur för naturgas är starkare vid förhandlat än vid reglerat tillträde. Huruvida denna skillnad är stor eller liten beror på hur regelverket vid ett reglerat tillträde utformas och tillämpas.

Slutsatsen av denna diskussion är enligt Bergman m.fl. att med en "mild" form av reglerat tillträde, i linje med den svenska regleringstraditionen, behöver skillnaderna mellan reglerat och förhandlat tillträde inte vara så stora. Det är dock troligt att en ordning med förhandlat tillträde är mer resurskrävande och innebär större osäkerhet för potentiella nyttjare av överförings- och distributionsnät än en ordning med reglerat till-

träde. Detta betyder att det vid förhandlat tillträde är förenat med högre kostnader och större osäkerhet att etablera sig på naturgasmarknaden än vad som är fallet vid reglerat tillträde, vilket begränsar konkurrensen på denna marknad. Förhållandet att ett integrerat import- och överföringsföretag, Vattenfall Naturgas AB, under överskådlig tid kan väntas ha en dominerande ställning på den svenska naturgasmarknaden gör att hinder för etablering av nya naturgasföretag i olika led måste tillmätas stor betydelse från konkurrenssynpunkt.

Enligt Bergman m.fl. föreligger i någon mån en konflikt mellan målet om effektiv konkurrens på naturgasmarknaden och de ekonomiska incitamenten att bygga ut infrastrukturen för naturgas. Målet om effektiv konkurrens talar entydigt för reglerat tillträde, medan förhandlat tillträde torde skapa starkare incitament för investeringar i infrastruktur för naturgas.⁷

8.3.3 Några andra aspekter på reglerat och förhandlat tillträde

Det finns även ett antal andra faktorer än konkurrens och investeringsbenägenhet som kan komma att påverkas vid valet av tillträdesform och som i sin tur kan få betydelsefulla konsekvenser för gasmarknadens struktur och aktörernas beteende. En viktig aspekt är den form av risk som hänger samman med de oftast långsiktiga avtal av take or pay-karaktär som är vanliga på gasmarknaden. Det är också viktigt att belysa hur finansieringen av investeringar i gasinfrastruktur kan komma att påverkas vid en ökad konkurrens på gasmarknaden. Ett annat område är transporttariffer och hur prissättningen på transporttjänster kan tänkas fungera. Det är vidare viktigt att redovisa vilka regler som i dag styr transiteringen av naturgas mellan olika länder och hur regelsystemet kan komma att påverkas av naturgasmarknadsdirektivets tillträdesregler.

Nedan görs en genomgång av dessa områden. Distinktionen mellan förhandlat och reglerat tillträde är dock inte alla gånger uppenbar. Konsekvenserna avser då rent allmänt ett tillträde till näten.

⁷ Författarnas förslag vad gäller tillträdesform etc. redovisas i bilaga 3.

Kontrakt

Allmänt

Vid en övergång från en monopolsituation till en konkurrenssituation kan det uppstå problem för gasindustrin eftersom gasen köpts och sålts inom ramen för befintliga legala strukturer. Dessa strukturer innebär långa, mycket långa, take or pay-kontrakt⁸ med villkor, speciellt prisvillkor, som inte prismässigt kan konkurrera med gas på en konkurrensutsatt marknad.

Kontraktens fysiska och legala strukturer tillkom i en situation då de nationella energimarknaderna i respektive medlemsstat karaktäriserades av nationella eller regionala monopol inom både gasförsörjnings- och gasdistributionsområdet, och således lades grunden för dessa avtal i en situation av frånvaro av gas-till-gas-konkurrens. Till följd av introduktionen av en mer konkurrensutsatt marknad kommer de långa take or pay-kontrakten att behöva omförhandlas. Gasföretag som köpt gas på långa take or pay-avtal kan riskera en försämrad lönsamhet eller förluster om avtalen inte går att omförhandla.

Vid take or pay-avtal förbinder sig kunden att betala för en minsta volym och säljaren att leverera en maximal volym. Kunden får betala för denna minimivolym oavsett om denne förbrukat volymen eller ej. Köparen förbinder sig således att ta emot en minsta årsvolym medan säljaren förbinder sig att leverera en maximal årsvolym (innebörden av sådana kontrakt har redovisats mer i detalj i kapitel 3). Dessutom är gaskvantiteten som leveras maximerad över dygnet, dvs. att säljaren har förbundit sig att leverera en viss maxkvantitet över dygnet. Detta innebär att köparen inte kan köpa hur mycket gas som helst över dygnet, t.ex. en vinterdag, för att eventuellt kunna kompensera en minskad volym vid andra tidpunkter. Denna typ av kontrakt är förmånliga för säljaren, dvs. gasproducenten, eftersom de genererar ett långsiktigt säkert kassainflöde. Take or pay-kontrakten har varit en förutsättning för gasproducentens vilja att investera långsiktigt i uppbyggnad av infrastruktur för naturgas, dvs. allt från produktionsanläggningar inklusive plattformar till pipelines och kompressorer m.m. En fördel för köparen, t.ex. ett överföringsföretag, är att kontrakten ger en långsiktig leveransgaranti. Köparens fördelar av take or pay-kontrakten kommer att minska vid övergång till en konkurrenssituation, såvida inte kontrakten innehåller klausuler som tillåter omförhandling av priser eller volymer vid ändrade marknadsförutsättningar.

⁸ Take or pay-avtal kan även vara korta. De korta kontrakten vållar inte problem ur den aspekt som beskrivs här. Den svenska naturgasimporten är till en dominerande del styrd av långa take or pay-kontrakt.

I samband med övergången från monopol till konkurrens på den brittiska marknaden drabbades British Gas av stora finansiella problem på grund av take or pay-kontrakten. British Gas lyckades omförhandla kontrakten, vilket tog ett antal år. Resultatet blev att volymgränserna sänktes och/eller att prisförändringar gjordes.

Befintliga kontrakt

För det svenska naturgassystemets uppbyggnad tecknades redan i början av 1980-talet långsiktiga kontrakt. Dessa kontrakt löper fortfarande och är samtliga av take or pay-karaktär. Vattenfall Naturgas AB:s stora importavtal är take or pay-avtal, totalt tre stycken. Dessa löper ut år 2003, 2006 samt 2010 (se även kapitel 4). Vattenfall Naturgas AB:s take or pay-kontrakt återspeglas i sin tur i deras avtal med distributörerna, och således har även distributörerna take or pay-kontrakt. Kontrakten mellan exportör och importör samt mellan importör och större distributörer löper, för Sveriges del, på 20 år eller längre tid. Avtal mellan distributörer och större kunder löper på kortare tid, ofta 5 år eller kortare. De långa avtalen innebär att risken i investeringarna reducerades och avtalen var sannolikt vid den tidpunkten en förutsättning för att erhålla finansiering av den infrastrukturella utbyggnaden. Utan de långa avtalen skulle det således ha varit svårt att hitta finansiärer och investeringarna skulle sannolikt ha blivit dyrare eftersom risken i investeringen skulle ha blivit högre (det bör dock påpekas att det även utgick olika statliga garantier, förlustgarantier etc. som underlättade investeringarna).

De svenska take or pay-avtalen (mellan exportör och importör samt mellan importör och distributör) innebär att man får betala för ca 90 procent av den kontrakterade gasvolymen även om använd volym understiger 90 procent. Överstiger användningen 90 procent betalar man för faktisk volym. För Sveriges del innebär det således att gasköpare med take or pay-kontrakt får betala för minst 90 procent av dagens naturgasvolym oavsett om avsättning för gasen finns eller ej (se kapitel 3 och 4). I take or pay-avtalen regleras också maxnivåer för vad som köps in per dygn och således kan det finnas begränsningar i att försöka kompensera t.ex. låga sommarförbrukningar med högre efterfrågan vintertid.

Om en eller flera av överförings- och distributionsbolagens kunder beslutar sig för att köpa gas direkt från en producent eller en annan leverantör, och har möjlighet att göra detta enligt gällande avtal, så minskar självklart bolagens försäljningsvolymen långt innan deras take or pay-kontrakt går ut. Detta kan då leda till allvarliga ekonomiska konsekvenser för naturgasföretagen. Det är därför viktigt att diskutera vilka problem som kan uppstå och hur dessa kan lösas. OECD (1994) har disku-

terat utifrån nedanstående tabell (Tabell 8.1) och en analyserat de olika situationer som kan uppstå på en marknad med gas-till-gas-konkurrens. Tabellen visar de olika situationer som uppstår när kunderna till dagens leverantörer tecknar kontrakt med ny leverantör.

Med hjälp av nedanstående uppställning kan vi resonera kring vad som kan hända när ett transportföretag (överförings- eller distributionsföretag), som i dag ansvarar för alla inköp av naturgas till sin marknad, blir tvingat att dela verksamheten mellan handel och transport. Det bör poängteras att den nedan förda diskussionen till viss del är stiliserad och förenklad eftersom det inte är möjligt att förutsätta och redovisa alla konsekvenser. För svensk del är de mest intressanta alternativen i dag scenario 3 och 4. För fullständighetens skull redovisas ytterligare tänkbara alternativ. Det kan också nämnas att om ”the Baltic Gas Interconnector” (avsnitt 5.4) kommer till stånd blir scenario 1 och 2 aktuella för svensk del.

Tabell 8.1 Take or pay- och kapacitetsproblem vid gas-till-gas-konkurrens.

Köp- och transport-scenario	Försörjning av existerande volymer ¹		Försörjning av nya volymer	
	TOP-problem	Kapacitetsproblem	TOP-problem	Kapacitetsproblem
1. Samma producent, annan pipeline	Lösbart	Eventuellt ²	Nej	Eventuellt ²
2. Annan producent, annan pipeline	Ja	Eventuellt ²	Nej	Eventuellt ²
3. Annan producent, samma pipeline	Ja	Nej	Ja, tillfälligt	Ev. kan ny kapacitet erfordras
4. Samma producent, samma pipeline	Lösbart	Nej	Lösbart	Ev. kan ny kapacitet erfordras

¹ Befintliga kontrakt.

² Ny pipeline - inga problem; befintlig pipeline - problem om brist på tillgänglig kapacitet.

Källa: OECD (1994).

Vi börjar med att föra en diskussion utifrån existerande marknad och existerande naturgasvolym.

När kunden väljer samma producent som den som är underleverantör till befintlig gasleverantör (dvs. att gasen köps från samma producent som den befintliga leverantören köper gas av i dag), scenario 1 och 4, bör det vara möjligt för den befintliga leverantören att kunna förhandla om sitt kontrakt, och på så vis kunna sänka sin volym med samma mängd som producenten nu direkt kontrakterar kunden på. Detta borde gälla oavsett om leveransen sker genom samma eller annan ledning. Producenten borde således ge ledningsägaren rätt att slippa betala för den volym som producenten nu levererar direkt till kunden. Detta har alla gånger inte skett, exempel finns från avregleringen i USA där producenter inte har medgivit sänkningar av volym i take or pay-kontrakt. Kapacitetsproblem bör under normala förhållanden inte uppträda såvida inte kapacitetsproblem uppstår i fallet byte av tillförselledning.

De största take or pay-problemen uppstår i scenario 2 och 3 där en ny producent tar över leverans till befintlig kund. I en extrem situation skulle den tidigare leverantören då kunna drabbas av så allvarliga ekonomiska konsekvenser att det leder till konkurs, dvs. om många kunder lämnar leverantören och leverantören inte heller lyckas omförhandla sina take or pay-kontrakt, samtidigt som det också är lång tid kvar innan take or pay-kontrakten löper ut. I praktiken borde det dock vara osannolikt att detta inträffar. Det finns flera skäl för detta.

- Den ursprungliga leverantören borde först få möjlighet att förhandla till sig bättre villkor med producenten och därmed kunna erbjuda sina kunder en bättre produkt ur prissynpunkt eller en bättre produkt avseende andra villkor. Den ursprungliga leverantören har vanligtvis en fördel gentemot sina befintliga kunder i förhållande till nya aktörer.
- Om gasmarknaden, dvs. volymen, växer borde den ursprungliga leverantören kunna skaffa nya kunder eller öka leveranserna till befintliga kunder.
- Lagstiftningen om en konkurrensutsatt marknad kan dessutom innehålla villkor för att motverka finansiella svårigheter som uppkommer med anledning av take or pay-åtaganden i enlighet med naturgasmarknadsdirektivets artikel 25.

När konkurrens uppstår är det troligt att leverantörens vinst minskar till fördel för kunderna, vilket självklart inte ses som en fördel ur leverantörens aspekt. Beroende på styrkeförhållandet mellan den ursprungliga leverantören och producent kan resultatet bli antingen lägre gaspriser eller lägre vinst på transporttjänsten.

I scenario tre uppstår vidare inga kapacitetsproblem eftersom volymen från den nya producenten endast ersätter befintlig volym. Däremot är det möjligt att problem uppstår i scenario 2 då nya transportvägar väljs, eftersom transporten i detta fall är beroende av tillgänglig kapacitet i det nya transportsystemet.

Det är också möjligt att diskutera vad som händer då vi fortfarande har långa kontrakt men större naturgasvolym behövs för utökade leveranser till befintliga och nya kunder under villkor stipulerade i befintliga kontrakt med producent (se högra delen av Tabell 8.1). I scenario 4 där samma producent levererar den nya volymen i samma pipeline bör take or pay-problemet var lösbart. Producenten kan förhandla sig till en lösning med den förra köparen genom att reducera dennes take or pay-skyldigheter. Om transportutrymmet inte räcker erfordras ny transportkapacitet. När samma producent försörjer den nya volymen genom ett annat pipelinesystem (scenario 1) och denna nya volym går till existerande kunder borde inte några take or pay-problem uppstå. I detta fall kan däremot uppstå mindre gynnsamma omständigheter för den ursprungliga pipelinens ekonomi om dess transportkapacitet inte är fullt utnyttjad.

I scenario 2, en annan producent och annan pipeline, uppstår av naturliga skäl inga take or pay-problem eftersom existerande kontrakt inte bör finnas. Transportproblem kan uppstå om tillräcklig transportkapacitet inte finns tillgänglig

Scenario 3, en annan producent men samma pipeline, är troligen den svåraste situationen. Om den ursprungliga producenten insisterar på att den ursprungliga köparen skall fullfölja sina förpliktelser i kontraktet angående nya volymer samtidigt som dessa volymer tas av en annan producent, så har vi fått en renodlad konfliktsituation. Har den ursprungliga producenten räknat med dessa nya volymer när infrastrukturen byggdes till leveranspunkten så kan de negativa ekonomiska konsekvenserna för den ursprungliga producenten bli mycket allvarliga. Vad man däremot kan säga om denna situation, som är positivt, är att det inte uppstår några kapacitetsproblem i denna pipeline om man vid uppförandet planerade för hela volymen.

Den generella slutsatsen som kan dras av ovanstående resonemang är att de största problemen uppstår då producenter konkurrerar om både befintliga och nya volymer i samma pipelinesystem.

Nya långsiktiga kontrakt

I en utfrågning inför Europaparlamentet hösten 1992 hävdade Eurogas följande

Långa kontrakt är nödvändiga för en kontinuerlig naturgasförsörjning inom EU. Hanteringen av de existerande långa kontrakten har varit framgångsrik. Det kommer att bli svårare att ingå långa kontrakt eftersom gasföretagen inte längre kan planera utifrån efterfrågeutvecklingen på naturgas. EU kommer inte att ha några lagliga möjligheter att påverka omförhandlingar i synnerhet inte med länder utanför EU.

Som tidigare påpekats ökar beroendet av EU-ländernas naturgasförsörjning från omvärlden. Även Stern (1992) har tagit upp problemet:

Nyckelfrågan för långa kontrakt är den ökade kommersiella risken som uppstår för producenter som behöver göra mångmiljondollarinvesteringar för att klara nödvändiga leveranser till en fortsatt expansion.

De kommersiella riskerna är uppenbara om långa take or pay-kontrakt inte kan slutas. Som framgått av avsnitt 8.3.2 kan dock de ekonomiska förutsättningarna för utbyggnad av infrastruktur även påverkas med traditionella styrmedel som skatter och andra regler. En avreglerad gasmarknad behöver nödvändigtvis inte heller innebära att långa take or pay-kontrakt upphör att existera. En öppning av gasmarknaden kommer dock att leda till förändringar av aktörernas agerande och till att nya aktörer uppstår. Att förutsäga hur detta kommer att se ut är inte möjligt. OECD (1994) har dock pekat på några tänkbara alternativ.

- Producenter och nätägare gör inte nödvändiga investeringar. Efterfrågeöverskott uppstår efter ett tag, vilket i sin tur driver upp priserna, varvid intresset för investeringar ökar.
- Producenter och nätägare kan förlora intresset för investeringar i mycket stora projekt och fokuserar på marknadstillväxt via lågkostnadsinvesteringar som leder till en långsammare marknadstillväxt.
- Producenter och nätägare kanske gör investeringar men kräver högre priser för att kompensera sig för den ökade risken (i och med att man kan förlora stora avsättningsvolymen till konkurrenter).
- I samarbete med köparna kan nya handels- och kontraktsformer uppstå där hänsyn tas till olika grader av risk. Detta hände bl.a. vid avregleringen i Kanada.

Erfarenheter från USA, Storbritannien och Kanada

Erfarenheter från andra länder som avreglerat sina gasmarknader visar att producenter och kunder agerar utifrån nya mönster. Innan vi resonerar utifrån erfarenheter från andra länder bör vi observera att:

- Erfarenheterna är begränsade eftersom de avreglerade marknaderna fortfarande är unga och omogna. USA:s lagstiftning trädde i kraft först 1985 och Storbritanniens några år senare.
- Marknadsstrukturerna är olika i olika regioner. Andra marknadshändelser inom regionerna påverkar kontraktsstrukturer. USA:s gasutbudsöverskott bidrog t.ex. till en omfattande handel med korta kontrakt. Så var även fallet i Kanada men i mindre utsträckning. Det bör dock betonas att effekterna av utbudsöverskotten hade varit mindre om näten inte hade varit öppna för tredje part.
- Gaskontrakt är i allmänhet inte offentliga varför informationen om dem är ytterst begränsad.
- Marknaderna i dessa länder är mycket större än den svenska och infrastrukturen är väl utbyggd.

I USA uppstod mot slutet av 1980-talet ett utbudsöverskott varvid en köparens marknad uppstod (detta förstärktes naturligtvis av att näten hade öppnats för tillträde). Spot- och trettiodagarskontrakt dominerade handeln, ca 75 procent av all handel på naturgasmarknaden var kortsiktiga kontrakt. Nu har utbud och efterfrågan hamnat mer i balans och intresset för längre kontrakt ökar. Ungefär hälften av gasens säljs i dag på längre kontrakt, dvs. kontrakt längre än ett år. Innan avregleringen var de långa kontraktens roll i USA likvärdig med de inom EU i dag, dvs. att de användes för att garantera utvecklingen av nya fält och nya transport-system

Fram till för några år sedan existerade bara en typ av kontrakt i Storbritannien – långa kontrakt mellan British Gas och producenter. Detta har drastiskt förändrats i samband med att allt fler kunder fått möjlighet att välja leverantör. Elproducenter har tecknat långa kontrakt direkt med gasproducenter eller allierat sig med gasproducenter. Oberoende gasföretag köper gas från British Gas eller andra producenter. I några fall säljs gas kopplad till elkontrakt. Olika former av sammanslutningar köper på långa kontrakt och säljer på korta kontrakt. Det har vidare skapats en spotmarknad för gas. Utvecklingen har i allt högre grad lett fram till en prissättning som inte baseras på alternativkostnaden för andra bränslen, utan i stället mot andra leverantörers gaspris.

Fram till 1985 såldes gasen i västra Kanada genom få långsiktiga kontrakt. Ingen gas såldes direkt från producent till slutanvändare utan

all försäljning skedde genom lokala distributionsföretag. Avregleringen möjliggjorde för kunderna att välja leverantör samtidigt som prissättningen avreglerades. Detta skapade ett enormt behov av nya tjänster, separata försörjningskontrakt och separata transportkontrakt. Förändringen uppmuntrade också till nya aktörers inträde på marknaden, antalet köpare och säljare ökade dramatiskt. Sammanfattningsvis har följande inträffat i Kanada sedan avregleringen 1985:

- Gasvolym såld via långa kontrakt har kraftigt minskat, både absolut och relativt.
- Den genomsnittliga volymen på långa kontrakt har minskat samtidigt som antalet kontrakt kraftigt har ökat.
- Antalet take or pay-kontrakt har minskat och take or pay-trösklarna i kontrakten har reducerats.
- Take or pay-kontrakten har i stor utsträckning ersatts av nya typer av riskreduceringskontrakt.
- Nya prismetanismer har införts i kontrakten.
- Kontrakten är baserade på kundernas alternativ, i allmänhet gas från USA eller olja.

