



**National Library
of Sweden**

Denna bok digitaliserades på Kungl. biblioteket år 2013

SOU

1972: 25

Ref



NATURGAS I SVERIGE

Slutbetänkande avgivet av 1968 års utredning om
rörtransport av olja och gas

Stockholm 1972



Statens offentliga utredningar

1972:25

Industridepartementet

Naturgas i Sverige

Betänkande avgivet av 1968 års utredning om
rörtransport av olja och gas
Stockholm 1972

ISBN 91-38-00187-X

Till Statsrådet och chefen för industridepartementet

1968 års utredning om rörtransport av olja och gas framlade i oktober 1970 delbetänkandet "Olja i rör". Utredningens förslag innebar att rörtransport av tunna produkter från västkusten till Mellansveriges inland kunde vara ekonomiskt motiverad och skulle studeras ytterligare i oljebranschens regi med statlig medverkan. Vidare föreslogs att en rationalisering av järnvägstransporter av även andra oljeprodukter skulle eftersträvas, främst genom väsentligt utvidgad användning av s. k. oljetåg med fastställda driftplaner. De föreslagna åtgärderna har varit och är alltjämt föremål för utredningar och förhandlingar. Beslut i dessa frågor skulle enligt vår uppfattning ej tas förrän våra undersökningar om naturgasledningar redovisats och eventuell ömsesidig påverkan klarlagts.

Utredningen får härmed framlägga sitt slutbetänkande "Naturgas i Sverige". Grundläggande frågor beträffande naturgas har bearbetats i Ingenjörsvetenskapsakademiens regi och presenterats i september 1970 i IVA-meddelande 167. Detta arbete utformades och genomfördes i samråd med oss. Mot denna bakgrund har vi kunnat koncentrera vårt arbete på frågor rörande marknadsförut-

sättningarna i Sverige för naturgas, överföringssystem för gasen, synpunkter beträffande administration, finansiering, lagstiftning och säkerhet samt miljö och beredskap.

Redan i september 1971 förelåg sådant underlag för våra bedömningar, att vi fann skäl att i särskild skrivelse till Statsrådet och chefen för Industridepartementet föreslå, att frågan om naturgasimport till Sverige skulle tas upp med möjliga leverantörer. I nu föreliggande rapport redovisas slutsatser och förslag till åtgärder.

Utredningen anser sig härmed ha fullgjort sitt uppdrag.

Stockholm i april 1972

Sven Lalander

Arne Carlsson

Lars Eliasson

Sven Swarting

N-G. Danielson

Walter Seger

Nils Erik Wååg

/Nils Holmin

Innehåll

Kapitel 1	<i>Sammanfattning</i>	7	<i>Bilaga</i>	
Kapitel 2	<i>Bakgrund och tidigare utredningar</i>	11	Bilaga 1	Naturgasledningar i Europa 98
Kapitel 3	<i>Översikt över världens naturgasresurser</i>	14	<i>Figurförteckning</i>	
Kapitel 4	<i>Energiförbrukningen i Sverige och dess geografiska fördelning</i>	30	3:1	Naturfyndigheter inom norska och danska Nordsjöområdet 17
Kapitel 5	<i>Nuvarande gasförbrukning i Sverige</i>	40	3:2	Oljeprospekteringsbolagets oljeborrningar 1971 18
Kapitel 6	<i>Möjlig marknad för naturgas i Sverige</i>	44	3:3	Geologisk tidskala 19
Kapitel 7	<i>Lagring av naturgas och andra åtgärder för belastningsutjämning</i>	59	3:4	Flygmagnetiska och seismiska arbeten i södra Sverige och på den svenska kontinentalsockeln 20
Kapitel 8	<i>Överföringssystem</i>	65	3:5	Världskonsumtion av kol, olja och naturgas 22
Kapitel 9	<i>Konsekvenser för den svenska energimarknaden</i>	71	3:6	Total energiförbrukning i Västeuropa fördelad på olika energislag 23
Kapitel 10	<i>Administration och finansiering</i>	75	3:7	Total längd av huvudledningar för naturgas i Sovjetunionen 28
Kapitel 11	<i>Lagstiftning och säkerhet</i>	80	4:1	Varaktighetsdiagram för värmeleverans 33
Kapitel 12	<i>Miljösynpunkter</i>	86	4:2	Större oljekonsumenter 1975 37
Kapitel 13	<i>Beredskapssynpunkter</i>	90	6:1	Tänkbar utveckling av den årliga råoljeförbrukningen 46
Kapitel 14	<i>Naturgassystemets inverkan på rörledningar för olja</i>	94	6:2	De stora oljebolagens betalning för råolja till regeringarna i produktionsländerna på det östra halvklotet 47
Kapitel 15	<i>Förslag till åtgärder</i>	96	6:3	De stora oljebolagens nettovinst beräknad på det i rörelsen sysselsatta kapitalet 50
			6:4	Maximalt överföringsavstånd som funktion av överförd kvantitet vid kostnaden 2 öre/m ³ 54
			7:1	Belastningsförhållanden i ett naturgassystem 59

7:2	Typisk utveckling av ett naturgas-system	60	4:5	Prognos över tillförd energi till den svenska energimarknaden . .	32
8:1	Exempel på ledningsnät vid inmatning av naturgas i trakten av Öregrund	68	4:6	Storindustrins beräknade oljekonsumtion i mitten av 1970-talet fördelad länsvis och på storleksgrupper	35
12:1	Relativ fördelning av det årliga utsläppet av luftföroreningar i Sverige från olika föroreningskällor .	88	4:7	Storindustrins totala oljeförbrukning åren 1970, 1975 och 1980 samt maximal dygnsförbrukning under år 1970 fördelad på industrigrupper	35

Tabellförteckning

3:1	Sammansättning av Nordsjögas och sovjetisk gas	14	4:8	Procentuell säsongfördelning av storindustrins eldningsolja förbrukning	36
3:2	Världens naturgastillgångar . .	15	4:9	Värmeverkens beräknade oljeförbrukning i mitten av 1970-talet fördelad länsvis och på storleksgrupper	36
3:3	Olje- respektive naturgasreserv jämte konsumtionen år 1970 respektive 2000	15	4:10	Högsta och lägsta dygnsförbrukning i värmeverken i relation till årsförbrukningen i eldningsolja .	37
3:4	Naturgasreserv i Västeuropa vid början av 1971 (enligt uppskattning inom EEC 1971)	15	4:11	Potentiell avsättning av naturgas för produktion av elenergi . . .	38
3:5	Naturgasproduktion i Östeuropa (exkl. Sovjetunionen)	21	4:12	Potentiell avsättning av naturgas för produktion av elenergi fördelat på län	38
3:6	Inhemsk produktion samt import och export av naturgas inom OECD 1969 och 1970	24	5:1	Förbrukning av stadsgas	41
3:7	Beräknad interuropeisk export från Nederländerna 1975	24	5:2	Priset för stadsgas i Sveriges största kommuner	41
3:8	Avtal om naturgasleveranser mellan Sovjetunionen och Västeuropa	25	5:3	Bulkleveranser av gasol under 1970	42
3:9	Långtidskontrakt för import av flytande naturgas (LNG)	25	5:4	Produktion, import och export av gasol i Sverige	42
3:10	Tankfartyg för LNG-transporter vid slutet av 1971	26	6:1	Bedömd totalt möjlig avsättning av naturgas i slutet av 1970-talet	57
3:11	Sammanställning över priser på naturgas och LNG	27	8:1	Tre olika uppskattningar av kostnaderna för rörledning över Bottnen	66
3:12	Detaljtariff för naturgas i Nederländerna (1971)	27	8:2	Samband mellan ledningsinvestering, rördiameter och årlig transporterad gasmängd (1971 års prisnivå)	69
3:13	Industritariff för naturgas i Nederländerna (1971)	28	9:1	Inventering av potentiell naturgasmärknad omkring år 1980 .	72
4:1	Bränsletillförsel till den svenska energimarknaden år 1970	31	11:1	Förteckning över säkerhetsbestämmelser	83
4:2	Elenergitillförsel till den svenska energimarknaden år 1970	31	12:1	Utsläpp vid förbränning av fossila bränslen	89
4:3	Leveranser av eldningsolja år 1970	31			
4:4	Elförsörjningens sannolika utveckling under 1970-talet	32			