Undantag

Av naturgasmarknadsdirektivets artikel 25 framgår att det finns en möjlighet för ett medlemsland att bevilja ett naturgasföretag undantag från kravet på tillträde för tredje part. Undantaget, som enbart är tillfälligt, kan beviljas om naturgasföretaget råkar ut för, eller befarar att råka ut för, allvarliga ekonomiska och finansiella svårigheter på grund av take or pay-åtaganden.

Av artikel 25.1 framgår under vilka omständigheter som undantag är möjligt. Ansökan om undantag kan göras ”om ett naturgasföretag råkar ut för, eller befarar att råka ut för, allvarliga ekonomiska eller finansiella svårigheter på grund av de take or pay-åtaganden som har godkänts i ett eller flera avtal om köp av gas”. Viktigt att observera är att möjlighet finns att ansöka om undantag innan allvarliga ekonomiska eller finansiella problem uppstår. Medlemsstaterna kan också välja att tillåta gasföretag att vägra tillträde innan ansökan om undantag gjorts. Däremot skall ett företag som vägrat någon tillträde utan dröjsmål lämna in en ansökan om undantag. Ansökan inlämnas till medlemsstaten eller den utsedda myndigheten. Om rimliga alternativa lösningar inte är tillgängliga med beaktande av bestämmelserna i artikel 25.3, se nedan, får medlemsstaten eller den utsedda myndigheten medge undantag som utan dröjsmål skall anmälas till kommissionen. Inom fyra veckor efter att kommissio-

nen erhållit anmälan kan kommissionen begära att medlemsstaten ändrar sitt beslut. All kommersiellt känslig information skall i hela ärendet behandlas konfidentiellt.

De nio kriterierna, dvs. artikel 25.3, som medlemsstaten samt kommissionen särskilt skall ta hänsyn till vid beviljandet av undantag är (i ett försök till prioritetsordning):

- Datum för undertecknande och villkor i aktuella avtal, inbegripet i vilken utsträckning avtalen tar hänsyn till förändringar på marknaden (artikel 25.3 (e)).
- Hur allvarliga ekonomiska och finansiella svårigheter naturgas- och överföringsföretagen eller berättigade kunder råkar ut för (artikel 25.3 (d)).
- Behovet av utförandet av allmännyttiga tjänster samt att trygga gasförsörjningen (artikel 25.3 (b)).
- Naturgasföretagets konkurrensstyrka och konkurrenssituationen på företagets gasmarknad (artikel 25.3 (c)).
- I hur hög grad systemet är anslutet till andra system samt i vilken mån dessa system är driftkompatibla (artikel 25.3 (h)).
- I vilket mån företaget vid tecknandet av take or pay-kontraktet rimligen kunde förutse att allvarliga problem troligen kunde uppstå med anledning av detta direktiv (artikel 25.3 (g)).
- Gjorda ansträngningar för att lösa problemet (artikel 25.3 (f)).
- Målet att uppnå en konkurrensutsatt gasmarknad (artikel 25.3 (a)).
- De effekter ett beviljande av ett undantag skulle få på den korrekta tillämpningen av detta direktiv avseende en väl fungerande inre marknad för naturgas (artikel 25.3 (i)).

Det är inte möjligt att på något säkert sätt analysera hur dessa punkter kommer att behandlas. Det är dock inte osannolikt att kontrakt som är slutna före direktivets ikraftträdande kommer att behandlas mildare än kontrakt som slutits efter ikraftträdandet. Vad gäller de svenska importavtalen så har samtliga ingåtts innan direktivet trädde i kraft.

Bergman m.fl. (1999) pekar på att det ur incitamentssynpunkt föreligger en annan situation för kontrakt som ingicks innan EG:s naturgasmarknadsdirektiv blivit känt. Regelförändringar som i efterhand ändrar förutsättningarna för kommersiella avtal kan göra marknadens aktörer ovilliga att ingå avtal med långsiktig verkan. Det är dock angeläget att de konkurrensbegränsningar, till följd av take or pay-avtal som beviljas, är tidsmässigt bestämda så att marknadens aktörer ges klarhet om vilka spelregler som kommer att gälla.

Slutsatser

Det är mot bakgrund av ovanstående ytterst svårt att för Sveriges del förutsäga konsekvenserna vad gäller kontrakt och aktörer av en avreglerad gasmarknad, dvs. en övergång till en mer konkurrensutsatt marknad. Konsekvenserna blir också beroende av regelutformningar och regel-tillämpningar i andra länder samt resultaten av svenska företags förhandlingar med aktörer i dessa länder.

Med tanke på vad som inträffat i andra länder kan take or pay-kontrakten komma att behöva förhandlas om i och med att konkurrensen ökar. Take or pay-kontrakten kommer då att behöva förhandlas om avseende både volymer och prisvillkor.

Många gånger finns omförhandlingsklausuler i avtalen. I de europeiska avtalen, inklusive de svenska, finns normalt enbart omförhandlingsklausuler avseende prisvillkoren. Dessa klausuler tar hänsyn till kundens alternativkostnad för energi och baserar sig på net-back-prissättningsprincipen, vilken generellt används av den europeiska gasbranschen i dag (se kapitel 4). Det pris man i allmänhet utgår ifrån vid net-back-prissättning är oljpriset, men även andra bränslen och energislag kan komma i fråga. Den omförhandling som blir aktuell med tanke på priset vid en eventuell avmonopolisering av gasmarknaden är ett annat gaspris (som baseras på gas-till-gas-konkurrens), vilket ej täcks av dagens omförhandlingsklausuler avseende priset.

Om de svenska gasbolagen inte får möjlighet till omförhandling av avtalen finns det risk för att det uppstår ekonomiska och finansiella förluster. Risker för att en sådan situation uppstår är svår att bedöma. Det bör dock poängteras att merparten av de svenska take or pay-kontrakten löper ut redan 2005.

Det finns också en möjlighet till undantag. Om något företag råkar ut för, eller befarar att råka ut för, allvarliga ekonomiska eller finansiella svårigheter på grund av ingångna take or pay-kontrakt kan, enligt ovan, ett tillfälligt undantag för tillträde till näten beviljas. För att få ett undantag beviljat kommer det att krävas att företagets ekonomi noggrant genomlysas av både medlemsstaten, eller medlemsstatens ansvariga myndighet och av kommissionen. Detta innebär att företaget måste lämna ifrån sig mycket känslig information vilket, om den ej hanteras konfidentiellt, kan äventyra företagets fortsatta verksamhet. Det kommer troligen att ha gått mycket långt innan ett företag går in och begär undantag.

Finansiering

I och med att den europeiska marknaden nu öppnas för tillträde för tredje part kommer konkurrensen att öka och vi kommer, precis som tidigare nämnts är fallet för Storbritannien, att få ökade möjligheter till en gas-till-gas-konkurrens. Effekten bör bli en mer effektiv marknad som leder till lägre priser för slutkunderna. Detta kommer även att sätta press på priset på transporten, dvs. överföring och distribution.

Konsekvensen av den ökade konkurrensen kan, men behöver inte, bli att lönsamheten av gasledning (transporttjänster) minskar. Introduktion av tillträde för tredje part innebär att transportkostnaderna utsätts för ökad granskning och påverkas av olika typer av nationella regleringar från myndigheternas sida, olika sådana för olika länder. En mycket viktig fråga som därmed uppstår är huruvida det är möjligt att finna finansierare som är villiga att satsa pengar i nya investeringar i ledningsnät. Erfarenheter från USA pekar på att man där lyckats genomföra många projekt. Finansiärerna per projekt har däremot blivit fler och de finansiella institutionerna har fått en mer komplex uppgift vilket lett till en ökad arbetsbelastning för deras del. Det är troligt att det inte heller blir problem med finansiering i Europa. Enligt OECD (1994) har några finansierare uttalat att man välkomnar en avreglering av gasmarknaden. I stället för att se den ökade konkurrensen som ett hinder för nya ledningar kan man se på vad som erfordras för att få intresse från finansierarnas sida. Två grundläggande skillnader är dock viktiga att komma ihåg vid jämförelser mellan Sverige och USA och mellan Sverige och den europeiska kontinenten. Dessa är:

- Marknaderna i USA och på den europeiska kontinenten är ofantligt mycket större än den svenska marknaden.
- Infrastrukturen är redan väl utbyggd till skillnad mot den svenska.

Investeringar i pipelines har hittills varit beroende av take or pay-kontrakt. Meningen med take or pay-kontrakten har, som framgått ovan, just varit att långsiktigt trygga intäkterna och därigenom har det gått att finna finansierare till infrastrukturutbyggnaden. Finansiärer av pipelines kräver normalt långa transportkontrakt som ger investeringen en pay-back på 10 till 20 år. För finansierarna är de långa kontrakten en garanti för deras medverkan. I dag täcks de finansiella riskerna huvudsakligen av långa take or pay-kontrakt. Vid tredje parts tillträde måste bankerna kunna lita till andra kontraktsformer. Bankernas förväntningar på marknadsutvecklingen kommer, liksom vid andra typer av kommersiella infrastrukturinvesteringar, att vara avgörande för hur villiga de är att låna ut kapital till infrastrukturutbyggnad. De europeiska bankerna har en

allmän hållning att ökad konkurrens på naturgas kommer att öka effektiviteten i branschen vilket påverkar priserna nedåt, vilket i sin tur leder till ökad efterfrågan. En del europeiska banker är vidare delfinansiärer i pipelines i USA, vilket visar att möjlighet till finansiering finns även vid tredje parts tillträde och annorlunda kontraktsstruktur. Olika sätt att minska riskerna i investeringen förekommer, åtminstone några kontrakt på tio år krävs i allmänhet. För att erhålla finansiering kan man t.ex. bjuda in ett antal potentiella användare av ledningen innan beslut om utbyggnad tas. Här kan jämföras med den föreslagna finansieringslösningen som Nordic Gas Grid-studien föreslagit (se kapitel 5).

En betydande del av risken i samband med investeringar i infrastruktur för naturgas hänger dock, som framgått tidigare, samman med politiska beslut om skatter och miljöavgifter. Detta betyder att graden av långsiktighet och stabilitet i energiskatter etc. i hög grad påverkar möjligheterna att bedöma den framtida avkastningen på infrastruktur i naturgas. Enbart långsiktiga bindningar är således inte tillräckligt.

Det bör också påpekas att kapitalmarknaderna ändrat karaktär sedan merparten av infrastrukturen för naturgas byggdes upp. De finansiella marknaderna var då förhållandevis hårt reglerade i många länder. Regleringarna avsåg både priser och kvantiteter. Viktiga instrument var t.ex. utlåningsreglering, räntereglering, placeringsplikt och emissionskontroll. Kreditpolitiken syftade bl.a. till att dirigera sparandet till vissa sektorer. Konsekvensen blev att vissa krediter blev hårt ransonerade och det fanns små möjligheter att kompensera detta via internationella krediter. De senaste 15 till 20 årens utveckling har pekat i en annan riktning och det har skett en liberalisering och modernisering av kapitalmarknaderna. De internationella finansiella transaktionerna och kapitalflödena har vuxit kraftigt i volym och komplexitet. Nya deltagare och nya finansiella instrument har lett till ökad konkurrens och strukturella förskjutningar på de internationella finansiella marknaderna. En allt större del av upplåningen sker på värdepappersmarknaderna i stället för som tidigare i bankerna. Bankernas roll har förändrats från att de varit institutioner för all ut- och inlåning till att de blivit en av de parter som förmedlar värdepappersaffärer. Det finansiella systemet har vidare fått allt större betydelse för att hantera och sprida risker.

Slutsatser

Den allmänna slutsatsen av ovanstående resonemang är att investeringsbenägenheten kan bli mer osäker på en marknad med ökad konkurrens. Finansiering av stora infrastrukturprojekt kommer dock att vara möjlig i en konkurrensutsatt naturgasmarknad. Långa kontrakt kommer även i

fortsättningen att vara nödvändiga och sannolikt dominera på marknaden.

Tariffer eller prissättning

Direktivet

Som framgått ovan skall de medlemsstater som väljer ett reglerat tillträde vidta nödvändiga åtgärder för att ge naturgasföretag och berättigade kunder rätt till tillträde till systemet på grundval av offentliggjorda tariffer och/eller andra villkor och skyldigheter för att utnyttja systemet.

Kort om transportkostnader

En transporttariff är, förenklat sett, vad en kund betalar till en transportör i utbyte mot en transporttjänst i gasledningsnätet. Strikt sett innebär begreppet tariff en tabell med publicerade avgifter.

Priset för en transporttjänst kan reflektera ett flertal saker; från kostnaden att överföra gas från punkt A till punkt B till värdet för en kund av att få gas transporterad. Priset kan dessutom variera betydligt beroende på hur det kalkyleras, eller mer konkret vilka prissättningsprinciper som tillämpas. Det kan också bero på vilka tjänster som ingår.

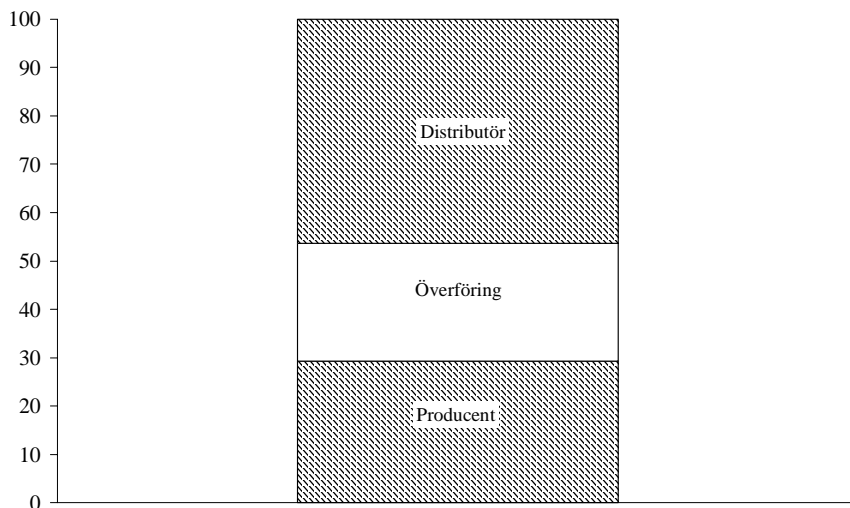
Transportkostnaderna kan vidare reflektera var gasen utvinns. Som framgått av kapitel 4 transporteras den svenska gasen från Tyra-plattformen till Nybro. I Nybro fortsätter gasen in i det danska transportledningsnätet och går vidare till Dragör, varifrån det svenska stamnätet för naturgas utgår. Från Dragör går gasen vidare till Klagshamn. Gasen distribueras sedan vidare i Sverige. Kostnaden för transporten består således av ett antal olika transportmoment i olika typer av ledningar och länder.

De principer som styr prissättningen av gas gör det svårt att beräkna hur stor andel som utgörs av transportkostnader (i Sverige saknas uppgifter). I Figur 8.1 har gaspriset för en genomsnittlig slutkund i Tyskland fördelats på olika komponenter. Kostnaden för överföring eller transmission uppgår till ca 25 procent (kostnaden för distribution består också till relativt stor del av transportkostnader, men exakta uppgifter saknas och finns därför inte angivna i figuren). Beräkningar av OECD (1994) pekar på att överföringskostnaderna i USA uppgår till ca 20 procent av gaspriset och i Frankrike till 10 procent. Nordic Gas Grid-studien indikerar att kostnaderna för överföring skulle uppgå till ca 10 procent av gaspriset (i detta fall av gränspriset, vilket inte inkluderar kostnader för distribution etc.).

Det bör betonas att den relativa betydelsen av de olika komponenterna i Figur 8.1 varierar efter t.ex. avstånd, typ av reglering och kostnadsfördelning, slutanvändarens lastfaktor (belastning på nätet) samt graden av gas-till-gas-konkurrens. De varierar vidare efter slutkundens storlek och under vilka förutsättningar kunden kan utnyttja systemet.

Figur 8.1 Nedbrytning av gaspriset i olika komponenter för en genomsnittlig slutkund

Procent



Källa: IEA (1998a).

Allmänt om transporttariffer

Transporttjänster utförs under olika politiska och regleringsmässiga regimer. Det är därför inte möjligt att identifiera en samling allmänt accepterade kriterier för ett optimalt tariffsystem. Det är däremot möjligt att redovisa ett antal kriterier som är allmänt förekommande i samband med utformningen av tariffer.

Som framgått av avsnitt 8.2 är ekonomisk effektivitet det främsta skälet för att reglera naturliga monopol. I länder som har reglerade tariffer förefaller ekonomisk effektivitet också vara det främsta syftet med tariffsystemet.

Utöver effektivitetskriteriet diskuteras bl.a. följande kriterier (OECD, 1994).

- *Kostnadstäckning.* Tariffsystemet måste ge full kostnadstäckning och en skälig avkastning på investerat kapital. Det bör också ge gasföretag incitament att bibehålla och utveckla transportsystemet.
- *Likformighet.* Det är viktigt att avgiftsstrukturen är utformad så att den är användbar för alla aktörer och att avgifterna baseras på användningen av transportsystemet. Prisstrukturen får utöver detta inte skapa barriärer för att träda in på marknaden.
- *Acceptabelt för kunder.* Utformningen av tarifferna skall vara klar och entydig så att alla transportkunder, existerande och kommande, förstår hur deras avgifter har beräknats och är övertygade om att metoden är skälig och rättvis. Kunder kan också förväntas vilja att avgifterna skall vara stabila år från år. Potentiella kunder bör således ha förutsägbara och stabila tariffer som uppmuntrar snarare än förhindrar tillträde.
- *Effektiv implementering.* Avgifterna bör präglas av enkelhet vad det gäller avseende struktur och applikation för att minska transaktionskostnader.

I en underlags-PM som syftar till att utgöra ett stöd i samband med implementeringen av gasdirektivet har EU-kommissionen (1998b) pekat på ett antal ytterligare kriterier som bör prägla ett väl utvecklat tariffsystem. De är följande och ingår delvis i de kriterier som redovisats ovan.

- *Objektiva.* Tarifferna bör baseras på en systematisk metodik som i princip kan appliceras på alla förfrågningar om tillträde på ett konsistent och jämförbart sätt.
- *Opartiska och rimliga.* Tarifferna skall täcka alla relevanta kostnader som relateras till en viss transporttjänst och ge en skälig avkastning. En dominerande position skall inte kunna missbrukas i förhandlingar.
- *Icke-diskriminerande.* Tarifferna skall baseras på lika behandling av liknande kunder och inte innehålla inslag av korssubventionering mellan olika typer av kunder. Tredje part skall inte diskrimineras gentemot transportörens (ägarens) egen användning av systemet.
- *Enkla och transparenta.* Tarifferna skall vara enkla att förstå och medge användare att göra en rimlig värdering av avgifterna med tillräcklig precision (utan att skapa hinder för tillträde). Integrerade företag skall särredovisa olika funktioner och redovisningen skall vara tillgänglig för berörda myndigheter.
- *Förutsägbara och stabila.* Tarifferna skall inte vara föremål för oregelbundna och godtyckliga förändringar, utan vara giltiga under en skälig tid.

Prissättningsprinciper

Hur skall då ett överföringsföretag sätta sina priser för att uppfylla de ovan nämnda kriterierna eller målsättningarna? Något enkelt svar på detta finns inte. Även om kriterierna varierar i betydelse är det av naturliga skäl ingen enkel sak att utforma tariffer som är optimala eller ens tar hänsyn till de viktigaste kriterierna.

Tariffer kan utvecklas utifrån ett flertal olika metoder och antaganden. Normalt sett brukar dock tre olika metoder diskuteras (OECD, 1994).

- *Kortsiktig marginalkostnad.* Kostnaden av att öka transporttjänsterna med en enhet i termer av gas (kapitalstocken förblir oförändrad).
- *Långsiktig marginalkostnad.* Kostnaden av en bestående ökning av en enhet i kapacitet och genomströmning.
- *Genomsnittlig redovisningskostnad.* Samtliga kostnader som finns i företagets räkenskaper fördelas på olika transporttjänster.

De tre metoderna har både för- och nackdelar och uppfyller i varierande utsträckning de kriterier som ställts ovan. De uppfyller dock inte samtidigt två av de viktigaste kriterierna för en väl fungerande tariff som nämnts ovan. Dessa kan sägas vara optimal dimensionering och optimalt utnyttjande, kriterier som skall vara uppfyllda vid effektiv prissättning. Dessutom bör systemet ge full kostnadstäckning.