Världens naturgasresurser utgör en betydande del av de fossila bränsletillgångarna. De *totala* reserverna av naturgas har uppskattats till 180 000 miljarder m³, varav en tredjedel i Sovjetunionen. År 1971 uppskattades de *kända* naturgasreserverna till 45 000 miljarder m³. Detta är med hänsyn till energiinnehållet ungefär lika mycket som halva den kända råoljereseven. Av de kända naturgasreserverna finns 27 % i Sovjetunionen, 17 % i Förenta staterna, 14 % i Iran, 9 % i Algeriet och 5 % i Nederländerna. I förhållande till det stora energibehovet i Västeuropa är reserverna där små.

Storleken av naturgasfyndigheterna i Nordsjön kan ännu inte bedömas med någon större grad av säkerhet. Inom norskt område uppskattas de till minst 240 miljarder m³. Tills vidare exploateras endast oljefynd inom området. Den gas, som därvid kommer fram, bränns för närvarande. På danskt område har också hittats gas, men hittills i mindre kvantiteter. Det går för närvarande inte att bedöma när den norska och danska nordsjögasen kan komma att exploateras.

I Sverige har olje- och gasprospekteringen nyligen börjat. I slutet av år 1972 beräknas prospekteringen ha kommit så långt, att man närmare kan bedöma möjligheten att finna naturgas på land. Borrningar inom svenskt havsområde planeras komma igång år 1973.

I Europa har produktionen av naturgas stigit mycket kraftigt under 1960-talet. De länder som har egen produktion utnyttjar

denna för egna behov med undantag för Nederländerna och Sovjetunionen. Under år 1970 exporterade Nederländerna 12 miljarder m³ av sin produktion på 33 miljarder m³ till grannländerna, som utgör ett naturligt avsättningsområde. Någon export av nederländsk gas till Skandinavien kan knappast bli aktuell om inte stora nya fyndigheter upptäcks.

Den sovjetiska naturgasproduktionen var år 1970 198 miljarder m³ och skall enligt planerna till år 1975 öka till drygt 300 miljarder m³. Sovjetisk gas levereras till vissa Comeconländer. Sedan år 1968 exporterar Sovjetunionen naturgas även till Österrike. Avtal om leveranser till Italien, Västtyskland, Frankrike och Finland har också träffats. Avtalad export till de västeuropeiska länderna uppgår år 1980 till drygt 15 miljarder m³.

För naturgastransporterna har omfattande rörledningssystem byggts ut över större delen av Västeuropa. För att möjliggöra avtalade köp av sovjetisk gas kopplas de nu samman med de östeuropeiska och sovjetiska gasnäten. Från det sovjetiska nätet skall rörledningar också byggas till Finland.

I Sverige liksom i andra industriländer ökar energiförbrukningen kraftigt. Sverige är för sin energiförsörjning starkt beroende av olja, vilken helt och hållet importeras. År 1975 beräknas energiförbrukningen motsvara totalt 53,4 miljoner ton eldningsolja varav 32,0 miljoner ton i form av oljeprodukter.

Av dessa utgörs 17,7 miljoner ton av tjockeldningsolja, vilket är den oljeprodukt som framför allt kan tänkas ersättas av naturgas.¹ Det finns därmed stora avsättningsmöjligheter för naturgas i Sverige.

Gas har hittills använts i mycket liten utsträckning i Sverige. Främst har det skett som stadsgas. Stadsgasverken kan utnyttja naturgas, men kommer att utgöra små kunder i ett eventuellt svenskt naturgassystem.

Möjligheterna att avsätta naturgas beror på flera faktorer. Genom att naturgasleveranser är bundna till ett kapitalkrävande ledningssystem blir naturgasmarknaden koncentrerad till detta. Om transportkostnaderna skall kunna hållas på rimlig nivå, krävs det stora transportvolymmer, hög utnyttjning av överföringskapaciteten och säker avsättning av gasvolymerna under lång tid. Avgreningar från huvudledningen kan av ekonomiska skäl bara ske till stora belastningskoncentrationer.

Genom att naturgas i första hand ersätter eldningsoljor, måste den kunna erbjudas förbrukarna till motsvarande pris. Även om det är sannolikt att priserna på eldningsolja kommer att stiga till följd av ökade kostnader för oljeföretagen, är det dock inte troligt att det blir några stora förändringar i relationerna mellan olje- och naturgaspriser under de närmaste tio åren.

Den möjliga marknaden för naturgas i Sverige måste främst bedömas med ledning av den förväntade användningen av tjockeldningsoljor hos landets större energikonsumenter. Mer speciella användningsområden för naturgasen, t. ex. som råvara för industrin, kan inte tillmätas avgörande betydelse, åtminstone ej under introduktionsskedet.

Utredningen har funnit att den totalt möjliga avsättningen för naturgas i Sverige vid slutet av 1970-talet uppgår till 12 miljarder m³ per år om gasen kan levereras till ett pris som högst motsvarar eldningsoljans. De största konsumentgrupperna är kraftverk, storindustri och värmeverk. Tekniska omställningsproblem, energibehovens tidsvaria-

¹ Energiinnehållet i 1 miljard m³ naturgas är ungefär detsamma som i 1 miljard ton tjock eldningsolja.

tioner, svårigheter att teckna bindande långtidsavtal och strukturrationaliseringar gör dock att man får räkna med att den i verkligheten möjliga avsättningen är mindre. Utredningen har bedömt att den möjliga avsättningen för naturgas kommer att uppgå till 8 miljarder m³ per år vid slutet av 1970-talet. Detta utgör ungefär en tiondel av den totala svenska energimarknaden och ca en tredjedel av prognoserad tjockoljekonsumtion vid denna tidpunkt.

Ett naturgassystems ekonomi är starkt beroende av att belastningen hålls hög och jämn. De flesta gaskonsumenter har en förbrukning som varierar med tiden. Genom att de är många och av olika slag, varigenom belastningstopparna inte sammanfaller i tiden, får man automatiskt en viss förbrukningsutjämning. Kvarstående variationer blir dock betydande. Genom lämplig utformning av naturgastaxorna kan man i viss mån styra förbrukningen. Därigenom torde det gå att få en godtagbar utnyttjning av ett svenskt naturgassystems viktigare delar. Systemets ekonomi kan dock förbättras om man har möjlighet att lagra gas. Detta kan ske i geologiskt bildade reservoarer, som ligger 400 meter eller mer under markytan. I Sverige är förutsättningarna för sådan "geologisk lagring" störst i Skåne.

Det finns i dag kända naturgasfyndigheter öster, söder och väster om Sverige på sådana avstånd att import via rörledning är tänkbar. Om Sverige skulle köpa gas österifrån, måste den transporteras i ledning under Bottenhavet. En tänkbar sträckning för en sådan ledning kan vara från trakten av Åbo i Finland till svenska Upplandskusten. Förutsättningarna för import av naturgas söder- eller västerifrån uppstår om Nordsjögas förs till Danmark. I sådant fall skulle gasen kunna föras vidare till Sverige genom undervattensledningar antingen från Själland till Skåne eller från Jylland till västkusten. Vid en utbyggnad av det sovjetiska ledningsnätet till Nordtyskland skulle sovjetisk naturgas kunna tillföras även söderifrån.

Ett naturgassystem i Sverige skulle få som huvuduppgift att överföra naturgas från ett

eller flera inmatningsställen till förbrukarna. Systemets storlek blir beroende på inmatningspunkt och leveranskvantiteter. Halva den beräknade naturgasmarknaden finns i östra och mellersta Sverige. Om naturgas för denna marknad matas in i Sverige i trakten av Öregrund behövs ett drygt 1 000 km långt ledningssystem för att täcka marknadsområdet. Investeringsbehovet för ett sådant system har överslagsmässigt uppskattats till omkring 450 miljoner kronor.

Den andra hälften av den bedömda naturgasmarknaden omfattar Sydsverige och västkusten. Under förutsättning att hela denna marknad skulle kunna täckas med en gasimport via Helsingborg, erfordras närmare 700 km rörledning med en uppskattad investeringskostnad på drygt 300 miljoner kronor.

För ett system med en avsättning i hela den beräknade svenska naturgasmarknaden behövs ca 1 900 km rörledning. Investeringskostnaden kan uppskattas till omkring 1 050 miljoner kronor. Merkostnaden för att förbinda de två systemen uppgår således till ca 300 miljoner kronor. För detta system torde årskostnaderna komma att uppgå till minst 125 miljoner kronor, vilket motsvarar ca 1,6 öre per m³ transporterad gas.

Om den beräknade naturgasavsättningen skulle uppnås år 1980, kommer det att medföra en minskning av tjockoljekonsumtionen med ca 5 % per år under femårsperioden 1975–1980. Detta påverkar de svenska raffinaderibolagen. En nedgång i den svenska konsumtionen av tjockolja torde dock inte påverka priset på sådan olja, som bestäms av den internationella marknaden.

Ett naturgasnät i Sverige skulle främst komma att påverka nuvarande transportsystem för tjocka eldningsoljor. Främst torde sjöfarten på Väneren och Mälaren, kusttrafiken jämte järnvägstransporter komma att beröras. De ekonomiska konsekvenserna av minskande tjockoljetransporter blir betydande för vissa hamnar.

Någon etablerad organisation som är lämpad för att bygga och driva ett naturgasystem finns inte i Sverige. För detta

ändamål bör därför bildas ett särskilt aktiebolag, i vilket större gasförbrukare bör kunna ingå som delägare. Finansieringen av ett naturgasnät torde förutsätta statliga kreditgarantier.

Svensk lagstiftning för naturgasledningar saknas. Utredningen har enligt direktiven inte gått in på sådana frågor som t. ex. koncession och markupplåtelse för naturgasledningar. Dessa frågor behandlas av andra utredningar. Under första halvåret 1972 väntas således ett förslag till koncessionslagstiftning komma att läggas fram. Även säkerhetsbestämmelser saknas och måste utarbetas.

Naturgasens miljöegenskaper är goda. Gasen är inte giftig och ger heller inte upphov till vattenföroreningar. Dessutom är den svavelfri.

I beredskapshänseende måste importerad naturgas jämföras med importerad olja. Om en del av oljeimporten ersätts med naturgas, kan detta i vissa avseenden öka försörjningstryggheten genom att beroendet av oljeimport från Mellersta Östern och Nordafrika minskar. Beredskapslagring för naturgas bör baseras på oljeprodukter, vilket innebär att förbrukarna måste kunna ställa om från gas till olja.

Utredningen konstaterar, att det finns tillräckligt stora avsättningsmöjligheter för naturgas i Sverige för att ett naturgassystem skall kunna etableras. En förutsättning är dock att gasen kan levereras till konsumenterna till ett pris, som är konkurrenskraftigt gentemot eldningsolja. Utredningen anser förutsättningarna för att Sverige skall få tillgång till naturgas inom det närmaste decenniet gynnsamma nog för att vissa förberedelser bör vidtagas.

Utredningen lägger fram följande förslag.

- De större stadsgasnäten bör om möjligt bevaras de närmaste åren.
- Genom Sveriges Geologiska Undersökning bör förutsättningarna i Sverige för s. k. geologisk lagring snarast klarläggas.
- Frågan om naturgasens behandling i skattehänseende bör snarast klarläggas.

- Så snart det kan konstateras, att svensk naturgasimport är möjlig, bör beredskapsbestämmelser för naturgas utarbetas.
- Så snart det kan bedömas som sannolikt att naturgas kan inköpas måste kostnaderna för erforderliga rörsystem noggrant beräknas.
- De formella möjligheterna till belåning av naturgasledningar bör ordnas och staten bör genom kreditgaranti underlätta ett eventuellt ledningssystem finansiering.
- Kommerskollegium bör få i uppdrag att utfärda säkerhetsbestämmelser för anläggande och drift av rörtransportssystem för naturgas.

Ett eventuellt införande av naturgas i Sverige kommer att ha betydande inverkan på den svenska energimarknaden. Förändringarna avser dock främst förbrukning och transporter av tjocka eldningsoljor. Den slutsats som utredningen redovisade i sitt tidigare betänkande "Olja i rör" - nämligen att det kan vara ekonomiskt motiverat att under 1970-talet bygga ut ett rörtransportsystem för tunna produkter från västkusten till Mälardalen och dess uppland - rubbas därför inte av utredningens överväganden rörande naturgasfrågan.

Föreliggande betänkande är utredningens slutrapport. Utredningen anser sig härmed ha fullgjort sitt uppdrag.

Naturgasen har under 1960-talet blivit en betydelsefull energikälla i Västeuropa. Bidragande orsaker till detta är naturgasfyndigheterna i Nederländerna och Nordsjön, möjligheterna att transportera flytande naturgas i tankfartyg, främst från Nordafrika, och ett stort intresse hos Sovjetunionen av att exportera naturgas. I och med att strängare miljöskyddsbestämmelser införs i olika länder ökar också naturgasens värde som bränsle på grund av rökgasernas låga föroreningshalt. En fortsatt expansion för naturgasen väntas komma att äga rum under 1970-talet.