Effektiv prissättning är i allmänhet liktydig med marginalkostnadsprissättning. Ett naturligt monopol karakteriseras dock av betydande stordriftsfördelar, varför ett optimalt utnyttjande av systemet (genom marginalkostnadsprissättning) som framgått av avsnitt 8.2 ej leder till full kostnadstäckning vid en optimal dimensionering av systemet.

Kostnadsfördelning

Vi står därmed inför en avvägning som brukar benämnas second-best-problem. Detta innebär en avvägning mellan optimal dimensionering, optimalt kapacitetsutnyttjande och full kostnadstäckning. En ståndpunkt kan vara att prissättningen skall användas som huvudinstrument för att uppnå ett effektivt utnyttjande av existerande kapacitet, dvs. att priset skall baseras på marginalkostnaden och att intäktskrav bör mötas på det sätt som orsakar minsta möjliga snedvridningar (Hjalmarsson, 1991).

Syftet med prissättningen kan således i detta skede vara att uppnå full kostnadstäckning med så små snedvridningar som möjligt, dvs. att de

efterfrågade kvantiteterna skall påverkas så lite som möjligt (Hjalmarsson, 1991).

I allmänhet brukar följande lösning anvisas enligt ekonomisk teori.⁹

- Två- eller flerdelade tariffer med en variabel komponent på nivån för kortsiktig marginalkostnad och en fast komponent oberoende av förbrukningen.

Utformningen av dessa tariffer kan dock variera högst väsentligt. Tyngdpunkten på fasta och rörliga komponenter kan t.ex. variera efter de kriterier som diskuterats ovan och vilken vikt dessa har.

Avkastning

Avkastningen är ofta en central fråga i samband med reglering av gasledningsnät. Karaktären av ett naturligt monopol medför att det ställs krav på att vinsterna skall begränsas. Det är uppenbart att det finns ett samband mellan avkastning och utformning av tariffer och vice versa.

Den kanske svåraste frågan i samband med en reglering av vinstnivån är att fastställa vad som är en normal eller skälig vinst. Utan att närmare gå in på detta här, finns det ett antal mer eller mindre användbara metoder.

Dessa metoder har dock svårt att förena avkastnings- och incitamentskrav. Svårigheten är att finna lämpliga vägar att reducera vinsten och samtidigt behålla en incitamentsstruktur som stimulerar nätföretag att operera effektivt. Beroende på val av metod eller reglering kan t.ex. följande problem uppstå.

- Ett företag kan få små incitament att minimera produktionskostnaderna. Incitamenten kan snarare vara att maximera utgifterna.
- Ett företag kan ha små incitament att investera i mer kostnadseffektiva processer eftersom vinsterna kan tillfalla konsumenterna snarare än aktieägarna.
- Reglering av priserna kan resultera i priser som inte nödvändigtvis reflekterar marginalkostnaden för de tjänster som tillhandahålls och därmed inte sänder de korrekta marknadssignalerna till användarna.

⁹ En annan variant är s.k. Ramsey-prissättning som innebär prisdiskriminering efter priskänslighet. Höga priser tas ut av mindre priskänslig efterfrågan eller mindre priskänsliga konsumenter och vice versa (detta torde dock inte vara en möjlig variant om kraven på icke-diskriminerande tariffer skall uppfyllas).

- Regleringen allokerar inte risk mellan företag och konsumenter.
- Det kan finnas en risk för att företaget för över kostnader från den oreglerade delen till den reglerade delen och vinster i den andra riktningen.

Den svenska marknaden

I flertalet länder i Europa skiljer inte gasföretagen mellan kostnaden för gas och kostnaden för att transportera den från t.ex. gränsen. Denna situation reflekterar delvis marknadsstrukturen som i många fall karakteriseras av monopol på både import- och transportsidan och i vissa fall även vad gäller distribution. Tillträdet till näten har på grund av denna struktur varit begränsad och det har funnits små behov av transporttjänster (ofta enbart transitering). Som framgått av kapitel 4 karakteriseras den svenska marknaden av liknande förhållanden.

I Sverige har det således tidigare inte funnits något behov av att separera kostnader för själva gasen och för transporten. Det finns inte heller några krav på att tariffer skall offentliggöras. Distributionsföretagen offentliggör dock tariffer för mer homogena grupper som t.ex. småhus och mindre industrier. Tarifferna avser emellertid det totala priset och ett exempel för småhus ges i Tabell 8.2 (skatter ingår i de priser som anges).

Tabell 8.2 Naturgaspris för småhus (gäller från 1 oktober 1998)

	Pris
Anslutningsavgift	10 000 kr
Abonnemangsavgift	850 kr/år
Energipris	38,0 öre/kWh

Källa: Sydgas AB.

Detta förfarande förefaller också naturligt i en monopolliknande situation utan behov av transporttjänster. Att satsa resurser på att fördela tarifferna på olika tjänster är inte meningsfullt i ett sådant läge.

Kundsammansättningen på marknaden kan också spela en betydelsefull roll. I Sverige svarar 25 till 30 kunder för närmare 60 procent av gasförbrukningen, medan t.ex. uppvärmningen av småhus enbart svarar 3–4 procent av konsumtionen. Behovet av olika former av tariffer har mot denna bakgrund varit begränsat och det har upplevts som naturligt att förhandla. För homogena kunder som t.ex. hushåll är det ett vanligt förfarande, oberoende av marknadssituation, med generella och offentliga tariffer. Transaktionskostnaderna skulle annars bli alltför höga.

Den nuvarande kundsammansättningen kan få betydelse vid en eventuell marknadsöppning i Sverige och för vilket tillträdesförfarande som då väljs, förhandlat eller reglerat. Om marknaden öppnas enligt de minimiregler som anges i gasdirektivet kommer enbart de 25 till 30 företag som angetts ovan att betraktas som berättigade kunder och därmed få tillträde till systemet (se avsnitt 8.4). Vid en marknadsöppning måste i och för sig Vattenfall Naturgas AB och de olika distributionsföretagen, oberoende av tillträdesform, kalkylera och prissätta själva transporttjänsterna. Den stora skillnaden mellan förhandlat och reglerat tillträde är att tarifferna vid ett reglerat tillträde måste offentliggöras och dessa är då bindande.

På en liten marknad med i huvudsak ett fåtal större kunder kan detta förhållande möjligen få betydelse. Om en berättigad kund väljer att förhandla med t.ex. ett tyskt företag om gasleveranser kan den hittillsvarande svenske säljaren (distributionsföretaget) enbart förhandla om den del av priset som rör själva gasen och inte om den del som avser kostnaden för transporttjänsten. Är den svenske säljaren uppbunden av långsiktiga take or pay-kontrakt kan även möjligheten att förhandla om själva gaspriset vara begränsad.

Den berättigade kunden kan även anse att transportkostnaden i det svenska systemet är för hög vid ett köp av t.ex. tysk gas. Den här typen av berättigade kunder är priskänsliga och har i de flesta fall tillgång till andra bränslealternativ. Om den berättigade kunden väljer ett annat bränslealternativ innebär detta att det svenska gasföretaget förlorar transportintäkterna. Om gasföretaget, liksom i fallet ovan, har take or pay-åtaganden kan förlusterna bli än större.

Ett alternativ skulle kunna vara att gasföretaget har ett flertal olika tariffer för olika typer av företag och situationer. Om inte alla berättigade kunder kan välja tariff och om tarifferna avsevärt skiljer sig åt mellan liknande kunder kan dock utformningen uppfattas som diskriminerande. Enligt gasmarknadsdirektivets artikel 14 skall förfarandena användas i enlighet med objektiva, öppna och icke-diskriminerande kriterier. Kostnaden för att utforma många tariffer kan dessutom vara betydande.

En annan typ av problem kan uppstå om nya investeringar genomförs i Sverige och om vi därigenom får ett tillfälligt undantag inom ett geografiskt begränsat område. Detta gäller speciellt om det nuvarande nätet och ett kommande sammankopplas (vilket förefaller högst naturligt). För det första kan det komma att innebära att vi får ett system med t.ex. reglerat tillträde och offentliggjorda transporttariffer i det nuvarande nätet, medan ett eventuellt nytt nät inte omfattas av något krav på tillträde eller marknadsöppning. För det andra kan transportkostnaderna komma att skilja sig åt mellan det nuvarande nätet och ett eventuellt nytt nät. Detta hänger samman med att investeringskostnaderna i det nuva-

rande systemet till stor del kommer att vara amorterade vid den tidpunkt det kan komma att vara aktuellt att investera i ett nytt nät. Innebörden är att transportkostnaderna kommer att vara betydligt lägre i det nuvarande nätet än i ett eventuellt kommande. Detta kan innebära problem med tariffsättningen (åtminstone efter de tio år som undantaget gäller). Det är svårt att tänka sig att transporttarifferna kan skilja sig åt i det nuvarande och det nya systemet om de är sammankopplade (såvida inte systemen har väsentligt olika kapacitet etc.). Om tarifferna i de bägge systemen konvergerar innebär detta att kunder i det gamla systemet får subventionera kunder i det nya. På en sådan liten marknad som i Sverige kan det innebära betydande prisgenomslag. Vi har ovan sett att berättigade kunder i många fall har andra bränslealternativ och då kan komma att lämna gasmarknaden.

Det är naturligtvis svårt att bedöma realismen i de exempel som diskuterats ovan. Transmissionskostnaden utgör 10 till 20 procent av gaspriset (inkluderas distributionskostnaden ökar dock andelen betydligt) och det finns alltid en möjlighet att förhandla om resterande del av priset.

Samtidigt är ett system med tariffer lätt att förstå. Om antalet kunder (framför allt mindre kunder) ökar kan också transaktionskostnaderna vid förhandlingar bli stora. Vidare minskar tariffer tendenser till diskriminering och kan underlätta för en tillsynsmyndighet att analysera prisbildningen.

I t.ex. Storbritannien har det varit ett krav att tarifferna och beräkningsprinciperna skall offentliggöras. Detta i syfte att få en fungerande marknad. Sverige och Storbritannien uppvisar i och för sig stora skillnader, men behovet av klara spelregler är en betydelsefull komponent för att få en marknad att fungera.

Ett reglerat tillträde med klara, entydiga och offentliggjorda tariffer kan vidare underlätta statsmakternas möjligheter att ställa krav på tariffernas utformning. Det kan t.ex. gälla möjligheten att ålägga naturgasföretag att tillhandahålla vissa allmännyttiga tjänster (t.ex. att tarifferna inte skall vara avståndsberoende).

På sikt bör de principer som styr prissättningen förändras. I dagsläget utnyttjas s.k. net-back-prissättning (se kapitel 4). Inslaget av alternativkostnadsprissättning och frånvaron av kostnadsfördelning innebär att prissättningsprincipen inte baseras på de underliggande kostnaderna och inte heller explicit reflekterar kostnaderna i tariffer. Detta ökar sannolikheten för korssubventionering (genom möjligheten till prisdiskriminering). Tariffer kan innebära en mer kostnadsriktig prissättning som ökar incitamenten till ekonomiskt effektiva lösningar (på sikt kan även ett förhandlat tillträde, utan offentliggjorda tariffer, leda i samma riktning).

Elmarknaden

Väl fungerande tariffsystem kan, som framgått ovan, vara mycket komplicerade att konstruera och effekterna är i många fall svåra att bedöma. I många fall ställs därför enbart vissa generella krav på utformning i lagstiftningen och den närmare konstruktionen blir en uppgift för marknaden. Så är fallet i många länder.

Detta var också fallet i samband med omregleringen av elmarknaden i Sverige. Som allmän regel anges i ellagen bl.a. att:

- Nättariffer skall vara skäliga och utformade på sakliga grunder. Vid bedömning av en nättariffs skälighet skall konsumentintresset särskilt beaktas. Hänsyn skall dessutom tas till kravet på en rimlig avkastning i nätverksamheten.
- Den som har nätkoncession skall offentliggöra sin nättariff till den del den avser avgifter och övriga villkor för överföring av el.

Av regeringens proposition (1993/94:162) om handel med el i konkurrens framgår, att nättarifferna bör så långt som det är praktiskt möjligt avspegla de fysiska flödena på nätet. Detta är en förutsättning för att tariffen skall ge korrekta samhällsekonomiska styrsignaler till aktörerna, dvs. såväl till elproducenterna som till elkonsumenterna. Nättariffen bör också utformas på ett sätt som stimulerar konkurrensen på elmarknaden. Det skall vara enkelt att köpa och sälja kraft med olika typer av kontrakt.

Samtidigt anges att det inte är en uppgift för statsmakterna att meddela detaljerade föreskrifter om vilka tariffer som skall tillämpas av nätföretagen. Den närmare utformningen av tarifferna är en fråga mellan nätföretagen och dem som vill utnyttja näten för överföring av kraft.

Vissa principer för utformningen av tarifferna ges dock. Enligt propositionen bör det i ellagen föreskrivas att nättariffer, som ovan nämnts, skall vara skäliga och utformas på sakliga grunder. Begreppet saklig grund innebär att nättarifferna skall vara objektiva och icke-diskriminerande. Kunder får indelas i grupper efter kostnadsbild, men kunder inom samma kundkategori skall däremot ha samma nättariff.

Det framgår också att nättarifferna bör ge sådana intäkter att verksamheten ger en rimlig avkastning. Detta är enligt propositionen viktigt för att undvika en situation där nätverksamheten måste finansieras på annat sätt än via nättariffer eller omvänt blir utnyttjad till subventionering av annan verksamhet, s.k. korssubventionering.

Enligt propositionen bör en princip för utformningen av nättariffer vara att den som förorsakar kostnader för nätägaren också skall betala

för detta. Denna princip innebär att tarifferna bör vara kostnadsriktiga för varje kundkategori.

Som redan framgått av avsnitt 8.2 har det också införts ett visst system för utjämning av nättarifferna, t.ex. att de inte får vara avståndsberoende.

Enligt propositionen kan dock inte utjämningen av nätkostnaderna inom ett koncessionsområde drivas hur långt som helst utan att det uppstår betydande samhällsekonomiska kostnader. Därför har det bl.a. införts bestämmelser om att engångsavgifter för anslutning får vara avståndsberoende och att nättariffen för linje bör kunna variera med hänsyn till var anslutningspunkten är benägen.

Slutsatser

Det är svårt att dra några bestämda slutsatser om hur ett införande av offentliggjorda transporttariffer skulle påverka gasmarknaden i Sverige. En möjlighet är att de skulle kunna påverka förhandlingsutrymmet negativt i samband med gasaffärer och prissättningen i samband med nya investeringar. Berättigade kunder har i många fall andra bränslealternativ och kan komma att lämna gasmarknaden. Behovet av tariffer kan naturligtvis även diskuteras utifrån marknadsstrukturen. I dag är det endast ca 25 förbrukare som kan betraktas som berättigade kunder och därmed få tillträde till nätet.

Samtidigt är ett system med tariffer lätt att förstå och det reducerar transaktionskostnaderna. Det ger också klara och entydiga spelregler, vilket förbättrar marknadens funktionssätt.

Väl fungerande tariffsystem är komplicerade att konstruera. Detta är knappast en uppgift för statsmakterna, utan snarast en uppgift för marknaden. Det finns dock anledning att ange vissa grundläggande principer som baseras utifrån de kriterier som anses lämpliga.

Införandet av tariffsystem och ett reglerat tillträde kan komma att påskynda en annan typ av prissättning av gas. Den nuvarande prissättningsprincipen baseras inte på de underliggande kostnaderna och kan ge upphov till korssubventionering. Tariffer kan innebära en mer kostnadsriktig prissättning som ökar incitamenten till ekonomiskt effektiva lösningar. Med hänvisning till begreppet allmännyttiga tjänster kan staten också prioritera eller lyfta fram andra mål.

Transitering

Direktivet

Inom EU finns ett direktiv om transitering av naturgas genom gasledningsnät, direktiv 91/296/EEG. Transiteringsdirektivet drevs ursprungligen fram av Portugal, med syfte att försörja en växande marknad som saknade egna försörjningsresurser. Transiteringsdirektivet (av den 31 maj 1991) var det första steget mot en inre naturgasmarknad och skall, enligt EES-avtalet (av den 1 januari 1994), tillämpas även av Sverige. Med anledning av detta uppdrog regeringen åt NUTEK den 9 juni 1994 att vara den myndighet som hanterar transitering av naturgas i enlighet med transiteringsdirektivet.

Direktivet omfattar överföringsnät för naturgas under högtryck och de enheter som är ansvariga för dem i respektive land, enligt förteckning i bilaga till direktivet som uppdateras vid behov. För Sveriges del anges Vattenfall Naturgas AB och Sydgas AB i denna bilaga. Dessa båda bolag har i skrivelser april/maj 1994 förbundit sig att fullgöra de skyldigheter som följer av direktivet.

Medlemsstaterna skall ha satt i kraft lagar och andra nödvändiga författningar för att uppfylla transiteringsdirektivet före den 31 december 1995.

Av direktivet framgår att EU strävar efter en mer integrerad energimarknad för att kunna uppnå en enda inre marknad. Målet för den inre naturgasmarknaden är, enligt transiteringsdirektivet, ”att säkerställa högre lönsamhet, förenlighet med miljö och försörjningstryggheten genom fri handel utan oacceptabla begränsningar av konkurrensen”. Medlemsstaterna skall vidta nödvändiga åtgärder för att underlätta transitering av naturgas mellan länderna.

Handeln mellan de europeiska högtryckssystemen ökar för varje år och får konsekvenser för investeringar. Tanken med transiteringsdirektivet är att försörjningstryggheten för naturgas skall förbättras och kostnaderna minska genom att näten och dess sammankopplingsmöjligheter utnyttjas effektivare och att annat samarbete mellan överföringsföretagen samtidigt uppmuntras, vilket i sin tur leder till förbättringar och kostnadsminskningar.

Upprättandet av en inre naturgasmarknad kommer att stimulera den gradvisa dynamiska integreringen av nationella naturgasnät. I detta sammanhang skulle särskilda åtgärder avseende infrastrukturen kunna påskynda anslutningen av avsidens belägna områden och öar i gemenskapen till det helt sammankopplade nätet.

Vidare framgår av transiteringsdirektivet att handelshinder kan reduceras, såvida inte hindren beror på ”arten av teknik eller på själva nä-

ten”. Handelshindren reduceras genom att införa obligatorisk transitering av naturgas och genom att införa ett lämpligt system för övervakning. De finansiella, tekniska och rättsliga villkoren måste, enligt direktivet, som en allmän regel utarbetas direkt mellan berörda nät. Transiteringsvillkoren bör vidare vara skäliga och överensstämna med gemenskapens konkurrensregler.

I skyldigheterna ingår bl.a. att anmälan skall ske till kommissionen och berörda nationella myndigheter:

- om varje begäran av transitering,
- om slutförande av transiteringskontrakt, och
- om orsak i det fall kontrakt ej slutits 12 månader efter begäran.

Direktivet uttrycker också att hänsyn skall tas till likheter och skillnader mellan länderna.

Transiteringsdirektivet är, som ovan nämnts, en föregångare till nuvarande gasdirektiv och utgör första fasen i fullbordandet av en inre marknad för naturgas. För att uppnå en inre marknad för naturgas har det bedömts som nödvändigt att vidta ytterligare åtgärder.

Transiteringsdirektivet är av samma dignitet som naturgasdirektivet och således kompletterar dessa direktiv varandra. Eurogas har med anledning av naturgasdirektivet konstaterat att det är för tidigt att föreslå avveckling av transiteringsdirektivet. När väl gasdirektivet implementerats i de olika länderna föreslås att en noggrann analys görs om något naturgassystem fortfarande har behov av transiteringsdirektivet.

Slutsatser

Med anledning av att transiterings- och gasdirektivet lever sida vid sida måste man vara medveten om att olika länder kan komma till olika tolkningar som sedan ligger till grund för deras lagstiftning. Detta kan leda till problem för aktörerna på gasmarknaden. Därför är det viktigt att analysera behovet av transiteringsdirektivet efter det att gasdirektivet trätt i kraft.

8.4 Marknadsöppning

8.4.1 Direktivet

Av artikel 18 framgår att medlemsstat skall ange vilka kunder inom respektive land som skall kunna få tillträde till systemet i avsikt att ingå avtal om eller köpa naturgas. Definitionen av sådana s.k. berättigade kunder skall leda till en öppning av marknaden som motsvarar 20 procent av den totala årliga gasförbrukningen på den nationella marknaden. Denna andel skall öka till 28 procent fem år efter det att direktivet har trätt i kraft och till 33 procent efter tio år.