Naturgas transporteras företrädesvis i rörledningar. I Västeuropa har ett omfattande ledningsnät byggts ut. Ledningar börjar nu också byggas från Sovjetunionen till de västeuropeiska länder som har träffat avtal om leveranser av sovjetisk naturgas. För Sverige kan import av naturgas via rörledning från Nordsjön, Sovjetunionen eller Västeuropa bli motiverad. Inhemska tillgångar kan även komma att stå till förfogande som en följd av pågående arbeten av Oljeprospekterings AB.

Det ökade svenska intresset för naturgas har bl. a. tagit sig uttryck i olika utredningar. Redan år 1966 tillkallade chefen för kommunikationsdepartementet en sakkunnig – utredningen om oljeledningar – med uppgift att utreda behovet av lagstiftning om anläggande och utnyttjande av rörledningar för transport av olja m. m. I direktiven till utredningen framhölls att en lagstiftning om

rörledningstransporter redan från början borde utformas så att den kunde tillämpas även på transport av såväl naturgas som annan gas. Utredningen väntas lägga fram sitt betänkande under första halvåret 1972.

1968 års utredning om rörtransport av olja och gas fick i uppdrag att företa en allmän teknisk och ekonomisk studie av förutsättningarna för anläggning och drift av rörledningar. Direktiven till utredningen inefattas i yttrande till statsrådsprotokollet den 26 januari 1968 av statsrådet Wickman, som anförde bl. a. följande:

Enligt min mening kan den volymmässiga ökningen av energiförbrukningen gynnsamt påverka de teknisk-ekonomiska förutsättningarna för att anlägga och driva oljepipelines i Sverige. En utbyggnad av centraliserade uppvärmningsanläggningar och kraftvärmeverk, baserade på olja, kan också i den mån de inte förläggs i direkt anslutning till importhamn medföra att underlaget förbättras för anläggande av pipelines. Det är inte heller uteslutet att en del av det svenska energibehovet i framtiden kommer att täckas med naturgas. Export och import av naturgas sker redan i Europa genom sammanbindning av pipelinesystem över gränserna.

Mot denna bakgrund anser jag, att behovet av att anlägga pipelines för olja eller naturgas i Sverige nu bör undersökas närmare. En utredning bör därför komma till stånd med uppgift att studera de allmänna tekniska och ekonomiska förutsättningarna för anläggning och drift av sådana ledningar. Arbetet bör i första hand avse en transportekonomisk undersökning med syfte att skapa underlag för statens och näringslivets långsiktiga planering när det gäller utformningen av transportsystemet för olja och gas. Mera ingående tekniska utredningar bör inte genomföras i detta sammanhang.

Med utgångspunkt från föreliggande prognoser över energiefterfrågans utveckling bör utredningen

bl. a. kartlägga den väntade fördelningen på olika produkter och olika regioner och i anslutning därtill studera vilken transportkapacitet och vilka transportvägar, som med nuvarande och planerade anläggningar kan stå till förfogande. Förutsättningarna för att i systemet kunna infoga pipelines – för transport av råolja, oljeprodukter och naturgas – bör därefter belysas. Bland de faktorer, som därvid har betydelse, och alltså bör närmare undersökas, vill jag särskilt nämna lokaliseringen av raffinaderier och petrokemisk industri.

I anslutning härtil bör utredningen vidare ta hänsyn till den internationella utvecklingen på området. Möjligheterna att samordna en utbyggnad av pipelines med grannländerna bör också undersökas.

Anläggande och drift av ett pipelinesystem kan förändra strukturen inom de branscher som blir berörda. Utredningen bör därför analysera effekterna av olika alternativ för systemets organisation och finansiering.

Utredningen bör vidare uppmärksamma de beredskaps-, försvars- och säkerhetsaspekter, som hänger samman med anläggande av pipelines. Även de krav från miljövårdssynpunkt, som bör ställas på utförandet av sådana anläggningar bör tas med i bedömningen. Slutligen bör beaktas det arbete som pågår inom den tidigare nämnda utredningen rörande lagstiftning på området och inom andra utredningar, vilkas uppdrag kan ha beröring med den nu aktuella frågan.

Till ledamöter av utredningen utsågs driftdirektör Sven Lalander, tillika ordförande, direktör Arne Carlsson, byråchef N-G Danielson, landshövding Lars Eliasson, direktör Walter Seger, direktör Sven Swarting samt riksdagsman Nils Erik Wååg.

Utredningen avgav i november 1970 delbetänkandet "Olja i rör" (SOU 1970:57). I betänkandet redovisas ett rörledningsprojekt för tunna oljeprodukter från västkusten till mälardistriktet och dess uppland. Kompletterande utredningar rörande detta projekt pågår inom Svenska Petroleum Institutet under medverkan av experter från oljebranschen och en statlig representant. Dessa utredningar väntas komma att redovisas under år 1972.

1968 års utredning om rörtransport av olja och gas övergick i början av år 1971 till att behandla den andra delen av sitt uppdrag, dvs. frågan om naturgasledningar. Som experter i denna fas av utredningsarbetet har medverkat direktör Per Elmberger, AB Nynäs-Petroleum, byrådirektör Per Fahlin, statens naturvårdsverk, avdelningsdirektör Olov

von Heidenstam, statens naturvårdsverk, direktör Claes Lindgren, Svenska Gasföreningen, byrådirektör Nils Lundmark, överstyrelsen för ekonomiskt försvar, direktör Lars Pehrzon, Svenska Petroleum Institutet samt departementssekreterare Jan Thyberg, industridepartementet. Som sekreterare har tjänstgjort överingenjör Nils Holmin, statens vattenfallsverk, vilken biträtts av två särskilda konsulter, överingenjör Lars Lingstrand och civilingenjör Ulf Norhammar, Ångpanneföreningen.

Utredningen har för denna del av sitt uppdrag kunnat utnyttja det material, som tagits fram av en särskild kommitté inom Ingenjörsvetenskapsakademien, IVA's naturgaskommitté, i vilken bl. a. utredningens ordförande medverkat. Denna kommitté lämnade i september 1970 en rapport avsedd att belysa de allmänna förutsättningarna för användning av naturgas i Sverige, speciellt inom industrin, "Naturgas – energibärande och råvara" (IVA-meddelande 167).

Naturgaskommitténs rapport innehåller ett omfattande och huvudsakligen alltjämt aktuellt material rörande naturgasens potentiella användning. Utredningen har därför i sitt nu föreliggande andra betänkande kunnat koncentrera framställningen till frågor rörande ett svenskt system för transport och distribution av naturgas.

Om naturgas skall importeras till Sverige kommer det sannolikt att ske i rörledningar på havsbotten. För att kunna bedöma de ekonomiska förutsättningarna för detta har utredningen från det franska konsultföretaget Etudets Pétrolieres Marines (EPM) fått en preliminär uppskattning av kostnaderna för en gasledning under Bottenhavet. I kontakterna med EPM har civilingenjör Wilhelm Carlshem, statens vattenfallsverk, biträtt utredningen.

Preliminära uppskattningar av kostnaderna för ett gasledningssystem i Sverige har utförts av Svenska Gasföreningen och AB Nynäs-Petroleum och delgivits utredningen.

Utredningen har vidare anordnat en informationskonferens om naturgasfrågor i vilken större potentiella gaskunder deltog.