Medlemsstaterna skall vidta nödvändiga åtgärder för att säkerställa att åtminstone följande kunder anges som berättigade kunder.

- Kunder som har gaseldad kraftproduktion, oberoende av årlig förbrukningsnivå. För att värna om jämvikten på elmarknaden får dock medlemsstaterna införa ett tröskelvärde som inte får överstiga det som anges för andra slutförbrukare, för att kraftvärmeproducenter skall anses vara berättigade.
- Övriga slutförbrukare som förbrukar mer än 25 miljoner m³ gas per år per förbrukningsställe.

För gruppen övriga slutförbrukare i den andra punkten skall tröskeln sänkas till 15 miljoner m³ gas per år och förbrukningsställe fem år efter det att direktivet trätt i kraft och till 5 miljoner m³ per år och förbrukningsställe efter tio år.

Leder definitionen av berättigade kunder till en öppning av marknaden som överstiger de ovan nämnda procentsatserna (20, 28 och 33 procent) får länderna själva begränsa marknadsöppningen så att den blir lägst 10 procentenheter över miniminivåerna. Detta kan ske genom en anpassning av definitionen av berättigade kunder.

Av avsnitt 8.3 har tidigare framgått att naturgasföretag får vägra tillträde till systemet på grund av bristande kapacitet, eller om tillträde till systemet skulle hindra dem från att utföra de allmännyttiga tjänster som ålagts dem (se avsnitt 8.2), eller på grundval av allvarliga ekonomiska och finansiella problem med take or pay-avtal.

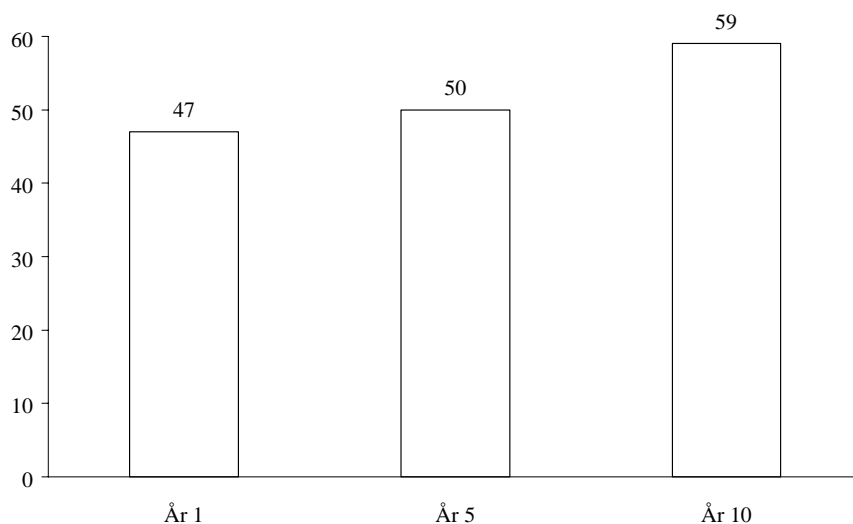
8.4.2 Konsekvenser för den svenska marknaden

Allmänt

Konsekvenserna för den svenska naturgasmarknaden av direktivets minimiregler framgår av Figur 8.2 (som baseras på faktiska leveranser 1998). Direktivets definition av vad som åtminstone skall anses som berättigade kunder leder till en öppning av marknaden med 47 procent när direktivet träder i kraft. Efter fem år ökar marknadsöppningen till 50 procent och efter tio år till 59 procent. Definitionen av berättigade kunder leder således till att marknaden öppnas betydligt mer än de krav på öppning med 20, 28 och 33 procent som ställs i direktivet. Innebörden av detta är att Sverige skulle kunna begränsa marknadsöppningen till 30 procent när direktivet träder i kraft, till 38 procent efter fem år och till 43 procent efter tio år.

Figur 8.2 Marknadsöppning i Sverige enligt EU-direktivets minimiregler

Procent



Källa: Svenska Gasföreningen (1999).

Marknadsstrukturen framgår mer i detalj av Tabell 8.3. Kraftvärmeproducenter och större slutkunder som förbrukar mer än 25 MNm³ per år är de kategorier som mest påverkar graden av marknadsöppning. Det är dock sannolikt fråga om ett relativt begränsat antal kunder.

Noterbart är att konsumenter motsvarande drygt 40 procent av konsumtionen inte får tillträde till systemet. Tabell 8.3 visar därmed på en åtminstone formell skillnad gentemot det regelsystem som gäller i Sveri-

ge i dag. Enligt rörledningslagen (se kapitel 6) är koncessionshavaren skyldig att mot ersättning ombesörja transport genom ledningen åt annan, om det kan ske utan väsentligt förfång för koncessionshavaren. I praktiken ger således rörledningslagen utrymme för att tredje part skall kunna utnyttja ledningen och någon begränsning till olika former av berättigade kunder finns inte. Ett införande av direktivets minimiregler skulle därför rent teoretiskt kunna begränsa tillträdet till systemet i förhållande till vad som gäller i dagsläget och därmed också konkurrensen på marknaden.

Tabell 8.3 Marknadsstruktur 1998

Marknadsstruktur	Leveranser	
	Miljoner m ³	Procent
Kraftvärme	244	28,7
Slutkunder som förbrukade mer än 25 MNm ³	157	18,5
Slutkunder som förbrukade mindre än 25 MNm ³ men mer än 15 MNm ³	24	2,8
Slutkunder som förbrukade mindre än 15 MNm ³ men mer än 5 MNm ³	76	8,9
Övriga slutkunder	350	41,1
Summa	851	100,0

Anm.: MNm³ = Miljoner normalkubikmeter.

Källa: Svenska Gasföreningen (1999).

Distributionsföretag

Distributionsföretag¹⁰ ingår inte i direktivets bestämmelser av vad som åtminstone skall betraktas som berättigade kunder (och därmed inte heller i Figur 8.2). Det kan i och för sig vara svårt att föreställa sig en öppning av marknaden som inte omfattar distributionsföretag. I Danmark diskuteras emellertid att distributionsföretag inte skall anses som berättigade kunder och därmed få tillträde till nätet. Bakgrunden är att de regionala distributionsbolagen tidigare har erhållit stora offentliga subventioner och därför inte bör få ytterligare konkurrensfördelar.

¹⁰ Enligt artikel 18.8 har dock distributionsföretag, om de inte anges som berättigade kunder, behörighet att ingå avtal om naturgas enligt artiklarna 15 och 16 för den volym naturgas som förbrukas av de av deras kunder som anges som berättigade inom deras distributionssystem, för att kunna försörja dessa kunder.

Det bör dock poängteras att distributionsföretag måste öppna sina rörledningar till vad som ansetts som berättigade kunder, dvs. att vi får en marknadsöppning som i mycket stor utsträckning påminner om den som anges i Figur 8.2.

IEA (International Energy Agency) har analyserat distributionsföretag i de sex största gasländerna i Europa (Belgien, Frankrike, Italien, Nederländerna, Storbritannien och Tyskland). Huvudresultatet är kortfattat att det inte sker någon optimering av den ekonomiska effektiviteten under nuvarande institutionella förhållanden. Slutsatsen baseras på följande iakttagelser (IEA, 1998b).

- Stordriftsfördelar existerar i teorin, men inte i praktiken. Den genomsnittliga distributionskostnaden faller inte när produktionen ökar. Kostnaderna är därför högre än vad de borde vara.
- De nuvarande priserna reflekterar inte kostnaderna. En förklaring är att de nuvarande tariffmekanismerna inte är utformade för att minimera priserna för slutkunderna. I många fall praktiseras alternativkostnadsprissättning (och s.k. net-back-prissättning, se kapitel 4), vilken saknar kontakt med de underliggande kostnaderna och inte reflekterar kostnaderna explicit i tariffer. Som ett resultat av detta är det vanligt med korssubventionering. Priserna mellan olika kundgrupper i länderna varierar högst väsentligt.
- Företagens vinster varierar mellan de olika länderna, men förefaller ligga på en hög nivå. Förhållandet implicerar en viss ekonomisk ineffektivitet, eftersom en del av vinsten skulle kunna återföras till gaskonsumenterna i form av lägre priser.
- Kontinentala företag har betydligt högre priser än företag i Storbritannien. Skillnaden kan inte enbart förklaras av skilda vinstnivåer. Till en del förklaras prisdifferenserna av kostnadsineffektiviteter.

Enligt IEA är det nödvändigt att introducera incitament som stimulerar ekonomisk effektivitet, samtidigt som andra mål som säkerhet (t.ex. i form av leveranser och lagring) bibehålls.

IEA pekar på två steg som kan övervägas. Det första är att distributionsföretag bör betraktas som berättigade kunder och därmed få tillgång till överföringsnäten. Detta ger dem en möjlighet att välja leverantör och de blir inte lika bundna till nätägaren (överförings- eller transmissionsföretaget) som tidigare. Effekten bör bli lägre gaspriser för distributionsföretagen.

Tillträde till gasledningsnäten kommer uppenbarligen att gynna distributionsföretagen, men inte säkert deras kunder. Som ett andra steg pekar därför IEA på möjligheten att öka och utveckla konkurrensen i dist-

ributionsledet. Enligt IEA finns flera möjliga vägar till detta, t.ex. direkt konkurrens, tillträde till näten och olika regleringsmässiga metoder.

Transporträtter och importavtal

För att skapa en genuin konkurrens på den svenska marknaden är det inte tillräckligt att enbart ge tillträde till systemet och öppna marknaden med en viss andel. Det måste också vara möjligt för svenska slutkunder att köpa gas från andra leverantörer än Vattenfall Naturgas AB eller Sydgas AB, t.ex. leverantörer i Tyskland eller fristående handlare i Danmark. I praktiken kan det dock finnas hinder som kan begränsa tillträdet till systemet. Av avsnitt 4.2 har framgått att Vattenfall Naturgas AB har transporträtten i det danska systemet. I avtalet mellan Sveriges regering och Danmarks regering (prop. 1979/80:170) sägs att:

DONG A/S förpliktar sig att för Swedegas AB:s räkning årligen transportera högst 2 miljarder kubikmeter naturgas – dock högst ca 6 miljoner kubikmeter per dygn – från den dansk-tyska gränsen eller den danska behandlingsanläggningen för naturgas vid Nordsjön till dansk kust vid Öresund samt att genomföra den ökning av kapaciteten i det projekterade danska naturgasnätet som behövs för att fullgöra detta åtagande. DONG A/S transportåtagande gäller i 20 år från transportens början, dock längst till den 8 juli 2012.

Eftersom transporterna påbörjades 1985 upphör transporträtten 2005.

Vattenfall Naturgas AB har i och för sig inget inköpsmonopol, men transporträtten i det danska systemet för högst 6 miljoner m³ gas per dygn har i praktiken hittills betraktats som ett monopol (se kapitel 4). Huruvida detta är ett problem heller inte är beroende av om det finns ledig kapacitet i det danska systemet. Finns det ledig kapacitet bör förhållandet med transporträtten inte föranleda några problem. Om det däremot saknas ledig kapacitet är det inte otänkbart att de som anges som berättigade kunder kan behöva förhandla med Vattenfall Naturgas AB om att köpa transporträtt. I det sistnämnda fallet är det tänkbart att det skulle kunna uppstå en handel med transporträtter. Hur en sådan handel kommer att fungera eller utformas är dock inte möjligt att bedöma. Det bör också påpekas att, enligt artikel 17, får medlemsstaterna vidta nödvändiga åtgärder för att säkerställa att det naturgasföretag som vägrar tillträde till systemet på grund av bristande kapacitet eller otillräcklig anslutning, genomför nödvändiga förbättringar så långt detta är ekonomiskt försvarbart, eller när en potentiell kund är villig att betala för det.

Ett närliggande område är de tre nuvarande importavtalen mellan Dangas och Vattenfall Naturgas AB som löper ut 2003, 2006 och 2010, dvs. innan transporträtten löper ut. Hur detta förhållande kan komma att

påverka möjligheterna för eventuellt nytillkommande importörer eller andra kunder är dock svårt att bedöma.

I detta sammanhang kan det vara av intresse att kort beröra Danmarks produktionskapacitet. Av kapitel 2 har det framgått att Danmarks reserver är relativt begränsade och endast räcker i ca femton år med nuvarande produktionstakt. I en rapport till den danska staten om den danska naturgassektorns struktur pekas på att efterfrågan kommer att överstiga utbudet år 2000 och att det därmed krävs en viss import. Efter 2005 kommer den inhemska produktionen att minska successivt och 2010 kommer importbehovet att motsvara ca hälften av efterfrågan (Tabell 8.4). En viktig slutsats av denna prognos är att Sverige successivt måste söka andra importalternativ än Danmark. Det kommer därmed också att bli viktigt att få tillgång till det danska systemet för transporter. Det kan vidare komma att ställa krav på investeringar i infrastruktur.

Tabell 8.4 Prognos över utbud och efterfrågan av naturgas i Danmark
Miljarder kubikmeter

	1997	1998	1999	2000	2005	2010
<i>Efterfrågan</i>	7,0	7,1	7,2	8,0	8,1	7,6
- Danmark	4,0	4,3	4,4	4,7	4,9	4,8
- Tyskland	2,1	2,0	2,0	2,5	2,5	2,5
- Sverige	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,3
<i>Utbud</i>	7,0	7,1	7,2	7,6	7,3	3,7
<i>Ej kontrakterat</i>	0,0	0,0	0,0	0,4	0,7	3,9

Källa: Rothschild & Sons Limited (1998).

8.4.3 Några andra tänkbara konsekvenser

Andra konkurrensmöjligheter

Naturgasmarknadsdirektivet kan ge visst utrymme för handel även om konkurrenssituationen är begränsad på grund av avtal och tillgången på alternativa gasproducenter. Finland, som har liknande marknadsproblem som Sverige, utgör ett exempel på detta. Till skillnad mot Sverige är Finland även teoretiskt sett (i varje fall på kort sikt) helt beroende av import från ett land (Ryssland), men har samtidigt endast ett företag som är ensam importör och som även äger och driver rörledningssystemet (Finlands gasmarknad beskrivs närmare i kapitel 9). Genom att Finland är beroende av import från ett enskilt land är det svårt att åstadkomma inslag av konkurrens oberoende av hur EU-direktivet tolkas eller anpas-

sas. Även om Finland har möjlighet att begära undantag från reglerna om marknadsöppning har ett förslag lagts för att i någon mening uppmuntra konkurrens. Enligt det förslag som lagts kommer det att bli möjligt att handla med gas mellan t.ex. slutkunder på en s.k. eftermarknad. Alla slutförbrukare med en förbrukning på åtminstone 5 miljoner m³ per år kommer att ges möjlighet att handla på eftermarknaden, vilket ger en marknadsöppning på ca 90 procent. Volymerna förväntas dock bli mycket begränsade, eller ca 100 miljoner m³ per år. Exemplet visar dock att det finns möjligheter, om än begränsade, att skapa en marknad även inom ramen för ett system med ett fåtal aktörer.

Graden av konkurrens

När ett företag bedriver såväl verksamhet som kan betraktas som ett naturligt monopol som konkurrensutsatt verksamhet ökar företagets möjligheter att använda ekonomiska överskott från monopolverksamheten för att subventionera den konkurrensutsatta verksamheten (korssubventionering). Detta skapar betydande risker för att konkurrensen på marknaden försvagas eller sätts ur spel.

I vilken utsträckning det sker en korssubventionering har ett starkt samband med graden av konkurrens vid i detta fall gasförsäljningen.¹¹ Gasdirektivets regler för minimiöppning innebär att enbart större kunder får tillträde till nätet och kan välja leverantör. Det är i princip dessa större kunder som kan utnyttja den ökande konkurrensen för att få lägre priser, medan t.ex. hushållssektorn ställs utanför. I ett sådant läge är risken för korssubventionering större vid försäljning av gas till stora kunder än vid försäljning till t.ex. hushåll beroende på en betydligt hårdare konkurrens i det förstnämnda fallet än i det sistnämnda. Detta kan också innebära en press uppåt av priserna för de konsumentgrupper som inte i praktiken kan köpa gas i konkurrens mellan olika leverantörer.

Konkurrensverket (1998) har pekat på risken för ett sådant beteende på elmarknaden där små konsumenter i praktiken haft svårt att byta leverantör på grund av reglerna om timmätning av elförbrukning och krav på ny elmätare vid leverantörsbyte. Riksdagen har dock i december 1998 beslutat att alla hushåll utan hinder skall kunna byta leverantör. Beslutet innebär att dagens krav på att installera en särskild timmätare för att kunna byta leverantör avskaffas för flertalet användare. Istället införs s.k. schablonavräkning från den 1 november 1999. De närmare förutläggningarna har utretts av LEKO-utredningen (SOU 1999:44).

¹¹ Korssubventionering diskuteras i t.ex. Konkurrensverket (1996) och (1998).

Strukturen på den svenska gasmarknaden kan dock försvåra den form av prissättningsbeteende som diskuterats ovan. Det skulle sannolikt krävas mycket höga priser för hushållskunderna för att generera intäkter som skulle kunna subventionera annan verksamhet (åtminstone av någon betydelse). Hushållskunderna är av begränsad omfattning i Sverige. Totalt finns det drygt 50 000 hushållskunder, varav 14 000 använder gas för uppvärmning. Det är i huvudsak för den sistnämnda gruppen som ett tillträde skulle kunna vara aktuellt eller möjligt. Denna grupp svarar dock endast för 3–4 procent av den totala gaskonsumtionen. Den alternativkostnadsprissättning som tillämpas på gasmarknaden sätter också en gräns för hur höga priser som kan tas ut (se kapitel 3).

Det bör också poängteras att små kunder på gasmarknaden inte ensidigt behöver missgynnas om de inte får tillträde till näten och därmed kan välja leverantör. De större slutkunder som får tillgång till nätet och producerar el kan utnyttja eventuellt sänkta gaspriser för att sänka priset på el. Utfallet beror emellertid på konkurrensituationen på elmarknaden och hur prisbildningen fungerar. Det kan också påpekas att om distributionsföretagen betraktas som berättigade kunder kan även hushållskunderna få del av vinsterna med ökad konkurrens.

Samspel mellan sektorer

Gasmarknadsdirektivets definition av vilka som åtminstone skall betraktas som övriga slutförbrukare (dvs. ej kraftproducenter) eller inte, är relativt skarp och ligger på en hög nivå. Efter tio år är det endast slutförbrukare som förbrukar minst 5 miljoner m³ per år som får tillträde till systemet. Sådana skarpa gränser, som dessutom ligger på en hög nivå, kan leda till oväntade beteenden.

Om det t.ex. råder olika regler och grad av konkurrens över och under en konsumtionsnivå på 5 miljoner m³ kan det finnas ett artificiellt incitament för konsumenter att antingen öka eller minska konsumtionen i syfte att flytta mellan marknadssektorerna. Ett sådant beteende kan knappast vara önskvärt och kan innebära att det även bör finnas ett regelsystem för mindre kunder som förhandlar sig till ett tillträde. Detta inte minst mot det system som föreslås utvecklas i Finland. Det torde inte heller vara osannolikt att mindre kunder kräver tillträde till systemet.

8.4.4 Slutsatser

Sammanfattningsvis visar beräkningarna ovan att konsumenter motsvarande nästan 60 procent av konsumtionen formellt sett skulle kunna få tillträde till systemet inom tio år efter det att direktivet trätt i kraft. Huruvida detta kommer att påverka konkurrensen kan dock diskuteras. Sverige är starkt beroende av en gasproducent, och en nödvändig förutsättning för att utveckla marknaden är att det finns tillgång till fler producenter och att svenska företag får tillgång till transportsystemen i andra länder. Även om det senare fallet inte skulle realiseras ger dock direktivet möjlighet till viss handel mellan berättigade kunder. Det är dock sannolikt att en sådan handel skulle få en blygsam omfattning.

Det går också att diskutera hur många som i praktiken kan få tillträde till systemet. Den transporträtt som innehas av Vattenfall Naturgas AB i det danska systemet gör att en viss osäkerhet föreligger. Ett annat osäkerhetsmoment ligger i att den danska produktionskapaciteten successivt minskar. Det kommer att bli viktigt att få tillgång till bl.a. det danska transportsystemet för att kunna utnyttja andra importalternativ än Danmark. Utvecklingen kan också komma att ställa krav på investeringar i infrastruktur.