Under år 1971 utvecklades naturgassituationen i norra Europa på sådant sätt att utredningen bedömde det önskvärt med åtgärder från svensk sida redan innan någon slutlig rapport kunde föreligga. I september 1971 föreslog därför utredningen i skrivelse till chefen för industridepartementet att frågan om naturgasimport till Sverige snarast möjligt skulle tas upp med möjliga leverantörer.

3.1 Naturgasens sammansättning

Naturgas har bildats under samma geologiska period och genom samma process som råolja och påträffas oftast tillsammans med olja. Naturgasens huvudbeståndsdel är det lätta kolvätet metan. I regel innehåller den också något etan (0,7–9,0 %) och tyngre kolväten (0,3–3,8 %).

Naturgasen kan vara förorenad av kväve, koloxid och svavelväte. Föroreningarna minskar gasens värde som bränsle. Kvävehalten är i allmänhet så låg som 0,2–1,3 %. I den nederländska gasen finns dock inte mindre än 14 % kväve. Koldioxidhalten varierar mellan 0 och 1 %. Undantag är gasen från Lacq i Frankrike, som innehåller 9,6 % koldioxid och dessutom ca 15 % svavelväte. Bortsett från Lacq-gasen är naturgas praktiskt taget fri från svavel, vilket gör den värdefull från miljösynpunkt. I allmänhet innehåller naturgasen även mindre mängder vattenånga. Denna måste liksom övriga föroreningar avlägsnas innan gasen används som bränsle.

Den naturgas som närmast kan komma ifråga för import till Sverige, nämligen nordsjögas och sovjetisk gas, är enligt uppgift av god kvalitet. Föroreningshalt m. m. framgår av tabell 3:1.

Där olja och gas förekommer samtidigt har man hittills oftast koncentrerat sig på att utvinna oljan. Gasen har bränts genom s. k. fackling. Insatser har dock gjorts under

senare år för att bättre ta till vara denna naturresurs. Tekniken att transportera naturgas genom rörledningar över stora avstånd har utvecklats och man har börjat frakta djupfryst kondenserad naturgas (LNG – Liquefied Natural Gas) i specialfartyg. Trots detta facklades år 1970 i Mellersta Östern inte mindre än 85 % av den naturgas – 67 miljarder m³ – som utvanns i samband med oljeproduktionen inom området.

Tabell 3:1 Sammansättning av Nordsjögas och sovjetisk gas

	Metan vol. %	Etan o. tyngre kolväten vol %	Kväve vol. %	Kol- dioxid vol. %
Nordsjögas 94–95	ca 95	ca 4	ca 1	0,5
Sovjetisk gas 97–98	ca 98	ca 1	ca 1	–

3.2 Naturgastillgångar

Världens naturgasresurser utgör en betydande del av de fossila bränsletillgångarna. De kända reserverna har under senare år vuxit till följd av den på många håll intensifierade prospekteringsverksamheten. I början av år 1971 har världens kända naturgasreserver uppskattats till 45 000 miljarder m³. (1 miljard m³ naturgas motsvarar energimässigt

1,05 miljoner m³ olja), vilket kan jämföras med en motsvarande uppskattning av råoljereserven på 97 500 miljoner m³ olja. Dessa naturgasreserver fördelas på världsdelarna enligt tabell 3:2. Av de kända reserverna ligger 27 % i Sovjetunionen, 17 % i Förenta staterna, 14 % i Iran, 5 % i Nederländerna och 9 % i Algeriet.

De *potentiella* naturgasreserverna är betydligt större än de kända reserverna och uppskattades vid World Petroleum Congress år 1971 till ca 180 000 miljarder m³, varav 60 000 miljarder m³ i Sovjetunionen.

Tabell 3:2 Världens naturgastillgångar

	Miljarder m ³	%
Amerika	11 280	25,1
därav USA	7 500	16,7
Mellersta Östern	10 030	22,3
Asien och Australien	1 590	3,6
Afrika	5 400	12,0
Östeuropa och Kina	12 460	27,7
därav Sovjetunionen	12 060	26,8
Västeuropa	4 180	9,3
därav Nederländerna	2 350	5,2
Storbritannien	1 020	2,3
Norsk del av Nordsjön	170	
Totalt för världen	44 940	100,0

Tabell 3:3 Olje- respektive naturgasreserv jämt konsumtionen år 1970 respektive 2000

	År 1970 I början av år 1970		År 2000	
	Världen	USA	Världen	USA
Råoljereserv, miljoner m ³	71 000	4 900	127 000	10 200
Råoljeförbrukning, miljoner m ³	2 380	800	7 200	2 380
Råoljeproduktion, miljoner m ³	2 450	560	6 400–7 900	1 590
Naturgasreserv, miljarder m ³	35 500	8 500	85 000	21 000
Naturgasförbrukning, miljarder m ³ ca	1 000	700	Ej tillgänglig	1 400
Antal borrhål under året (För såväl olja som gas)	37 124	29 575	34 000	26 000
Totalborrad sträcka under året, miljarder m	57,0	45,8	73,0	55,5
Befolkning, miljarder personer	3,61	0,21	6,5	0,34

Källa: World Oil, Aug. 15. 1970. Världsförbrukningen av naturgas härrör dock från andra källor och avser 1969. Enligt rapport EID Jg XXV/12 till World Petroleum Congress 1971 har råoljereserven i världen ökat till 97 500 miljoner m³ och naturgasreserven till 44 900 miljarder m³ den 1.1. 1971.

I tabell 3:3 återfinnes uppgifter över världens naturgas- respektive oljereserver i början av år 1970 liksom en uppskattning för år 2000. Som jämförelse med totalsiffrorna har uppgifterna för Förenta staterna medtagits. I samma tabell anges också uppgifter om borrhningsaktiviteten. Av samtliga borrhade hål respektive borrhmetrar år 1969 föll inte mindre än 80 % på Förenta staterna, vilket tyder på att de lättåtkomliga tillgångarna där redan är exploaterade.

De kända naturgasreserverna i Västeuropa framgår av tabell 3:4. I förhållande till det

Tabell 3:4 Naturgasreserv i Västeuropa vid början av 1971 (enligt uppskattning inom EEC 1971)

	Miljarder m ³
Nederländerna	2 350
Storbritannien ¹	1 020
Västtyskland	340
Frankrike	200
Övriga ²	270
Totalt i Västeuropa	4 180

¹ inklusive brittiska delen av Nordsjöområdet

² inklusive Nordsjöområdet utom den brittiska delen

stora energibehovet i detta starkt industrialiserade område är dessa reserver små. Lokalt sett är dock reserverna i Nederländerna betydande. De har ett naturligt avsättningsområde inom det egna landet och dess närmaste grannländer.

Inom Östeuropa, exklusivt Sovjetunionen, finns även ej obetydliga naturgasreserver, framför allt i Rumänien men därutöver även i Östtyskland och Polen. Någon export från dessa länder anses dock inte sannolik.

3.2.1 Naturgastillgångar i Norge och Danmark

Naturgasfyndigheterna i Nordsjön är ännu mycket ofullständigt kända. De totala reserverna i de norska fält, där man hittills funnit gas (Ekofisk, West Ekofisk, Tor, Cod och Frigg) uppskattas till minst 240 miljarder m^3 (se figur 3:1). Det är ännu omöjligt att bedöma vilka fyndigheter, som kan finnas längre norrut i Norska havet, där prospekteringar ännu inte påbörjats.

Fyndigheterna innehåller både olja och gas. Naturgasen utgör i allmänhet den mindre delen. Detta gäller exempelvis Phillips-konsortiets Ekofisk och West Ekofisk samt Amocokonsortiets Tor. Naturgasen i dessa fyndigheter är s. k. associated gas, dvs. gasen kommer fram samtidigt som oljan. Viss produktionsflexibilitet kan erhållas genom att pumpa tillbaka gasen i fyndigheten. Phillips-konsortiets Cod är en mera ren naturgasfyndighet, vilken som biprodukt ger mindre kvantiteter lättflyktigt kondensat. Frigg — som ännu är ofullständigt utforskad — synes också vara främst en gasfyndighet.

Flertalet norska fyndigheter ligger nära mittlinjen i Nordsjön, dvs. avståndet till Danmark, Västtyskland, Nederländerna och Storbritannien är obetydligt längre än till Norge. Frigg ligger dock längre norrut.

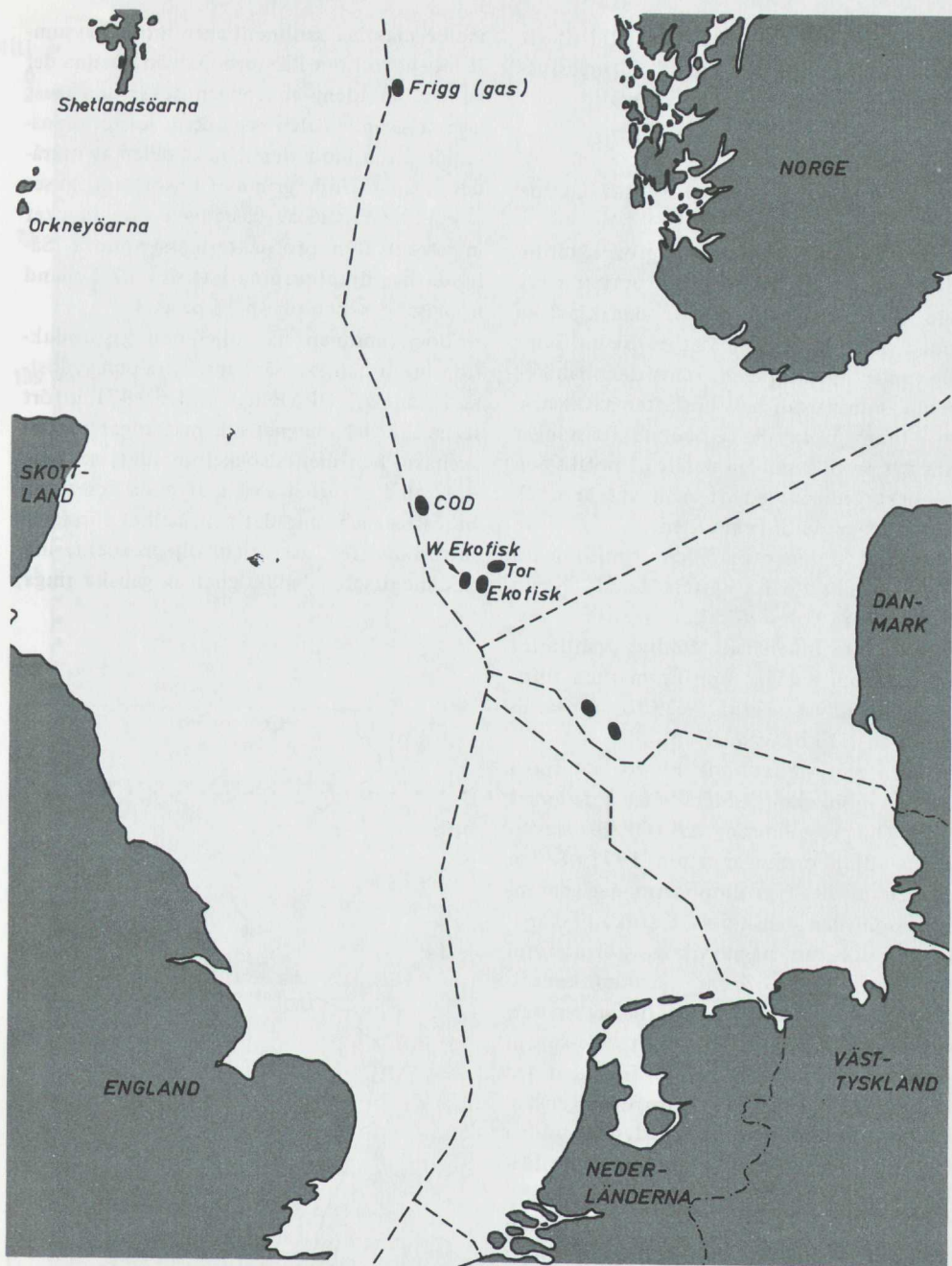
Ekofisk och West Ekofisk samt troligtvis även Tor och Cod kommer att exploateras under de närmaste åren. En begränsad provproduktion av olja har redan kommit igång i Ekofisk. Ilandföringen av olja sker nu med fartyg, som lastas från en stor oljetank, som

sänkts ned på havsbotten. Under den nu pågående provproduktionen facklas naturgasen. Enligt koncessionsvillkoren får detta endast förekomma temporärt. Då oljeproduktion kommit igång på allvar, skall naturgasen pumpas tillbaka i fyndigheten tills en eventuell naturgasledning till land byggts. Enligt uppgift uppgår den möjliga produktionen av naturgas från Ekofisk till minst 10 miljarder m^3 /år med en uthållighet av 20 år.

Ilandföring med ledning av olja och gas till Norge försvåras av den s. k. norska rännen utmed Norges syd- och västkust med djup på 300 à 500 meter. Ännu finns det inga ledningar på detta djup någonstans i världen. Det bedöms dock vara tekniskt möjligt att dra ledningar där, vilket alltså gör leverans till Norge tänkbar, om förutsättningar i övrigt visar sig föreligga. Undersökningar pågår om alternativa landningsplatser för både olja och naturgas. Att dra en olje- eller naturgasledning direkt till svenska västkusten bedöms inte ekonomiskt rimligt. Om landningsplatsen för en naturgasledning skulle bli Danmark, finns det möjligheter för Sverige att ansluta till ett danskt naturgas-system via Öresund och/eller Laesö—Kungsbacka.

På danska fastlandet har man under 1960-talet gjort ett flertal borrhningar efter olja och naturgas. Resultaten är hittills negativa. Dansk Undergrunds Consortium har emellertid hittat olja och gas inom sitt koncessionsområde i Nordsjön söder om Ekofisk-fyndigheterna. Oljeproduktion kommer att startas under år 1972 i begränsad omfattning. Den kvantitet naturgas som kan utvinnas är enligt preliminära uppgifter endast 1,0 à 1,5 miljarder m^3 /år. Denna kvantitet torde vara för liten för att ensam bära kostnaderna för en naturgasledning till danska västkusten. Det är dock inte osannolikt att de preliminära uppgifterna innebär en underskattning av fyndigheternas storlek.