Distributionsföretag ingår inte i direktivets bestämmelser av vad som åtminstone skall betraktas som berättigade kunder. Det finns dock starka skäl som talar för att dessa företag skall betraktas som berättigade kunder och därmed få tillgång till näten. Studier som genomförts av IEA tyder på att den ekonomiska effektiviteten är låg i många europeiska distributionsföretag. En väg att öka effektiviteten är att betrakta dessa som berättigade kunder och ge dem tillträde till överföringsnäten. Samtidigt kan det dock behövas insatser för att öka konkurrensen i distributionsledet.

Naturgasmarknadsdirektivets bestämmelser om berättigade kunder kan också ge incitament till korssubventionering och förändrat prisbeteende. Det är i princip enbart större kunder som kan utnyttja den ökande konkurrensen för att få lägre priser, medan t.ex. hushållssektorn ställs utanför. I ett sådant läge är risken för korssubventionering större vid försäljning av gas till stora kunder än vid försäljning till t.ex. hushållen, beroende på en betydligt hårdare konkurrens i det förstnämnda fallet än i det sistnämnda. Detta kan också innebära en press uppåt av priserna för de konsumentgrupper som inte i praktiken kan köpa gas i konkurrens mellan olika leverantörer. Huruvida detta blir fallet kan naturligtvis diskuteras, men risken för ett sådant beteende kan komma att ställa krav på olika former av regleringar eller andra ingrepp. Valet av tillträdesform, förhandlat eller reglerat, kan också komma att få effekter. Vid ett regle-

rat tillträde med offentliga tariffer är det sannolikt möjligt att få en mer effektiv prissättning än i dag.

8.5 Reciprocitetsklausulen

8.5.1 Allmänt

I gasmarknadsdirektivet, 98/30/EG, finns en s.k. reciprocitetsklausul, dvs. en klausul som behandlar ömsesidigheten i handel mellan medlemsländer. Den är intagen i artikel 19 och lyder enligt följande:

För att undvika bristande jämvikt i öppnandet av gasmarknaderna inom den närmaste tioårsperioden efter direktivets ikraftträdande, dvs. fram till 22 juni 2008:

- Skall leveransavtal om gas med en berättigad kund inom en annan medlemsstats system inte förbjudas om kunden anses berättigad i båda systemen.
- Kan kommissionen, med beaktande av situationen på marknaden och det gemensamma intresset, om kunden endast anses berättigad i ett av systemen, ålägga den vägrande parten att verkställa den begärda leveransen på begäran av den medlemsstat där den berättigade kunden befinner sig.

Tillämpning av reciprocitetsklausulens andra punkt, enligt ovan, skall kommissionen se över senast den 22 juni 2003 med hänsyn till marknadsutvecklingen och med beaktande av det gemensamma intresset. Kommissionen kommer därmed att göra en utvärdering och rapportera eventuell bristande jämvikt i öppnandet av gasmarknaderna.

Som framgått av avsnitt 8.4 tillåter direktivet att länderna öppnar sina marknader till olika nivåer. Marknadsöppningen bestäms av artikel 18. En miniminivå är dock fastställd, innebärande att varje medlemsstat skall öppna minst 20 procent av sin gasmarknad från och med den 10 augusti 2000, minst 28 procent år 2003 och minst 33 procent år 2008. Öppningens storlek är vidare beroende av de berättigade kundernas marknadsandel. De berättigade kunderna anges av respektive medlemsstat. Vissa minimikrav är dock fastställda beträffande vilka kunder som inledningsvis skall vara berättigade. Om dessa kunder har en marknadsandel större än 30 procent har medlemsstaterna möjlighet att göra inskränkningar. Den totala marknadsöppningen får inledningsvis i detta fall dock inte underskrida 30 procent. Fem år efter direktivets ikraftträdande får öppningen inte understiga 38 procent och efter tio år inte understiga 43 procent.

Medlemsstaterna skall vidare anpassa definitionen av berättigade kunder på ett balanserat sätt som inte skapar särskilda nackdelar för vissa kundtyper eller kundkategorier, vilket innebär att hänsyn skall tas till befintliga marknadsstrukturer.

8.5.2 Slutsatser

Konsekvensen av detta blir att olika grader av marknadsöppningar kommer att råda i medlemsstaterna när direktivet skall vara infört i augusti 2000. I extrema fall kan två medlemsstater, vilka gränsar till varandra, ha gasmarknader som är öppna till 100 procent respektive 20 procent. Storbritannien har t.ex. redan i dag öppnat sin marknad totalt, dvs. till 100 procent. Detta innebär att gasproducenter och gasleverantörer i medlemsstaten med den mindre marknadsöppningen skulle kunna agera fullt ut i den andra medlemsstaten och där konkurrera på lika villkor med andra gasaktörer. Gasföretag i medlemsstaten med den större marknadsöppningen skulle däremot inte kunna agera fullt ut i den andra medlemsstaten och därmed inte heller kunna konkurrera på lika villkor med den andra statens gasaktörer.

Dessa förhållanden kan medföra bristande jämvikt vad gäller rättigheter och skyldigheter mellan gasföretag i olika medlemsstater. Reciprocitetsklausulen syftar till att etablera en jämvikt mellan gasföretagen i olika medlemsstater.

Reciprocitetsklausulen skall användas i syfte att ”undvika bristande jämvikt i öppnandet av gasmarknaderna under de första 10 åren efter direktivets ikraftträdande”, dvs. till augusti 2008. Den kan därför bara användas av en medlemsstat med en större marknadsöppning gentemot en eller flera medlemsstater med en mindre marknadsöppning. Eftersom vi inte ännu vet öppningstakten i de olika länderna kan vi inte säkert säga vilka konsekvenserna blir för Sveriges del. Men av vad som hittills framkommit tyder det på att öppningen inledningsvis blir tämligen stor volymmässigt i Sverige (ca 59 procent) i förhållande till många andra länder. Vad som är viktigt att tänka på i detta sammanhang är dessutom att denna stora volymandel enbart består av 25 till 30 kunder, vilket gör att en obalans snabbt kan inträffa.

Om en viss kundkategori i en medlemsstat med en mindre marknadsöppning inte är berättigad, kan en medlemsstat med en större marknadsöppning förbjuda gasföretag från länder med den mindre marknadsöppningen att leverera gas till motsvarande kundkategori i medlemsstaten med den större marknadsöppningen trots att kundkategorin i denna medlemsstat är berättigad.

Sverige kan, såsom ovan framgått, således använda reciprocitetsklausulen gentemot de länder som inte öppnar sina gasmarknader lika mycket. Reciprocitetsklausulen tillämpas inte med automatik, utan förutsätter att landet med den större marknadsöppningen beslutar att använda klausulen mot ett specificerat land med mindre marknadsöppning.

Som exempel kan nämnas att Tyskland öppnar sin marknad till 100 procent och således inledningsvis får en större marknadsöppning än Sverige. Danmark öppnar troligen sin marknad under Sveriges nivå. Detta innebär att tyska gasbolag kommer att kunna agera i Sverige utan att restriktioner, ur aspekten marknadsöppning, blir aktuella medan danskarna får det svårare ur samma aspekt under förutsättning att Sverige beslutar att klausulen skall tillämpas gentemot Danmark. På motsvarande sätt kan svenska företag agera i Danmark men får det svårare i Tyskland, om Tyskland beslutar att klausulen skall tillämpas gentemot Sverige.

8.6 Kraftvärme

Av avsnitt 8.4 har framgått vilka kunder som åtminstone skall anges som berättigade kunder. En grupp är kunder som har gaseldad kraftproduktion, oberoende av årlig förbrukningsnivå. Det framgår dock också att medlemsstaterna, för att värna om jämvikten på elmarknaden, får införa ett tröskelvärde som inte får överstiga det som anges för andra slutförbrukare, för att kraftvärmeproducenter skall anses vara berättigade.

Innebörden av artikeln är inte helt uppenbar, inte heller vilka konsekvenser den kan få. Det finns därför anledning att analysera begreppet kraftvärme och i vilken mån jämvikten på elmarknaden kan komma att påverkas.

8.6.1 Inledning

El kan framställas ur rörelseenergi eller värmeenergi. Det är rörelseenergin som utnyttjas i vattenkraft- och vindkraftverk.

Värmeenergin utnyttjas i andra typer av energianläggningar. Värme kan omvandlas till el i olika typer av anläggningar. Grundprincipen är att vatten kokas till ånga, vilken driver en turbin som i sin tur driver en generator som producerar el. Ett annat sätt är att låta heta gaser från förbränning passera en gasturbin. Ett tredje sätt är att kombinera gasturbiner och ångturbiner i en anläggning. Sådana anläggningar kallas gas-kombianläggningar. Utöver dessa metoder kan el framställas med solceller och bränsleceller, där t.ex. naturgas eller vätgas kan användas.

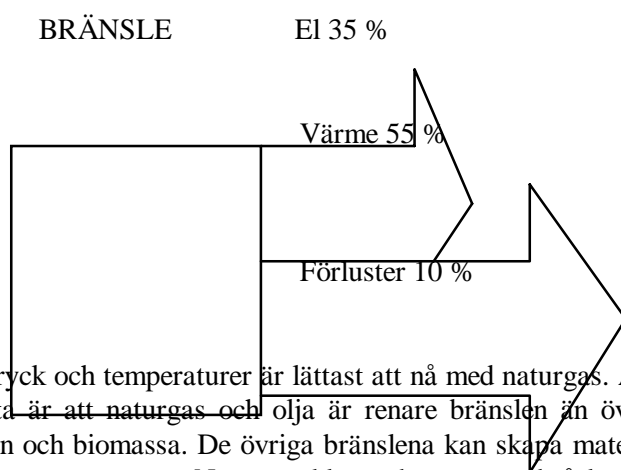
8.6.2 Kraftvärme – el och värme

I ett kraftvärmeverk produceras både el och värme. I ett kraftvärmeverk utnyttjas ca 90 procent av bränslets energiinnehåll, vilket kan jämföras med kondensverkets verkningsgrad på ca 40 procent. Det är detta som är fördelen med kraftvärme jämfört med att generera el i kondenskraftverk (se nedan). Orsaken är att en större del av bränslets energiinnehåll utnyttjas tack vare att man samtidigt producerar både el och värme. Värmen i form av hett vatten (80–120 grader) används i fjärrvärmenäten.

I ett kraftvärmeverk kan man elda med olika typer av bränslen; naturgas, kol, olja och bibränslen. Val av teknik och bränsle påverkar hur mycket el som kan produceras.

I ett kol- eller oljeeldat konventionellt kraftvärmeverk uppgår elproduktionen till ca 35 procent av den tillförda energin, 55 procent omvandlas till värmeenergi och förlusterna uppgår till 10 procent (verkningsgrad således 90 procent). Fördelningen mellan el och värme bestäms av ångans tryck och temperatur samt kylvattentemperaturen. Högre tryck och temperatur, liksom kallare retur, ger mer el.

Figur 8.3 Utbytet i ett kol- eller oljeeldat konventionellt kraftvärmeverk

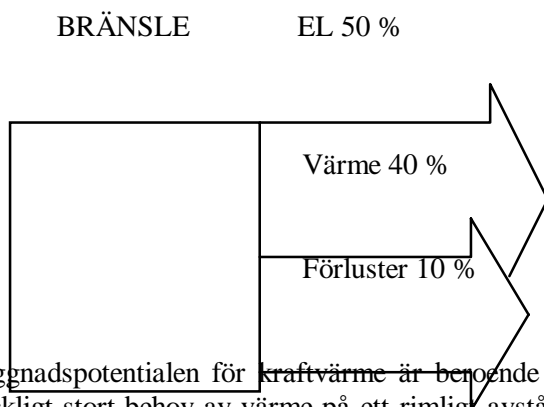


Höga tryck och temperaturer är lättast att nå med naturgas. Anledningen till detta är att naturgas och olja är renare bränslen än övriga fossila bränslen och biomassa. De övriga bränslena kan skapa materialproblem vid höga temperaturer. Naturgas klarar dessutom också lägre returtemperaturer, vilket är en fördel i ångcykeln. Vidare är egenförbrukningen helt försumbar vid användning av naturgas som bränsle. För olja krävs däremot t.ex. pumpenergi och energi till varmhållning och sotblåsning. För fasta bränslen som kol och bibränsle erfordras energi för transpor-

törer, sotblåsning m.m. Även rökgasförlusterna är lägst för naturgas, om inte rökgaskondensering används för bibränsle.

Gaskombianläggningar, där man använder både en gasturbin och en ångturbin för elgenerering, används för kraftvärmeproduktion med olja, gasol eller naturgas som bränsle. Med naturgas som bränsle uppgår elverkningsgraden i dessa anläggningar till ca 50 procent. I nya stora naturgaseldade anläggningar kan man komma upp i en elverkningsgrad på drygt 55 procent. Nedanstående figur visar schematiskt utbytet i en naturgaseldad gaskombianläggning.

Figur 8.4 Utbytet i en naturgaseldad gaskombianläggning



Utbyggnadspotentialen för kraftvärme är beroende av att det finns ett tillräckligt stort behov av värme på ett rimligt avstånd från anläggningen. Kraftvärme finns i ca 30 kommuner i Sverige. På samma värmeunderlag kan elutbytet nära nog fördubblas om man använder naturgas som bränsle i stället för t.ex. bibränsle. I dagsläget är inte värmeunderlaget begränsande för produktion av el från kraftvärme. Tillgängligt, men ej utnyttjat, värmeunderlag kan ge ca 20 TWh med måttlig användning av naturgas, medan en massiv naturgasutbyggnad kan ge ytterligare 5–10 TWh el.

Industriellt mottryck är en form av kraftvärme som används inom industrin. I dessa anläggningar produceras både el och processånga för industriella tillämpningar. Industriellt mottryck används främst inom pappers- och massaindustrin.

8.6.3 Värmekraft – el

Värmekraftverk är en samlingsbenämning på anläggningar som genererar elektricitet genom en värmeprocess. De olika typerna indelas efter olika grunder baserade på primärenergi, processen och produktionens inriktning.

Produktionens inriktning förklaras av benämningarna kondenskraftverk, där enbart el genereras, kraftvärmeverk där el och värme produceras samt industriellt mottrycksverk, som också enligt ovan producerar både el och värme.

Kondenskraftverk är en typ av värmekraftverk där ångan efter att ha passerat turbinen kondenseras (därav namnet) och återcirkuleras till pannan. De flesta stora värmekraftverk är av kondensstyp, även kraftvärmeverken. Det som i dagligt tal benämns kondenskraftverk, ger bara el och utnyttjar ca 40 procent av bränslets energiinnehåll. I nya naturgaseldade gaskombiverk närmar sig verkningsgraden 60 procent.

Processen att överföra värme till mekanisk energi är en annan indelningsgrund för värmekraft. Omvandlingen från värme till el kan ske på olika sätt. Följande anläggningar är olika typer av värmekraftverk: ångkraftverk, dieselmotkraftverk, kraftverk med gasturbiner och gaskombiverk.

Slutligen kan indelningsgrunden vara efter typen av primärenergi, varvid man skiljer mellan kärnkraftverk, fossileldade kraftverk, biomassabaserade kraftverk och termiska solkraftverk.

8.6.4 Värmeverk – enbart värme

Värmeverk är en benämning på anläggningar som producerar värme. Ett värmeverk kan bestå av olika typer av produktionsanläggningar. De vanligaste är olika former av hetvattenpannor, som använder bränslen, elpannor och värmepumpar.

8.6.5 Slutsatser

De svenska naturgaskunder i dag som har kraftproduktion har samtidigt också värmeproduktion. Kunder med gaseldad kraftproduktion skall enligt direktivets artikel 18 anses vara berättigade kunder vid marknadsöppningen. Detta innebär att, oavsett årlig produktionsvolym, alla kunder med en naturgasbaserad elkraftproduktion kommer att vara berättigade kunder redan vid den första marknadsöppningen. De på detta sätt berättigade kunderna blir samtidigt berättigade till nättillträde för hela sin naturgasanvändning, dvs. både för el- och värmeproduktion.

Detta kan få konsekvenser för dagens leverantörer som ofta inte har samma typ av take or pay-kontrakt med sina kunder som de har med sin naturgasleverantör, vilket kan leda till att dagens leverantör riskerar att inte få avsättning för sina kontrakterade gasinköp. Eftersom konkurrensen ökar uppstår en prispress nedåt till nytta för kunden, samtidigt som nuvarande leverantörers resultat kan försämrats.

Av direktivets artikel 18 (punkt 2) framgår att medlemsstater kan införa ett tröskelvärde för kraftvärmeproducenters tillträde till näten för att värna om jämvikten på elmarknaden. Den el som produceras i naturgaseldade kraftvärmeanläggningar uppgår i Sverige i dag till ca 0,7 TWh per år. Detta kan jämföras med Sveriges totala elproduktion på ca 140–150 TWh per år. Någon risk för att naturgasbaserad kraft skulle störa jämvikten på den svenska elmarknaden, enligt direktivets mening, föreligger därför inte inom överskådlig framtid.

8.7 Ekonomisk redovisning

8.7.1 Direktivet

I artiklarna 12 och 13 behandlas särredovisning samt insyn och öppenhet i bokföringen.

Av artikel 12 framgår att medlemsstaterna eller varje behörig myndighet de utser skall ha tillgång till naturgasföretagens bokföring enligt artikel 13, i den omfattning de behöver för att kunna utföra sina uppgifter.

Artikel 13 ger närmare regler för bokföringen hos naturgasföretagen. Medlemsstaterna skall vidta åtgärder för att säkerställa att bokföringen sker enligt följande punkter:

- Naturgasföretag skall, oberoende av ägartyp eller juridisk form, upprätta, låta revidera och offentliggöra sin årsredovisning enligt de bestämmelser i nationell rätt som avser årsräkenskaper i aktiebolag och som har fastställts i enlighet med rådets fjärde direktiv.
- Integrerade naturgasföretag skall i sin interna bokföring, för att undvika diskriminering, korssubventionering och snedvridning av konkurrensen, särredovisa verksamhetsgrenarna överföring, distribution och lagring av naturgas, och där så lämpligt, upprätta en samlad redovisning för aktiviteter utanför gassektorn, på det sätt som skulle ha krävts av dem om de aktuella aktiviteterna bedrivits i separata företag. Denna interna bokföring skall innehålla en balansräkning och en resultaträkning för varje aktivitet.

- Företagen skall i sin interna bokföring ange de regler för fördelningen av tillgångar och skulder, utgifter och inkomster samt för avskrivningar som de följer vid upprättandet av den separata bokföring som anges i ovanstående punkt, utan att nationellt tillämpliga bestämmelser om bokföring åsidosätts.
- Årsredovisningen skall i noter ange alla transaktioner av en viss storlek som har genomförts med anknutna företag.

Det är framför allt den andra punkten, dvs. integrerade naturgasföretag, som är av intresse i detta sammanhang. Av direktivets definitioner framgår att med ett integrerat naturgasföretag avses ett vertikalt eller horisontellt integrerat företag. Ett vertikalt integrerat företag definieras som ett naturgasföretag som utför uppgifter inom två eller fler av områdena produktion, överföring, distribution, försörjning eller lagring av naturgas. Med ett horisontellt integrerat företag avses ett företag som utför uppgifter inom minst ett av områdena produktion, överföring, distribution, försörjning eller lagring av naturgas samt dessutom verksamheter utan anknytning till gas.

8.7.2 Konsekvenser

Utformningen av särredovisning kan påverka priser, konkurrens, effektivitet etc. Det är dock inte möjligt att på något säkert sätt analysera konsekvenserna eller effekterna av särredovisning. Effekterna kan variera efter t.ex. regelsystemets utformning, ägarförhållanden, marknadens struktur, graden av marknadsöppning och kontrollmyndighetens befogenheter och kompetens.

En annan aspekt kan vara graden av särredovisning och dess utformning. Reglerna för ekonomisk redovisning är i och för sig tvingande, men de utgör samtidigt det minimikrav som ställs. Sverige har således möjlighet att införa hårdare krav än vad som anges i direktivet. För att bedöma sådana aspekter är det dock värdefullt att bedöma varför regelsystemet överhuvudtaget behövs. Det kan också finnas anledning att peka på några erfarenheter från andra länder. Ett närliggande exempel är också EG:s elmarknadsdirektiv som har en likartad utformning som naturgasmarknadsdirektivet.

Varför särredovisning?