Hur en eventuell naturgasdistribution i Danmark skall byggas upp och vilka källor den skall baseras på utreds för närvarande av en ämbetsmannadelegation, som danska regeringen tillsatt. Enligt vad som hittills fram-



Figur 3:1 Naturfyndigheter inom norska och danska Nordsjöområdet.

kommit är man i första hand inställd på att förbinda ett eventuellt danskt naturgassystem med det västeuropeiska nätet.

3.2.2 Kolvätepotential inom svenskt område

I Sverige har olje- och naturgasprospektering nyligen börjat. Svenskt område omfattar två stora sedimentområden, den dansk-polska sänkan, som upptar en del av Skåne samt omgivande havsområden, samt den baltiska sänkan, som nästan helt omfattar havsområden. Inom båda dessa sedimentbassänger finns det producerande oljefält på polskt och sovjetiskt område. Såvitt man vet är dock produktionen där mycket liten.

Grunda sedimentområden finns också bl. a. i Öster- och Västergötland. Några exploaterbara kolväteförekomster torde dessa dock inte innehålla. Mindre kvantiteter naturgas som tränger upp ur marken finns dock. Den tillvaratas i viss mån för uppvärmning av enstaka byggnader.

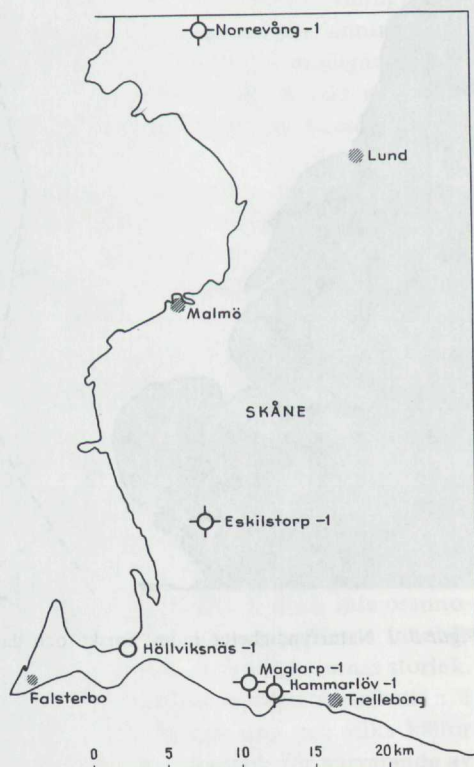
Några mer omfattande försök att finna kolväten inom svenskt område har inte gjorts förrän Oljeprospektering AB (OPAB) startade sina djupborrningar våren 1971. Sedan dess har hittills fyra djupborrningar genomförts inom den dansk-polska sänkan (skåne-sänkan) utan att några viktiga kolvätefynd observerats, figur 3.2. Det har dock konstaterats, att bergarter med ypperliga reservoaregenskaper uppträder regionalt. Dessutom uppvisar den mäktiga silurlagerföljden (se den geologiska tidskalan, figur 3.3) egenskaper hos en ursprungsbergart, dvs. en sådan bergart i vilken kolväte ursprungligen bildades.

Den baltiska sänkan har endast undersökts på Gotland. Där har två djupborrningar genomförts av Sveriges Geologiska Undersökning (SGU). Båda uppvisade gas- och oljespår.

I den nuvarande fasen av prospekteringen kan inga slutsatser, vare sig negativa eller positiva, dras beträffande möjligheterna att finna kolväten i större mängder inom svenskt område. Skånska sänkan uppvisar ca 3 500

meter mäktiga sedimentlager inom havsområdet sydväst om Falsterbohalvön. Denna del av havsområdena är troligen också den mest hoppingsgivande delen av sänkan. Koncessionsinnehavaren inom den danska delen av området, Dansk Undergrunds Consortium, anser också denna del av bassängen vara mycket intressant från prospekteringsynpunkt. Sålunda har djupborrning i Ørslev på Lolland uppvisat gas- och oljespår i perm.

Sovjetunionen har olje- och gasproduktion inom baltiska sänkans östra och sydöstra landdelar. OPAB har under 1971 utfört seismiska och magnetiska mätningar på det svenska kontinentalsockelområdet, se figur 3.4. Med säkerhet existerar goda reservoarbergarter och området som helhet förefaller intressant för gas- och oljeprospektering. Sedimentlagrens mäktighet är ganska ringa,



Figur 3:2 Oljeprospekteringsbolagets oljeborrningar 1971.

Milj år

0
2
70
135
180
225
270
350
400
440
500
600

Kvartär
Tertiär

Krita

Jura

Trias

Perm

Karbon

Devon

Silur

Ordovicium

Kambrium

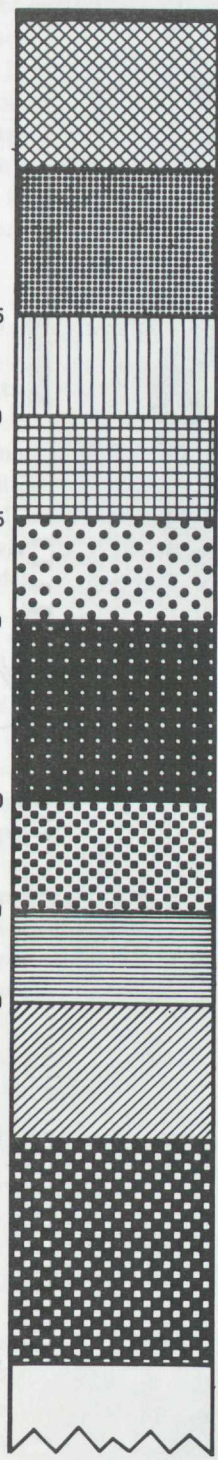
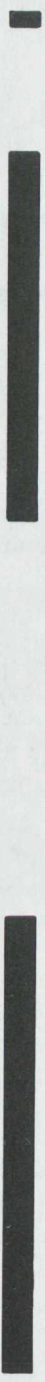
Prekambrium