Det främsta motivet för att reglera ett naturligt monopol är att öka den ekonomiska effektiviteten. Som framgått av avsnitt 8.2 tenderar mono-

polverksamhet att leda till för höga priser och för låg produktion. Även om en reglering leder till att det råder fri tillgång till nätet kan dock ett monopolföretag försöka hindra tillträde genom att ta ut för höga priser. De kan t.ex. försöka motivera dessa priser med att kostnaderna för att driva nätet är högre än de verkliga kostnaderna. För den reglerande myndigheten kan det vara svårt att värdera priserna om räkenskaperna för nätverksamheten är integrerade med monopolistens övriga räkenskaper. Det kan således vara mycket svårt att kontrollera om prissättningen för monopolverksamheten motsvarar eller leder till en effektiv verksamhet (det är vidare inte okomplicerat att konstruera tariffer som leder till en effektiv verksamhet, se avsnitt 8.3).

Ett monopolföretag kan även försöka påverka konkurrensen inom andra verksamhetsområden. Företaget kan t.ex. vara ett vertikalt integrerat gasföretag och bedriva såväl monopolverksamhet som konkurrensutsatt verksamhet. En rörledning för naturgas kan, som tidigare framgått, betraktas som ett naturligt monopol. Detta behöver dock inte innebära att ägaren till nätet enbart bedriver överföringsverksamhet, dvs. transporterar gas till kunder. En ägare till ett rörledningsnät (stamledning) kan utföra ett flertal uppgifter eller funktioner. Det kan förutom överföring av gas t.ex. vara fråga om produktion, lagring, handel och distribution av gas. Vissa av dessa verksamheter kan bedrivas i konkurrens medan t.ex. överföringen som framgått ovan är en form av monopolverksamhet.

I de fall verksamhet som har karaktären av ett naturligt monopol och konkurrensutsatt verksamhet bedrivs inom samma organisatoriska enhet, finns det en uppenbar risk att detta skapar konkurrensproblem. Ekonomiska överskott från monopolverksamheten kan användas för att subventionera konkurrensutsatt verksamhet, s.k. korssubventionering.

I en sådan integrerad verksamhet är det komplicerat att analysera prissättningen. Det är som regel mycket svårt att försöka fastställa om överskott från monopolverksamheten används för att subventionera den konkurrensutsatta verksamheten.

Det är mot denna bakgrund som EG:s gasmarknadsdirektiv innehåller regler om särredovisning för integrerade naturgasföretag. I direktivets ingress anges att alla integrerade naturgasföretags bokföring bör sörja för en hög grad av insyn. Separat bokföring bör därför föras för olika verksamheter när det är nödvändigt för att undvika diskriminering, korsvis subventionering och annan snedvridning av konkurrensen.

Särredovisning utgör närmast ett standardförfarande vid omreglering av naturliga monopol som syftar till ökad konkurrens genom ett utökat tillträde till systemet. Särredovisning kan sägas existera på två nivåer (OECD, 1994). När systemen öppnas brukar normalt nätföretag som ett första steg åläggas att separera sin transportverksamhet från sin han-

delsverksamhet. Graden av särredovisning kan dock variera. EG:s gasmarknadsdirektiv innebär att integrerade naturgasföretag i sin *interna bokföring* skall särredovisa verksamhetsgrenarna överföring, distribution och lagring av naturgas. I andra sammanhang kan kraven vara hårdare. Det kan t.ex. ställas krav på att nätverksamheten skall bedrivas i ett särskilt bolag som inte får bedriva t.ex. produktion, handel eller lagring. I vissa fall kan det t.o.m. leda till separata ägarskap. När denna första fas av särredovisning införts kan det som ett andra steg bli aktuellt att dela upp transporttjänsten i olika komponenter, t.ex. överföring och lagring.

Några konsekvenser av naturgasmarknadsdirektivet

Den grad av särredovisning som bestäms i samband med att systemen öppnas kan få betydelsefulla konsekvenser för gasindustrins struktur. EG:s direktiv innehåller som ovan framgått endast regler om intern bokföring, varför det även framdeles kommer att vara tillåtet med vertikalt integrerade naturgasföretag.

Av kapitel 3 har framgått att vertikal integration är relativt vanlig i Europa och i många fall ett resultat av statliga ingrepp i gasmarknaden. En sådan integration kan ha uppenbara fördelar för de inblandade företagen. Möjligheterna för t.ex. riskspridning är betydligt större än för ett enskilt företag. Om marginalerna krymper i en del av sektorn är det möjligt att öka marginalerna och avkastningen i en annan. Detta förutsätter i sig en stark marknadsmakt, vilket också tycks vara fallet i många länder i Europa. Om det vertikalt integrerade företaget har en stark marknadsmakt kan det dock innebära negativa effekter för konsumenterna. Vertikal integration kan i ett sådant fall innebära etablering av monopolmakt och överföring av monopolvinster från en del av marknaden till en annan. Om kunden däremot har möjlighet att välja mellan olika vertikala kedjor eller fristående företag begränsas de negativa effekterna.

En annan aspekt som förtjänar att uppmärksammas i samband med utformningen av den ekonomiska redovisningen är att risken för t.ex. korssubventionering också kan bero på omregleringens utformning. Ett förhållande som påverkar detta, och som diskuterats i avsnitt 8.4, är att risken för korssubventionering kan bero på graden av konkurrens vid gasförsäljningen. Gasmarknadsdirektivets regler för minimiöppning innebär att enbart större kunder får tillträde till nätet och kan välja leverantör. Det är i princip dessa större kunder som kan utnyttja den ökande konkurrensen för att få lägre priser, medan t.ex. hushållssektorn ställs utanför. I ett sådant läge är risken för korssubventionering större vid försäljning av gas till stora kunder än vid försäljning till hushållen. Detta kan också innebära en press uppåt av priserna för de konsumentgrupper

som inte i praktiken kan köpa gas i konkurrens mellan olika leverantörer. Bilden är dock inte helt entydig, vilket redan framgått av avsnitt 8.4.

Det är svårt att finna några empiriska belägg för hur olika grader av särredovisning påverkar gasmarknaden och hur möjligheten till korssubventionering påverkas. Konkurrensen på gasmarknaden i Europa är, som tidigare framgått, relativt svag och tillträdet till näten har hittills varit begränsat (som framgått av kapitel 3 innebär dock den alternativkostnadsprissättning som tillämpas att det råder konkurrens med andra bränslen, främst olja). Det är därför relativt svårt att finna exempel på länder där särredovisning införts, åtminstone där motivet har varit att undvika korssubventionering etc. och att underlätta tillträde. Storbritannien utgör emellertid ett exempel där gasmarknaden successivt avreglerats och där kraven på särredovisning förstärkts.

Under 1980-talet hade dåvarande British Gas monopol på överföring, distribution och försäljning av naturgas. År 1986 privatiserades British Gas i befintlig form (i stället för i separata delar) och större kunder fick tillträde till systemet. Samtidigt bildades också en regleringsmyndighet som hade till uppgift att främja och/eller säkerställa konkurrens (Ofgas). Trots att villkoren för tillträde specificerades väl, utvecklades knappast någon konkurrens. I en undersökning 1988 konstaterades att företaget inte lyckats tillhandahålla adekvat information om transportkostnader och att kunder diskriminerades. British Gas ålades därför att publicera tariffer och upphöra att diskriminera kunder. Konkurrensen förblev dock svag. Konkurrensmyndigheten föreslog därför ytterligare åtgärder för att stärka konkurrensen. Kravet på att publicera tariffer behölls. British Gas gick vidare med att öppna en större del av marknaden till något mindre kunder. Företaget separerade också sin överförings- och lagringsverksamhet från försäljningen av gas, och gick vidare med på att betalningen för dessa tjänster (för eget och andras behov) skulle baseras på icke-diskriminerande och öppna principer. År 1994 delades British Gas upp i fem affärsenheter. I samband med detta förstärktes separeringen av transport- och försäljningstjänsterna genom att transportdelen överfördes till ett administrativt fristående bolag. År 1997 delades British Gas upp i två fristående bolag. Rörledningssystemet och driften av detta placerades i ett bolag. I ett annat bolag placerades försäljning, service etc. (Barnett, 1994; BP Gas, 1998).

Sammanfattningsvis tog det drygt tio år innan privatiseringen av det brittiska gasmonopolet ledde fram till en organisatorisk uppdelning av de naturliga monopolet och övriga verksamheter. Huruvida detta påverkade priserna är svårt att avgöra. Många potentiella aktörer valde dock initialt att inte gå in på marknaden på grund av osäkerhet och bristande öppenhet. Risken för diskriminering ansågs för stor. De organisatoriska förändringar som successivt genomförts har emellertid ökat graden av öp-

penhet och minskat inslagen av diskriminerande principer. Antalet aktörer på marknaden har också ökat.

EG:s elmarknadsdirektiv

Naturgasmarknadsdirektivets bestämmelser om särredovisning följer i stort sett det regelsystem som anges i EG:s elmarknadsdirektiv. Kraven på bl.a. offentlighet och på vilka delar som skall särredovisas är emellertid högre i elmarknadsdirektivet. När det gäller t.ex. särredovisning anges att produktionen skall särredovisas. Någon motsvarande bestämmelse finns inte i gasmarknadsdirektivet.

I samband med reformeringen av elmarknaden infördes dock mer långtgående regler i svensk lagstiftning än de som senare kom att införas i EG:s elmarknadsdirektiv. Enligt ellagen (1997:857) får en juridisk person som bedriver nätverksamhet inte bedriva produktion av eller handel med el. Syftet med denna uppdelning är bl.a. att minska risken för korssubventionering. Av regeringens proposition om Handel med el i konkurrens (prop. 1993/94:162) framgår att:

Produktion av och handel med el kommer att vara konkurrensutsatt verksamhet. Nätverksamhet är däremot ett naturligt monopol. För att minska risken för så kallad korssubventionering mellan produktion av och handel med el (elverksamhet) och nätverksamhet bör det ställas krav på att elverksamhet och nätverksamhet bedrivs i skilda företag.

Ellagen föreskriver vidare att nätverksamhet ekonomiskt skall redovisas skilt från annan verksamhet. Regeln syftar till att skapa förutsättningar för en effektiv tillsyn av nätverksamhet. Av regeringens proposition (prop. 1993/94:162) framgår att

Nätverksamhet utgör ett naturligt monopol. Det är därför viktigt att skapa sådana förutsättningar att nätägaren bedriver verksamheten rationellt och effektivt. Tillsynen över nätverksamheten är en viktig myndighetsuppgift. Bland annat för att skapa förutsättningar för en effektiv tillsyn bör det ställas krav på den som innehar nätconcession att ekonomiskt redovisa nätverksamheten åtskild från annan verksamhet. Genom en långtgående särredovisning minskas också riskerna för korssubventionering.

Tillsynsmyndighet är Statens energimyndighet. Föreskrifter om redovisning av nätverksamhet redovisas närmare i förordningen (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet och i myndighetsföreskrifter.

Det har genomförts ett par studier för att analysera graden av korssubventionering på den svenska elmarknaden. En begränsning är att studierna har genomförts endast kort tid efter omregleringen av elmarknaden. Resultaten bör därför tolkas med försiktighet.

NUTEK (1996) pekade nio månader efter elmarknadsreformen på att det i många fall endast gjorts en formell uppdelning av nät- och elhandelsverksamheten. Det fanns också en uppenbar risk för korssubventionering i samband med nätföretagens inköp av el för att täcka nätförluster (se nedan).

Konkurrensverket redovisade i slutet av 1996 att reglerna för organisation av el- och nätverksamheten gav möjlighet för företagen att i stor utsträckning välja hur nätverksamheten i praktiken organiseras (Konkurrensverket, 1996). I praktiken bedrevs ofta nätverksamheten tillsammans med elhandelsverksamhet. Med detta följde enligt verket konkurrensproblem som orsakades av bristande förutsättningar för att kunna korrekt avgränsa och redovisa alla kostnader för nätverksamheten. Enligt Konkurrensverket var det angeläget att komplettera berörda lagregler i syfte att så långt som möjligt hindra att nätverksamhet drivs tillsammans med andra verksamheter. En sådan komplettering kunde även kräva att de funktioner som tillhör nättjänsten preciserades. Verket föreslog vidare att det borde införas särskilda redovisningsregler som bl.a. skulle klargöra vilka kostnader som hör till nätverksamhet samt vilka redovisningsprinciper och kostnadsverifieringar som skulle gälla. I en senare rapport har Konkurrensverket (1998) pekat på att risken för korssubventionering etc. kvarstår.

Nätmyndigheten fick 1997 i uppdrag av regeringen att bl.a. analysera risker för korssubventionering, utreda om gällande regler ger tillfredsställande skydd mot korssubventionering och mot att förluster i elhandelsföretag drabbar nätföretag, samt att föreslå eventuella regelskärpningar (Nätmyndigheten, 1997).

Resultaten av studien¹² visar att de flesta nätföretag ingår i en koncern med ett elhandelsföretag, att den el som behövs för att ersätta energiförluster i näten – s.k. förlustel – oftast köps från ett elhandelsföretag i den egna koncernen, att hälften av elhandelsföretagen inte har egen personal, att mer än hälften av elhandelsföretagen upphandlar merparten av de tjänster som förbrukas i företaget från ett närstående nätföretag, samt att en dryg fjärdedel av nätföretagen ställt säkerheter av olika slag för det konkurrensutsatta elhandelsföretagets ekonomiska förpliktelser. Undersökningsresultaten bekräftade i allt väsentligt Nätmyndighetens erfarenheter av korssubventionering.

Enligt Nätmyndigheten fanns många kopplingar och transaktioner mellan nätföretag och elhandelsföretag, som möjliggjorde eller underlät-

¹² Studien genomfördes i form av en intervjuundersökning med ledande personer i nät- och elhandelsföretag. Undersökningspopulationen utgjordes av sammanlagt 223 verkställande direktörer eller ekonomischefer. Svarsfrekvensen uppgick till 73 procent.

tade subventioner av elhandeln på bekostnad av nätmonopolen eller dess kunder. Det var inom ramen för studien inte möjligt att utreda omfattningen av korssubventionering. Beträffande förlustel drogs dock slutsatsen att elhandelsföretagen under 1996 subventionerades med mellan 150 och 200 miljoner kronor.

Nätmyndigheten bedömde att tiden inte var mogen för några genomgripande förändringar av regelverket. I första hand ansågs informations- och utbildningsinsatser nödvändiga. Myndigheten lämnade dock ett antal förslag som i framtiden skulle kunna övervägas. Det gällde bättre sanktioner direkt riktade mot klara fall av korssubventionering och att särskilda regler om upphandling av förlustel borde utredas närmare. Vidare föreslogs ett förbud mot att säkerheter ställs av nätföretag för elhandelsföretags räkning och att en regel om straffavgift vid försenade eller ofullständiga årsrapporter borde övervägas.

Nätmyndighetens studie behandlades i regeringens proposition om genomförande av elmarknadsdirektivet (prop. 1997/98:159). Enligt regeringens bedömning borde inte genomgripande förändringar av regelverket genomföras mot bakgrund av att elmarknadsreformen ännu inte fått fullt genomslag i elbranschen. Enligt propositionen bemyndigades dock Nätmyndigheten att utdöma avgift vid försenad eller felaktig årsrapport för nätverksamhet, och nätföretagen ålades att till Nätmyndigheten redovisa garantier, borgensåtaganden etc. till förmån för närstående juridiska personer. Nätmyndighetens förslag i övrigt skulle utredas närmare.

Bergman m.fl. (1999) pekar i sin studie för utredningen på att EG:s elmarknadsdirektiv föreskriver att produktion och distribution skall separeras från transmission. Samtidigt betraktas distribution som en integrerad verksamhet där såväl drift av lokala nät som försäljning till slutkund ingår. I den svenska ellagen krävs emellertid att drift av lokala nät och försäljning till slutkund bedrivs i skilda bolag. Följden har blivit att drift av de lokala distributionsnäten i praktiken kommit att betraktas som en annan verksamhet än drift av transmissionsnät. Från ekonomisk synpunkt finns det emellertid ingen anledning att göra en sådan distinktion. I båda fallen rör det sig om naturliga monopol som bör separeras från konkurrensutsatt verksamhet. Enligt Bergman m.fl. finns det mot denna bakgrund ingen anledning att i lagstiftningen om naturgasmarknaden göra någon åtskillnad mellan överföring och distribution. Båda bör vara separerade från konkurrensutsatt verksamhet, men inget borde hindra ett naturgasföretag att se överföring och distribution som en integrerad verksamhet. Det kan i själva verket finnas ekonomiska fördelar med en sådan integration.

Bergman m.fl. (1999) redovisar också några andra aspekter på särredovisning och uppdelning i skilda bolag. Enligt studien är det mycket som tyder på att uppdelningen i skilda bolag underlättar köp och försälj-

ning av respektive verksamhet och därmed en produktivitetshöjande strukturell omvandling av elbranschen. Denna omvandling kan på sikt innebära att det till stor del blir olika huvudägare av företag med monopolverksamhet och företag med konkurrensutsatt verksamhet. Slutsatsen är därför att kravet på skilda bolag skapar bättre förutsättningar för en dynamisk utveckling i branschen, men för att korssubventionering och andra typer av konkurrensbegränsning skall kunna förhindras måste kraven på separat ledning och separata tillgångar vara högt ställda.

8.7.3 Slutsatser

Sammanfattningsvis förefaller det vara relativt komplicerat att förhindra eller försvåra korssubventionering via särredovisning. Detta kan vara svårt även om det ställs krav på att monopolverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet skall bedrivas i skilda företag. Inom t.ex. den svenska elmarknaden visar studier att s.k. korssubventionering kan förekomma. Detta trots att en juridisk person som bedriver nätverksamhet inte får bedriva produktion av eller handel med el.

Det är inte möjligt att i detalj ange vilka förutsättningar som skall vara uppfyllda för att särredovisning skall fungera. Ett grundproblem är förekomsten av asymmetrisk information mellan tillsynsmyndigheten och företaget, dvs. att den sistnämnde är betydligt bättre informerad än den förstnämnde. För att detta skall fungera acceptabelt krävs sannolikt att de funktioner som skall tillhöra överföringsverksamheten preciseras väl. Det ställs också krav på redovisningsprinciper, kostnadsverifiering och en väl fungerande tillsynsmyndighet. Den senare måste vidare ha rimliga befogenheter och sanktionsmöjligheter. Om sådana förhållanden är uppfyllda, och givet att nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet kan hållas isär, finns det från konkurrenssynpunkt sannolikt ingen väsentlig skillnad mellan gasmarknadsdirektivets krav på särredovisning och skilda bolag.

Andra former kan t.ex. vara åtgärder som leder till ägarmässig separation av överföring och handel med naturgas.

Samtidigt bör det beaktas att legal avgränsning av överföringsverksamheten, dvs. en tvingande regel för att överföringsverksamheten skall samlas inom en juridisk person, kan vara förenad med betydliga kostnader. Det kan t.ex. gälla bortfall av olika samordningsfördelar, även om det inte är helt uppenbart att så skett på elmarknaden i Sverige. Kostnaderna kan bli än större vid ägarmässig separation. Bergman m.fl. (1999) pekar också på att långtgående krav på separering skulle kunna vara ett hinder för framväxten av en större naturgasmarknad i Sverige. En potentiell investerare i infrastruktur måste under alla förhållanden göra en

analys av efterfrågan på naturgas i de områden som kan nås med den planerade rörledningen. Vid krav på ägarmässig åtskillnad tillkommer att det i praktiken föreligger ett förbud för ägaren av infrastrukturen att även driva försörjningsföretag. Den som planerar att göra investeringar i infrastruktur är därför beroende av att andra skall bygga upp den marknadsförings- och försäljningsorganisation som krävs för att exploatera den potentiella efterfrågan på naturgas. Detta är en osäkerhetsfaktor som sannolikt förhindrar, eller åtminstone begränsar, investeringar i infrastruktur för denna energiform. Vid en ordning med skilda bolag utan ägarrestriktioner föreligger inte dessa problem.

Marknadens storlek och struktur är dock också faktorer som måste beaktas. Som framgått av kapitel 4 karakteriseras marknaden i Sverige av ett fåtal aktörer, med en särställning för Vattenfall Naturgas AB som ensam importör. Företaget säljer 97,5 procent av gasen till tre större kunder. Av distributörerna är Sydgas AB störst och levererar ca 75 procent av gasen i Sverige. Behovet av särredovisning förefaller i nuvarande marknadsläge att vara mest accentuerat på distributionssidan.

8.8 Olika former av undantag

8.8.1 Direktivet

Naturgasmarknadsdirektivet kan medge tre olika former av undantag från reglerna om tillstånd för uppförande eller drift av naturgasanläggningar (artikel 4), marknadsöppning (artikel 18) och direktledningar. Undantagen gäller överföringsledningar och inte distributionsledningar och är följande.

1. Medlemsstater som inte är direkt anslutna till det sammankopplade systemet i någon annan medlemsstat och som endast har en extern huvudleverantör. En leverantör med en marknadsandel på mer än 75 procent skall betraktas som en huvudleverantör. Undantaget upphör automatiskt när ett eller flera av dessa villkor inte längre gäller.
2. En medlemsstat som uppfyller villkoren för att betecknas som en framväxande marknad och som på grund av genomförandet av detta direktiv skulle få allvarliga problem som inte har något samband med avtalsenliga take or pay-åtaganden (som avses i artikel 25). Med framväxande marknad avses en medlemsstat i vilken den första kommersiella leveransen enligt det första långsiktiga avtalet för naturgasleveranser genomfördes för inte mer än tio år sedan. Undantaget upphör automatiskt när medlemsstaten inte längre uppfyller villkoren för att betecknas som en framväxande marknad.

3. Om genomförandet av detta direktiv skulle orsaka allvarliga problem inom ett geografiskt begränsat område i en medlemsstat, i synnerhet när det gäller att utveckla infrastrukturen för överföring, och när syftet är att uppmuntra investeringar, kan medlemsstaten ansöka hos kommissionen om ett tillfälligt undantag.

Dessutom får naturgasföretag vägra tillträde till systemet på grund av bristande kapacitet, eller om tillträde till systemet skulle hindra dem från att utföra de allmännyttiga tjänster som åläggs dem (se avsnitt 8.2), eller på grundval av allvarliga ekonomiska och finansiella problem med take or pay-avtal (se avsnitt 8.3).

8.8.2 Den svenska marknaden

Svenska möjligheter till undantag

För svensk del är möjligheterna till undantag begränsade. Vi är redan direkt anslutna till det sammankopplade systemet och uppfyller inte villkoren för att betraktas som en framväxande marknad. Punkterna 1 och 2 är därför inte tillämpliga.

Vi har däremot möjlighet att ansöka om ett tillfälligt undantag enligt punkt 3 ovan. Kommissionen kan bevilja undantag med beaktande särskilt av följande kriterier.

- Behovet av investeringar i infrastrukturen som inte skulle vara ekonomiskt lönsamma att genomföra på en konkurrensutsatt marknad.
- Nivån på och avkastningsmöjligheterna för de investeringar som krävs.
- Gassystemets storlek och utvecklingsnivå i det berörda området.
- Utsikterna för den berörda gasmarknaden.
- Det berörda områdets eller den berörda regionens geografiska utbredning och beskaffenhet.
- Socioekonomiska och demografiska faktorer.

Undantag får medges endast om ingen infrastruktur för gas har anlagts i detta område, eller om en sådan har anlagts för mindre än tio år sedan. Det tillfälliga undantaget får inte utsträckas till längre än tio år efter det att gas först levererades till området.

Slutsatser

I Sverige finns det, som tidigare framgått, endast en utbyggt infrastruktur för gas i de södra delarna av landet. Investeringar i övriga delar av

landet är beroende av kommersiella investeringsbeslut av företag som är beredda att ta risken att leverera gas till sådana regioner.

Transport av gas kräver omfattande investeringar i infrastruktur, i form av rör. Som framgått av kapitel 3 och avsnitt 8.3 förutsätter sådana investeringar bl.a. betydande och långsiktigt stabila avsettningsmöjligheter. Det är nödvändigt att säkra stora delar av slutmarknaden innan en investering görs (behöver dock inte vara en uppgift för investeraren). Risken finns annars att aktörerna inte får tillräckligt stora försäljningsvolymmer. Omfattande och långsiktiga kontrakt har därför ansetts utgöra en viktig förutsättning för att garantera avkastning på de stora investeringarna.

Stora nya investeringar i gasinfrastruktur riskerar att inte bli lönsamma i den typ av konkurrensutsatt marknad som kan tänkas uppstå när gasmarknadsdirektivet genomförs. Öppnas marknaden blir det sannolikt inte möjligt att teckna långsiktiga kontrakt enligt tidigare modeller eller i samma utsträckning. Det är mot denna bakgrund som undantaget införts i direktivet, dvs. för att uppmuntra nya investeringar i områden som inte tidigare varit försörjda med gas.

Av kapitel 5 har framgått att det pågår ett par studier om en utbyggnad av naturgasnätet i Sverige. Det gäller Nordic Gas Grid och North Transgas Oy (som framgått av kapitel 4, analyserar Sydgas AB en utbyggnad av det befintliga nätet mellan Hyltebruk och Jönköping). En förutsättning för att t.ex. Nordic Gas Grid skall genomföras är bl.a. att aktörerna kan teckna långsiktiga kontrakt och därmed ges möjlighet till undantag från gasmarknadsdirektivets krav på marknadsöppning.

Det är uppenbart att ett sådant undantag kan få negativa effekter på konkurrensen. Som tidigare framgått kan rörledningsnätet betraktas som ett naturligt monopol. Vid monopolsituationer finns det alltid en risk för att monopolmakten kan missbrukas. Ett eventuellt undantag är dock tidsbegränsat till tio år, varför de mer långsiktiga konsekvenserna är svåra att bedöma. En annan faktor som bör vägas in är den alternativkostnadsprissättning som tillämpas, dvs. att gaspriset är beroende av prisutvecklingen för andra bränslen (se kapitel 3).

Undantaget leder som ovan nämnts till en temporär begränsning av konkurrensen på naturgasmarknaden och syftar till att minska den ekonomiska risken i uppbyggnaden av infrastruktur för naturgas. Bergman m.fl. (1999) pekar dock på att den aktuella risken i första hand kan hänga samman med osäkerhet beträffande efterfrågan på naturgas i området i fråga. Efterfrågan på energi uppvisar en låg priskänslighet, men priskänsligheten i efterfrågan på enskilda energislag, t.ex. naturgas, är ofta hög. Anledningen är att de olika energislagen är nära substitut för varandra, särskilt inom storskalig värmeproduktion. Relativprisförändringar mellan olika energislag på den svenska energimarknaden beror

ofta på förändringar i de internationellt bestämda priserna på energislagen i fråga. Förändringarna i de olika energislagens marknadspriser beror emellertid lika ofta på förändringar i beskattningen. Detta innebär att osäkerheten om den framtida efterfrågan på naturgas i hög grad beror på osäkerhet om den framtida beskattningen av naturgas jämfört med beskattningen av andra energislag.

Bergman m.fl. (1999) redovisar också att undantagsregeln kan gynna vertikalt integrerade naturgasföretag till nackdel för företag med en annan struktur på sin verksamhet. Nätverksindustrier har traditionellt byggts upp av vertikalt integrerade statliga företag. Det har emellertid skett under tider då kapitalmarknaden varit betydligt mindre utvecklad än den är i dag. Den välutvecklade kapitalmarknaden gör att det i dag kan finnas andra möjligheter att bygga upp separata infrastrukturföretag. Till detta kommer att det på elmarknaden finns separata nätföretag som, i den utsträckning de skulle vara lämpliga investerare på naturgasområdet, kan missgynnas av en regel som ger vertikalt integrerade naturgasföretag ett försteg.

Om undantagsregeln skulle tillämpas finns det enligt Bergman m.fl. (1999) skäl att redan från början planera för den avreglering av de aktuella regionala naturgasmarknaderna som efter tio år skulle äga rum då direktivets regler om berättigade kunder skulle börja tillämpas. Det kan exempelvis finnas skäl att motverka kontraktsformer som gör att många kunder efter tioårsperiodens slut är uppbundna av mycket långsiktiga åtaganden. Det finns annars en risk för att den temporära undantagsregeln gör att den svenska naturgasmarknaden under lång tid kommer att bestå av ett antal regionala monopolmarknader.

Det bör poängteras att det inte är svenska myndigheter som beslutar om undantag. Ett sådant beslutas av kommissionen efter ansökan av medlemsstaten.

9 Pågående arbete i några andra länder¹

Naturgasmarknadsdirektivet skall genomföras i medlemsstaterna senast den 10 augusti 2000. I flertalet av länderna har detta arbete inte slutförts, utan det pågår ett arbete för att anpassa lagstiftningen på naturgasområdet till direktivet. Mot bakgrund av detta är det för närvarande i de flesta fall inte möjligt att redovisa några slutgiltiga ställningstaganden.

Det är emellertid viktigt för svensk del att analysera hur arbetet utvecklas i våra grannländer och i länder som kan anses ha särskild betydelse för den svenska gasmarknaden. Vi redovisar därför utvecklingen i ett urval av dessa länder: Danmark, Finland, Norge, Storbritannien och Tyskland.

Det är nödvändigt att hålla i minnet att länderna har mycket olika positioner. Vissa av dem är nettoexportörer av naturgas, andra importerar gas. I vissa länder är gasmarknaden redan mogen, medan den i andra länder är mindre utvecklad. Vissa länder använder naturgas för stora delar av sin kraftproduktion, medan andra inte gör det. Sådana olikheter kan påverka utformningen av den kommande lagstiftningen.

9.1 Danmark

9.1.1 Marknad²

Danmark har en väl utvecklad gasmarknad med en utbyggd infrastruktur och egen gasutvinning. Utvinningen av gas påbörjades 1972, men gas började föras i land först 1984. Etableringen av den danska marknaden har skett genom en betydande offentlig styrning och ett skattemässigt gynnande av naturgasen.

¹ Kapitlet behandlar förhållanden som var kända i augusti 1999.

² Avsnitt 9.1.1 och 9.1.2 bygger på Dangas (1999) och DONG (1998a).

Danmark är för närvarande självförsörjande vad beträffar naturgas. Gasen produceras i den danska delen av Nordsjön och transporteras via överföringsledningar (transmissionsledningar) till land, och vidare ut i landet till förbrukare och till export. Det danska systemet är sammankopplat med det tyska (och det svenska) och därmed med det europeiska systemet (se Figur 2.7 i kapitel 2).

År 1997 producerades 6,6 miljarder m³ gas, vilket innebär att produktionen ungefär tiodubblats sedan 1984. Närmare 3 miljarder m³ exporterades till Tyskland (2,1) och Sverige (0,9). På den danska marknaden såldes ca 3,6 miljarder m³ gas, vilket motsvarar ca 20 procent av energitillförseln i Danmark.

Ungefär 26 procent av försäljningen avsåg hushåll och mindre kunder (totalt ca 280 000), ca 29 procent industrier och industriell kraftvärme, ca 35 procent fjärrvärme och lokal kraftvärme samt ca 10 procent central kraftvärme. Direkt eller indirekt försörjs ca 1,8 miljoner danskar med värme som baseras på naturgas och omkring 25 procent av Danmarks elproduktion är naturgasbaserad.

Av kapitel 8 har framgått att Danmarks gasreserver är relativt begränsade och endast räcker i ca 15 år med nuvarande produktionstakt. Efter 2005 kommer den inhemska produktionen att minska successivt och 2010 kommer importbehovet att motsvara ca hälften av efterfrågan. Det pågår därför förhandlingar med möjliga nya leverantörer.

9.1.2 Aktörer

För den danska produktionen av naturgas svarar Dansk Undergrunds Consortium (DUC), Statoil-gruppen och Amerada Hess-gruppen. Merparten, eller ca 90 procent, av gasen utvinns av DUC.

Den danska marknaden kan i hög grad karaktäriseras som en monopolmarknad. DONG Naturgas A/S, som är ett dotterbolag till det statliga DONG, köper all gas som produceras i den danska delen av Nordsjön. Naturgasen transporteras genom egna anläggningar till land. På den danska marknaden säljer DONG Naturgas A/S naturgas till fyra kommunalt ägda regionala distributionsbolag (det femte kommunala bolaget övertogs av DONG den 1 juli 1999) samt till Köpenhamns och Fredriksbergs kommuner. Tillsammans med de regionala distributionsbolagen säljer DONG Naturgas A/S naturgas till stora industrikunder och till lokala kraftvärmeverk. Dessutom säljer DONG Naturgas A/S gas till centrala kraftvärmeverk samt exporterar till Tyskland och Sverige.

DONG Naturgas A/S har ensamrätt att transportera och vidareförsälja gas till de kunder som nämnts ovan, dvs. i princip den danska

marknaden. DONG Naturgas A/S äger vidare Danmarks två lager för naturgas. De fem regionala distributionsbolagen har monopol på marknaderna inom sina regionala områden när det gäller villakunder, mindre kraftvärmeverk och verksamheter, dvs. de kunder som inte omfattas av DONG naturgas A/S försäljning.

9.1.3 Gasmarknadsdirektivet

Arbetet med att genomföra gasmarknadsdirektivet i Danmark har påbörjats inom Energistyrelsen och förväntas vara klart i slutet av 1999. Ett lagförslag kommer att redovisas i början av 2000.

Det är således inte möjligt att redovisa hur Danmark rent konkret kommer att agera.

Utredningen har besökt Danmark och diskuterat direktivet med representanter för Energistyrelsen och DONG. Utifrån detta och vissa offentliga dokument³ är det möjligt att redovisa mer allmänna synpunkter.

- Tillträdesform till näten är inte bestämd, men en allmän uppfattning från t.ex. DONG är att förhandlat tillträde bör eftersträvas.
- Enligt beräkningar av DONG leder direktivets definition av vad som åtminstone skall anses som berättigade kunder till en öppning av marknaden med 64 procent när direktivet träder i kraft. År 2003 ökar marknadsöppningen till 70 procent och 2008 till 72 procent.
- Det läggs dock vikt vid att öppningen av den danska gasmarknaden sker på ett balanserat sätt och inte går längre än vad direktivet kräver. Detta hänger samman med att den danska gassektorn har en mycket stor skuldbörda, vilket gör den utsatt för konkurrens. I enlighet med direktivet kan marknadsöppningen initialt begränsas till 30 procent, vilket är relevant för Danmark (omfattar ca 15 stora kunder).
- Öppningen bör inte omfatta de regionala gasbolagen. Så länge som de mottar statsstöd är detta inte tänkbart. Därtill kommer att det är viktigt att DONG Naturgas A/S kan leva upp till förpliktelserna i de take or pay-kontrakt som är slutna med DUC. Dessa kontrakt slöts när DONG Naturgas A/S hade ensamrätt att leverera gas till de regionala gasbolagen.
- I vilken takt öppningen av den danska marknaden kommer att ske är bl.a. avhängigt tempot i de andra EU-länderna. Det är inte meningsfullt att ge danska kunder större möjligheter att köpa gas i utlandet än

³ T.ex. miljö- och energiministerns svar på frågor i Folketingets energipolitiska utskott den 10 februari 1999.

direktivet kräver, om inte DONG Naturgas A/S har motsvarande möjligheter att sälja naturgas utanför Danmark. Öppningen av den danska marknaden skall därför ske i takt med att andra EU-länder öppnar sina marknader.

Det kan vidare påpekas att det pågår en omstrukturering av den danska gassektorn. Den nuvarande strukturen anses inte ändamålsenlig och det beräknas vara förenat med betydande vinster att etablera en enhetlig struktur. Mot bakgrund av detta planerade staten tidigare att köpa de fem regionala distributionsbolagen, men fyra av dessa har avböjt erbjudandet. Senare förhandlingar har lett till att två av de regionala distributionsbolagen förblir i kommunal ägo och får behålla vissa garantier vad gäller intäktsutveckling etc. (för de två återstående bolagen har ingen lösning presenterats). Vissa av bolagens industrikunder kommer dock som motprestation att överföras till DONG Naturgas A/S.

Enligt DONG:s redogörelse till Folketinget är företaget positivt till liberaliseringen av marknaden. Gasmarknadsdirektivet ger dock inte i sig självt en garanti för likartade konkurrensvillkor. Direktivet fastställer enbart övergripande ramar och det är upp till nationella myndigheter att organisera konkurrensen i de enskilda länderna. För DONG är det avgörande att marknadsöppningen inte förhindrar företaget att sälja de gasmängder som är köpta via take or pay-kontrakt. En reell konkurrens förutsätter att det samtidigt skapas lika villkor för köp av gas från många oavhängiga producenter och samma möjlighet att sälja gas på marknaden i såväl Danmark som i utlandet (DONG, 1998a).

I detta sammanhang kan det också nämnas att DONG har utarbetat en ny strategi för koncernen (DONG, 1998b). Detta har bl.a. skett mot bakgrund av de omfattande förändringar av energisektorn som kan förväntas av liberaliseringen av el- och gasmarknaderna. När det gäller naturgas är strategin kortfattat följande:

- DONG skall försöka att behålla en marknadsandel på 80 procent vad gäller naturgasförsörjningen till Danmark.
- DONG skall försöka att behålla en position som exportör av naturgas till de tyska och svenska marknaderna.
- DONG skall försöka att behålla en marknadsandel på 100 procent på gasbehandling, transmission (inklusive transport av naturgas genom Danmark) och lagring av naturgas i Danmark.

9.2 Finland⁴

9.2.1 Marknad

Den finska naturgasmarknaden har utvecklats under de senaste 25 åren. Naturgasen importeras från fälten i Västsibirien i Ryssland, ca 3 500 kilometer från Finland. Landet saknar för närvarande andra importalternativ än Ryssland. Naturgasnätet har successivt byggts ut och uppgår nu till ca 900 kilometer överföringsledning (högtrycksledning) och ca 1 000 kilometer distributionsledning. Nätet täcker de södra och sydöstra delarna av landet (nätet framgår av Figur 2.7 i kapitel 2). Gasnätet har byggts ut relativt kraftigt under senare år. Grunden för denna utbyggnad är ett nytt tjugoårigt importavtal som slöts med Ryssland 1994.

Sedan 1974 har konsumtionen åttadubblats. År 1998 importerades närmare 4 miljarder m³ gas (39 TWh), vilket motsvarar ca 11 procent av den totala energitillförseln i Finland. I de kommuner som nås av naturgasnätet är gasens andel av energiförbrukningen ungefär en tredjedel.

Totalt finns det drygt 34 700 gaskonsumenter i Finland. Merparten av dessa (ca 34 600) är relativt små kunder som svarar för mindre än 5 procent av konsumtionen. Huvuddelen av gasen, eller drygt 70 procent, används för kraftgenerering i större industrier och kraftvärmeverk.

9.2.2 Aktörer

Den finska naturgasmarknaden karakteriseras av ett fåtal aktörer, med en särställning för Gasum Oy. Företaget är den helt dominerande aktören på marknaden och svarar för importen och marknadsföringen av naturgasen. Gasum äger överföringsledningen (transmissionsledningen) och svarar för drift, underhåll och utbyggnad av systemet. Företaget säljer gas till större slutkunder och distributionsbolag (varav två ägs av Gasum Oy).

Gasum Oy ägdes tidigare av Fortum Oy (75 procent) och RAO Gazprom (25 procent). Kommissionen har dock inte godkänt att Fortum, som ägs till 75 procent av finska staten, är majoritetsägare i Gasum Oy mot bakgrund av företagets dominerande ställning inom energisektorn i Finland. Fortum har därför nyligen sålt 50 procent av aktiekapitalet till finska staten (24 procent), Ruhrgas (20 procent) och ett konsortium bestående av tre företag (6 procent).

⁴ Avsnittet bygger på Fortum (1999), Gasum (1998), Finnish Natural Gas Association (1998) samt samtal med tjänstemän vid Näringsdepartementet och Fortum.

Totalt finns det 42 lokala distributörer i Finland som köper gas från Gasum Oy. Dessa är dock mycket små.

I praktiken råder ett renodlat monopol eftersom Gasum Oy har ensamrätt till import och har rätt att neka andra aktörer tillträde till nätet.

9.2.3 Gasmarknadsdirektivet

I Finland har regeringen och parlamentet inte tagit ställning till EG:s gasmarknadsdirektiv. En arbetsgrupp har däremot utarbetat ett förslag som regering och parlament kommer att ta ställning till i höst.

Enligt direktivet har Finland möjlighet att inte öppna marknaden eftersom landet inte är direkt anslutet till det sammankopplade systemet i någon annan medlemsstat. Arbetsgruppen har dock valt att föreslå att marknaden skall öppnas och nedan redovisas översiktligt några av de grundläggande förslagen.

- Reglerat tillträde införs. Kunder som förbrukar åtminstone 5 miljoner m³ gas per år ges tillträde till systemet. Som framgått av kapitel 8 kommer dessa förbrukare att ges möjlighet att handla på en s.k. eftermarknad. Innebörden är att olika slutförbrukare eller distributörer skall kunna handla sinsemellan (ett krav är att dessa kunder skall ha mätare som kan fjärrläsas). Förslaget ger en marknadsöppning på ca 90 procent. Volymerna förväntas dock bli mycket begränsade, eller ca 100 miljoner m³ per år.
- Prissättningen kommer att baseras på offentliggjorda tariffer.⁵ Tarifferna kommer att utvecklas av Gasum Oy men kommer inte att specificeras i lagstiftning.
- Distributörer blir skyldiga att leverera till anslutna slutförbrukare. I praktiken får nätägaren också en anslutningsplikt som innebär att företaget blir skyldigt att ansluta en kund till en befintlig ledning. Slutkunden är dock skyldig att betala alla kostnader (normalt görs investeringen av nätägaren).
- Särredovisning införs enligt de regler som anges i direktivet. Integreerade naturgasföretag skall i sin interna bokföring särredovisa verksamhetsgrenarna överföring, distribution och lagring.

⁵ Offentliggjorda tariffer förekommer redan i praktiken i Finland. Gasum Oy ålades i början av 1990-talet att offentliggöra tariffer och beräkningsgrunder. Detta mot bakgrund av företagets dominerande ställning. Vissa slutkunder har dock fortfarande långsiktiga kontrakt från 1980-talet som inte baseras på offentliggjorda tariffer.

- Elmarknadscentralen, som övervakar elmarknaden, skall också övervaka gasmarknaden.

I huvudsak har arbetsgruppens förslag koncentrerats på implementeringen av direktivet. Någon speciell hänsyn har inte tagits till eventuella framtida investeringar, t.ex. Nordic Gas Grid, och hur dessa kan komma att påverka marknaden. Den allmänna bedömningen är dock att den föreslagna lagstiftningen inte behöver förändras så mycket vid nya investeringar.

Finlands ensidiga beroende av en leverantör, Ryssland, innebär att det finns mycket små förutsättningar att utveckla konkurrensen. Det ensidiga beroendet av en leverantör påverkar också försörjningstryggheten och i förlängningen investeringsbenägenheten. Nya leverantörsalternativ anses allmänt som en förutsättning för att markant kunna öka gaskonsumtionen.

9.3 Norge

9.3.1 Marknad

Norge är en av de viktigaste naturgasproducenterna i Europa. Gasreserverna uppskattas till ca 3 600 miljarder m³, vilket motsvarar ca hälften av Europas reserver. Samtliga fyndigheter är offshore-fyndigheter, dvs. att de är belägna till havs. År 1997 uppgick produktionen till drygt 45 miljarder m³, men förväntas stiga avsevärt i början av 2000-talet. Baserat på nuvarande kontraktförpliktelser uppskattas gasen räcka i ca 60–70 år.

Naturgasen exporteras främst till Tyskland, Frankrike, Belgien och Nederländerna. Leveranserna sker via sex olika rörledningssystem till Tyskland, Belgien, Frankrike och Storbritannien.

Norge har i princip ingen egen gasmarknad och inget utbyggt gasledningsnät. Vid tre platser längs den norska kusten förs dock gas i land och utnyttjas i huvudsak för industriellt bruk.

9.3.2 Aktörer

All gas på den norska kontinentalsockeln tillhör den norska staten. Sockeln är indelad i tre huvudområden, vilka var för sig är indelade i sektorer och block. Företag som önskar delta i prospektering efter, eller utvinning och transport av gas, måste söka tillstånd av staten. Verksamheten regleras genom petroleumlagen och koncessionsregler och redovisas inte när-

mare här. Det kan dock nämnas att de produktionslicenser som utfärdas oftast är organiserade som joint ventures, vilka normalt levererar gasen till det köpande landets gräns. Säljarna utför således transporten.

Gassförhandlingsutvalget (GFU) spelar en central roll när det gäller försäljning av norsk gas. GFU, som består av representanter för Statoil, Norsk Hydro och Saga Petroleum, förhandlar fram alla kontrakt som rör försäljning av norsk gas.

Ett trettiotal företag deltar i verksamheten på den norska kontinentalsockeln. Den dominerande aktören är det statsägda Statoil.

9.3.3 Gasmarknadsdirektivet

EG:s naturgasmarknadsdirektiv skall också implementeras i EES-länderna. Norges gassektor består primärt av produktion, gasbehandling och transport fram till landningspunkterna i Tyskland, Frankrike, Belgien och Storbritannien. För norsk del innebär gasmarknadsdirektivet att ett system för tillträde för tredje part till det norska gastransportsystemet skall etableras senast i augusti 2000.

Några ställningstaganden till gasmarknadsdirektivet finns inte redovisade i Norge. Den stora frågan för norsk del är artikel 23 i direktivet som reglerar tillträde till tidigare led i rörledningsnätet, dvs. transportsystemet till den europeiska kontinenten och Storbritannien.

Den lilla inhemska marknaden utgör ett mycket mindre problem. Här finns dessutom möjligheten att begära undantag från marknadsöppning med hänvisning till artikel 26 om framväxande marknader.

9.4 Storbritannien⁶

9.4.1 Marknad

Storbritannien har sedan maj 1998 en fullständigt liberaliserad gasmarknad med fastställda avgifter för access till systemet, dvs. ett reglerat tillträde. I dag kan alla 20 miljoner gaskunder, oavsett storlek, fritt välja gasleverantör. Det finns en väl utbyggd infrastruktur.

Storbritannien är självförsörjande på naturgas, och naturgasens andel av den totala energiförsörjningen uppgår till 37 procent (1997). Mellan åren 1988 och 1998 ökade användningen från 51,5 miljarder m³ till 88,7

⁶ Avsnittet bygger i huvudsak på BP Gas (1998), Pickering (1998) samt Hinxman och Baily (1997).

miljarder m³, dvs. med drygt 70 procent. En marknadsökning på ca 2 procent per år förväntas fram till 2010.

Storbritannien har i dag den mest öppna marknaden i Europa och denna öppning har skett i etapper. Innan gasmarknaden avreglerades fanns endast ett enda stort monopol, British Gas, som försörjde alla kunder. År 1986 infördes en lagstiftning med syfte att privatisera British Gas och att tillåta konkurrens för större kunder (>25 000 therms, ca 70 000 m³). Privatiseringen genomfördes samma år, men fortfarande höll man hårt i monopolet.

Efter massiva protester från stora kunder angående prissättningen på gas tvingades British Gas att publicera priser och transportavgifter samtidigt som överenskommelser gjordes om att British Gas inte skulle kontrahera mer än 90 procent av något gasfält. Fram till 1990 behöll British Gas sin monopolställning. Då klev nya aktörer in på marknaden, bl.a. BP, och tecknade kontrakt med industrikunder. Därefter har marknadsöppningen varit progressiv. Först 1993 beslutades att British Gas skulle dela upp sin verksamhet i handel respektive transport och lager. Samma år öppnades marknaden för kunder som förbrukade mer än 2 500 therms, ca 7 000 m³. Följande år delade British Gas upp verksamheten i fem separata bolag. Samma år, 1994, antogs även en ny gaslagstiftning. Ramverken för avregleringen för hushållskunder, som banade vägen för full konkurrens på konsumentmarknaden 1998, och av transportsystemen (Network Code) utformades under 1995.

År 1997 delades British Gas i två fristående delar, British Gas plc och Centrica. British Gas plc äger samtliga landbaserade pipelines och driften av detta system sköts av dotterbolaget Transco. Inom Centrica bedrivs i dag British Gas handelsverksamhet, dvs. att de köper och säljer gas på grossistmarknaden samt säljer till slutkunder inklusive därtill förknippade tjänster och utrustning.

Liberaliseringen har fram till hösten 1998 inneburit att ca 75 procent av industri- och företagskunderna och ca 25 procent av hushållskunderna har andra leverantörer än British Gas.

Det brittiska systemet är via tre s.k. interconnectors sammankopplat med dels det europeiska kontinentala överföringssystemet (i drift 1998) och dels Irlands (i drift 1997) och Nordirlands (1996) gassystem. Förbindelserna byggdes för att Storbritannien skulle exportera naturgas. Sedan "the Interconnector" till Europa togs i drift har dock gasflödet gått åt andra hållet. Således har ledningen inneburit att Storbritannien i stället har importerat gas från den europeiska kontinenten. Interconnectorn till den europeiska kontinenten är betydelsefull i strävan att få till stånd en effektiv europeisk marknad.

9.4.2 Aktörer

Nya aktörer har etablerat sig på den brittiska gasmarknaden i takt med att avregleringen och konkurrensen har ökat. Många är företag med erfarenhet från utvinning och allmännyttiga bolag för el och/eller vatten m.m. I huvudsak finns tre olika typer av aktörer: ”transporters” – som äger och driver ledningsnäten, där Transco är absolut störst och äger och driver alla gasnät utom ett fåtal lokala distributionsnät, ”shippers” – som för över gasen från producenten till slutkunden och som således är användare av ledningssystemen, samt leverantörerna – som marknadsför och säljer gasen till kunderna.

I praktiken har en hel del andra företag och företagskonstellationer uppstått, såsom exempelvis återförsäljare, handlare, mäklare och andra mellanhänder samtidigt som olika typer av allianser mellan företag har bildats. I takt med att marknaden utvecklats har också aktörerna förändrats och den nuvarande trenden är att allianser bryts upp.

Transco tillhandahåller som ovan nämnts i princip hela den brittiska infrastrukturen, vilket anses vara en förutsättning för att få en fungerande konkurrens på marknaden. Den lagerverksamhet, sju stora lager, som Transco tidigare ansvarade för har nu lagts in i ett eget dotterbolag inom British Gas plc, British Gas Storage. Transco får inte köpa eller sälja gas av annan anledning än för att upprätthålla systembalansen och säkerheten i systemen.

Rent fysiskt ansvarar därmed Transco för att gasen kommer från gasproducenterna till slutkunderna. Gasen tas in vid sex olika kustterminaler.

På kontraktssidan är det däremot helt annorlunda. Grovt sett så säljer producenterna till shippers, vilka säljer gasen till försäljningsbolag som i sin tur säljer vidare till slutanvändarna. Shippers avtalar med Transco om att få gasen igenom systemet åt försäljningsbolaget som i sin tur säljer till slutanvändare. Många försäljningsbolag är också shippers. Shippers, och inte gasproducenterna eller försäljningsbolagen, är således kunder till Transco.

Det finns ett fyrtiotal shippers som ser till att gasen kommer från kusten till kunden. Priset på transporttjänsten bestäms av en prisformel som är fastställd av regleringsmyndigheten Ofgas.

Centrica, dotterbolag till British Gas, är det största försäljningsbolaget i Storbritannien. De säljer gasen under namnet British Gas i England och Wales samt under Scottish Gas i Skottland. Eastern Natural Gas är den näst största leverantören och Mobil Gas Marketing kommer på tredje plats. Därtill finns en rad leverantören där många är dotterbolag till olje- eller elbolag.

En spotmarknad för gas har skapats. Spothandeln består av dels den finansiella handeln, dels handeln som leder till fysiska leveranser. Handeln via spotmarknaden har ökat kraftigt de senaste åren. Fortfarande säljs dock en stor del av naturgasen med långa kontrakt.

9.4.3 Gasmarknadsdirektivet

Gasmarknaden i Storbritannien är som ovan nämnts avreglerad fullt ut. Här beskrivs därför mer i detalj hur regelverket och ramverket ser ut i dag.

Ofgas, The Office of Gas Supply, som bildades 1986 efter det att British Gas privatiserats, är den övervakande myndighet som ser till att gaslagen, The 1995 Gas Act, efterföljs. Ofgas ansvarar för att säkerställa konkurrensen på konsumentmarknaden och ger licenser till nya företag för transport, shipping och leverans. Ofgas samordnas nu med Ofef, den reglerande myndigheten på elsidan.

Ofgas har fastställt en priskontrollformel för att kunna kontrollera Transcos vinst. Formeln innebär att Transcos vinst per transporterad enhet gas bestäms, vilket i sin tur ger storleken på Transcos totala årliga vinst. Vidare bestämmer Ofgas Transcos avgiftspolicy, dvs. hur avgifterna tas ut av deras kunder. Alla kunder, oavsett storlek, behandlas lika. Till detta kommer "The Network Code", det system och de regler som styr hur producenter och shippers skall agera för att få marknaden att fungera och för att upprätthålla balans och säkerhet i systemet. Alla villkor och avgifter är officiella.

Priskontrollformeln kan grovt sett formuleras enligt följande: Tillåten vinst = {fastställd vinst + (pris * volym)}*(RPI-X). Termerna är variabler som varierar efter volym och kundgrupp. Faktorn RPI-X ser till att tillåten vinst nås. Om vinsten blir större eller mindre kompenseras Transco efterföljande år.

Transco stimuleras via den av Ofgas utfärdade licensen att utveckla sin avgiftspolicy så att avgifterna bättre reflekterar kostnaderna. Syftet är dessutom att möjliggöra konkurrens mellan shippers och samtidigt ta hänsyn till utvecklingen av transportverksamheten. Transco har vidare följande ambitioner med sina avgifter:

- Att de skall leda till en effektiv användning av systemet och styra användningen från toppbelastningsperioder till annan tid.
- Att de skall förhindra onödiga eller oekonomiska nätinvesteringar genom att visa kapacitetsvärdet i olika delar av nätet.
- Att de skall vara transparenta, dvs. att kunderna skall kunna härleda avgifterna.

- Att avgifterna skall vara stabila, enkla att tillämpa, och minimera administrationskostnaderna för både Transco och dess kunder

The Network Code anger i sin tur villkoren för gastransporten från kusten till kunderna och anger hur obalans mellan shippers införsel och uttag hanteras på dygnsbasis.

Nätavgifterna består av tre delar, överföringsavgift, distributionsavgift och kundavgift. Överföringsavgiften består av både en kapacitetsavgift och en energiavgift. Kapacitetsavgiften är beroende av inträdespunkt och utträdespunkt. I dag finns 6 inträdes- och 33 utträdespunkter. Fördelningen mellan kapacitetsavgiften och energiavgiften är 65 procent respektive 35 procent jämfört med tidigare 50/50. Transco vill öka kapacitetsavgiftens andel ännu mer för att bättre återspegla systemets verkliga kostnader, men Ofgas har hittills inte tillåtit detta eftersom det får ett kraftigt genomslag på små förbrukare och därmed på privatmarknaden.

Det pågår ett arbete med att förbättra prissättningen av kapaciteten. Bland annat undersöks ett system med en form av knutpunktsprissättning (nodal pricing).

9.5 Tyskland⁷

9.5.1 Marknad

Den tyska marknaden är världens fjärde största marknad näst efter USA, Ryssland och Ukraina, och före Kanada och Storbritannien.

Den tyska strukturen är jämfört med andra europeiska länder komplex och med liten inblandning från statens sida. Kartellmyndigheterna är däremot mycket aktiva och det finns en speciell kartelllag. Viktigt att notera är att Tyskland skiljer sig på många punkter i förhållande till Sverige och många andra europeiska länder, bl.a. genom att Tyskland består av ett antal relativt självständiga delstater. En viktig skillnad i förhållande till andra länder är vidare att det finns konkurrerande ledningsnät för gas.

Tyskland har en mycket väl utbyggd infrastruktur och naturgasens andel av den totala energiförsörjningen uppgår till ca 21 procent (1997). Den totala tyska årliga gasanvändningen uppgår till ca 1 000 TWh, vilket motsvarar drygt 90 miljarder m³, där den tyska industrin står för 41 procent av användningen, hushållen för 33 procent, kraftvärme ca 8 pro-

⁷ Avsnittet bygger på Hinxman och Baily (1997) samt på direkta kontakter med representanter för Ekonomiministeriet, gasbolag och branschorganisationer i Tyskland.

cent, kommersiell verksamhet och övrigt 18 procent. Användningen av naturgas ökar kontinuerligt. Naturgas står för knappt 40 procent av hushållens uppvärmning och har därmed den största marknadsandelen inom detta segment.

Nära 80 procent av naturgasen importerar. Importen sker i huvudsak från Ryssland (33 procent), Nederländerna (28 procent) och Norge (17 procent).

De regionala bolagen, vilka levererar gas till distributörerna som i sin tur säljer till slutanvändarna, har i princip monopol inom sina regioner. Det har varit svårt för nya aktörer att komma in på marknaden och detta har lett till att parallella nät har byggts, se avsnitt 8.1.3.

Slutkunderna i Tyskland får sin gas levererad från ca 700 distributörer, s.k. Stadtwerke, och andra återförsäljare. Distributörerna i sin tur får sin gas från de regionala gasbolagen, som även kan leverera till stora slutanvändare.

De regionala gasbolagen har genom olika typer av avtal, godkända av kartellmyndigheten, i praktiken monopol i sina regioner. Distributörerna har på liknande sätt monopol inom sina distributionsområden.

De regionala bolagen har kompletterande verksamheter av olika slag vid sidan av gasverksamheten, såsom el eller vatten. Bolagen köper sin gas från tyska producenter (ca 10 stycken) och tyska importörer (ca 10 stycken). De regionala bolagen handlar även bilateralt med varandra. Den helt dominerande aktören är Ruhrgas.

Det nuvarande regelverket i Tyskland tillåter i viss mån konkurrens, men fortfarande finns det konkurrenshinder. Gas-till-gas-konkurrens existerar redan i Tyskland mellan producenter och importörer. För att bygga ny infrastruktur råder inte heller monopol. Den monopoliserade distributionen och uppdelningen av marknaden mellan överföringsbolagen innebär att gasen passerar mellan tre eller fyra olika aktörer innan den når slutanvändaren. Detta leder till att slutkunderna i dag inte kan välja mellan olika gasleverantörer. Denna valmöjlighet har bara mycket stora kunder.

Prissättningen på den tyska marknaden sker genom förhandling mellan parterna och beror på hur kundens behov ser ut. Priset består av två delar, ett energipris och ett kapacitetspris (effektavgift).

9.5.2 Aktörer

Den tyska gasindustrin skiljer sig, som ovan nämnts, en hel del från andra europeiska länder i och med att det inte finns några statligt ägda bolag med monopol. För den inhemska produktionen står 12 internationella bolag. Överföringen sköts av 20 olika bolag och domineras av Ruhrgas, Thyssengas, BEB Erdgas, Erdol och EWE samt sedan 1989 VNG (Verbundnetz Gas) och Wingas (Wingas är ett joint venture mellan Wintershall och Gazprom, se även avsnitt 8.1.3). Dessa bolag köper gas, fem av dem importerar gas och säljer den vidare till distributionsbolagen. Bland importörerna kan nämnas Ruhrgas, VNG, BEB och Wintershall.

Överföringsbolagen har delat upp marknaden mellan sig. Var och en av dessa levererar mellan 60 TWh och 190 TWh gas inom sina respektive områden. Ruhrgas är som ovan nämnts den helt dominerande aktören i Tyskland. Ruhrgas, som är den största importören, står för betydligt mer än hälften av den tyska gasimporten. Överföringsbolagen har som nätbolag kontroll över både internationella, interregionala och regionala rörledningar. Av deras totala leverans går ca 65 procent till andra regionala gasbolag och resterande 35 procent levereras inom deras eget område.

Försäljningen till slutanvändarna sköts av lokala distributörer, som i allmänhet är en motsvarighet till de svenska kommunala bolagen.

9.5.3 Gasmarknadsdirektivet

Tyskland har nyligen avreglerat sin elmarknad. De är ännu inte klara med lagstiftningen på naturgassidan.

Det pågår ett arbete med utformningen av naturgaslagstiftningen. Ett flertal av gasmarknadsdirektivets grundprinciper finns redan i lagstiftningen, inte minst i Kartelllagstiftningen, Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB). Detta gäller speciellt §19, som förbjuder missbruk av marknaden på grund av dominerande ställning. Ekonomiministeriet har identifierat fyra viktiga punkter som är kvar att åtgärda. Dessa är:

- Hur skall uppdelning mellan överföring, distribution och handel ske, dvs. särredovisningen av dessa verksamheter.
- Vilka kommersiella huvudvillkor skall publiceras för överföringen.
- Reciprocitetsklausulen.
- Rätten till tillträde.

Rätten till tillträde är komplicerad i och med att alla nät har en dominerande ställning, utom möjligtvis där det finns parallella nät. Frågan är hur detta skall formuleras, eller om nuvarande kartellagstiftning räcker.

Det pågår ett arbete med att lösa de återstående frågorna, utan att behöva komplettera lagstiftningen. Ansatsen är i stället att reglera det som behöver regleras utanför lagstiftningen. De regler som tas fram skall i sin tur godkännas av Kartellmyndigheten. Man vet ännu ej om man klarar detta utan att behöva gå in i lagstiftningen.

Tyskland är i dagsläget inriktat på ett förhandlat tillträde och på att alla kunder skall vara berättigade till tillträde.