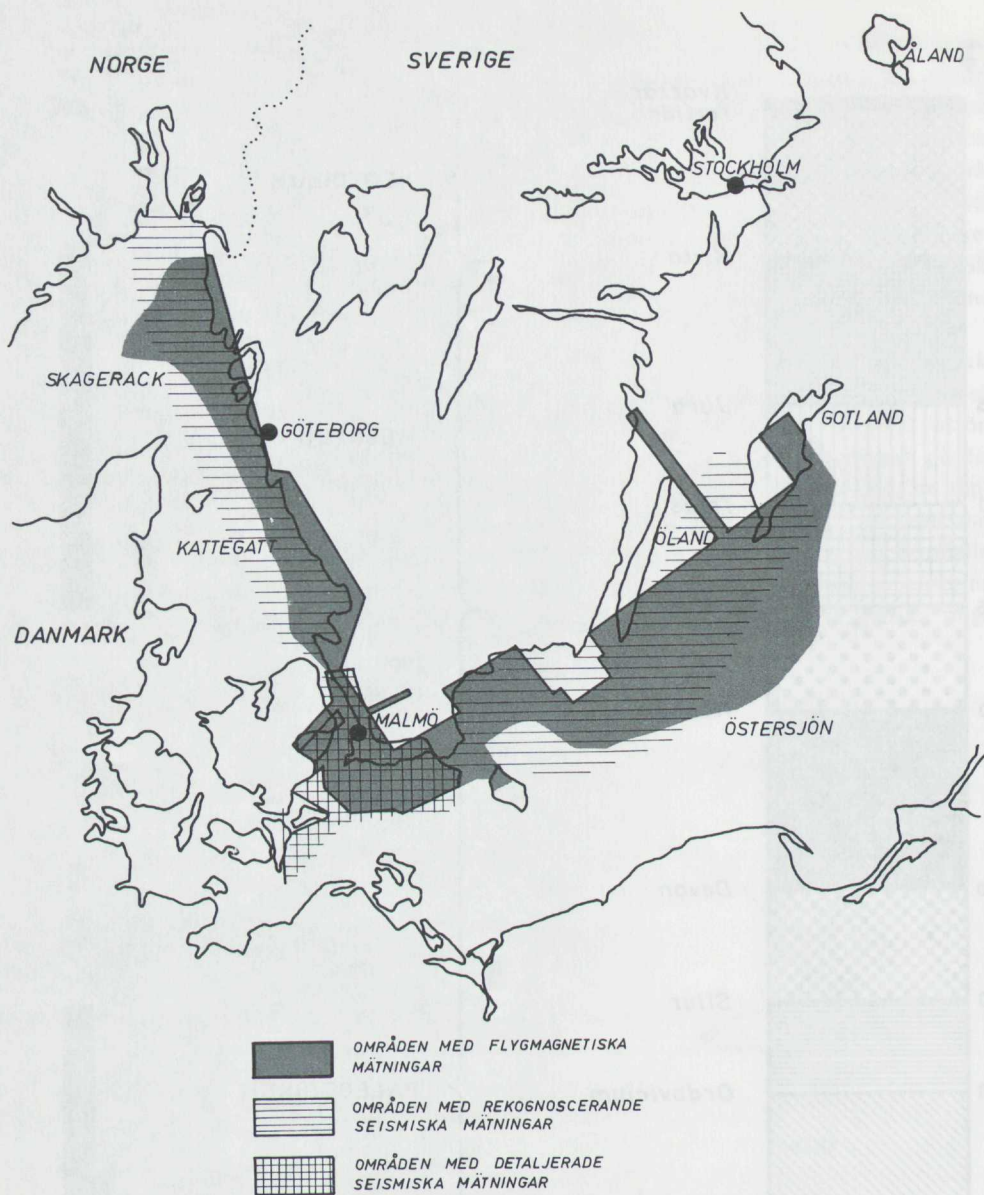
NEOZOIKUM

MESOZOIKUM

PALEOZOIKUM

Perioder
representerade
i Sverige





Figur 3: 4 Flygmagnetiska och seismiska arbeten i södra Sverige och på den svenska kontinentalsockeln.

men å andra sidan finns möjligheten till stor utbredning av eventuella förekomster. OPAB påbörjade djupborrningar på Gotland under januari 1972.

Först i slutet av år 1972 beräknas OPAB:s prospektering ha kommit så långt, att möjligheten att finna naturgas på land kan bedömas.

Enligt planerna skall borrning inom havsområdena påbörjas under år 1973.

3.3 Produktionen av naturgas

Naturgasproduktionen i världen motsvarade år 1969 drygt 40 % av råoljeproduktionen samma år räknat efter energiinnehållet (tabell 3:3).

I Förenta staterna, som först började använda naturgas i stor skala, var naturgasens andel av den totala energiproduktionen 17 % år 1950. År 1969 hade andelen ökat till 36 %.

I Förenta staterna är naturgasproduktionen i förhållande till den kända reserven hög. År 1970 producerades där 701 miljarder m³ naturgas, varav 80 miljarder m³ eller 58 miljoner ton i form av LNG. Reserven uppgick till 8 500 miljarder m³ och motsvarar alltså tolv års produktion. Konsumtionen uppgick samtidigt till ca 725 miljarder m³, vilket innebär att Förenta staterna var nettoimportör av naturgas. Importen kom främst från Canada med ca 22 miljarder m³.

Försörjningssituationen för naturgas i Förenta staterna är prekär. Nytilskottet i gasreserv har sedan år 1967 varit lägre än förbrukningsökningen. De förhoppningar man haft på en stor tillförsel från fälten i Prudhoe Bay i norra Alaska har hittills inte infriats. År 1970 uppgav The American Gas Association att gasreserven inom området uppgick till 740 miljarder m³, dvs. ungefär ett års behov i Förenta staterna. Canada, som för närvarande täcker ca 4 % av Förenta staternas naturgasbehov, kan inte nämnvärt öka sin export då det årliga tillskottet i dess gasreserv uppgår till endast 40 miljarder m³. En ökad import av LNG blir dyr, varför

framställning av syntetisk gas ur kol eller olja förefaller vara den väg Förenta staterna måste slå in på för att tillgodose sitt framtida gasbehov. Amerikanska staten och The American Gas Association har också beslutat satsa 296 miljoner dollar på forskning om tillverkning av lågsvavlig gas ur kol.

I Sovjetunionen var naturgasens andel av energiproduktionen år 1950 endast 2 % och år 1969 19 %. År 1970 producerades i Sovjetunionen 198 miljarder m³ naturgas, medan reserven samtidigt uppskattades till 12 060 miljarder m³, motsvarande 60 års uthållighet vid oförändrad årsproduktion.

Medan Förenta staterna således har problem med den framtida naturgasförsörjningen, har man i Sovjetunionen under senare år börjat exportera naturgas.

I Västeuropa vaknade intresset för naturgas på allvar i och med upptäckten av fyndigheterna i Nederländerna. Under 1960-talet har naturgas hittats och börjat användas i ett flertal västeuropeiska länder. De länder som har egna fyndigheter utnyttjar dessa för egna behov med undantag för Nederländerna, vars produktion även medger export till grannländerna. Denna uppgick till 12 miljarder m³ år 1970. Nederländernas totala produktion var då 33 miljarder m³.

Naturgasproduktion förekommer även i flera östeuropeiska länder. År 1970 uppgick den totala produktionen i Comeconländerna, exklusive Sovjetunionen till ca 30 miljarder m³. Den väntas överstiga 50 miljarder m³ år 1980. (Se tabell 3:5.)

Tabell 3:5 Naturgasproduktion i Östeuropa (exkl. Sovjetunionen)

	Reserv 1/1 1971 Miljarder m ³	Produktion 1970 Miljarder m ³	Beräknad produk- tion 1975 Miljarder m ³
Rumänien	200?	20	26
Polen	120-140	5	12
Ungern	110	3,5	5,3
Östtyskland	?	0,1	11-14
Tjeckoslovakien	?	0,8	1,2

För Sveriges del är det förutom eventuell inhemsk produktion främst produktionsområdena i Sovjetunionen, Nordsjön och Nederländerna som kan bli av intresse.

De rika fyndigheter som under senare år upptäckts i västra Sibirien kommer att få stor betydelse för energiförsörjningen inom såväl Öst- som Västeuropa under de närmaste årtiondena. Enligt den senaste sovjetiska femårsplanen skall naturgasproduktionen höjas från 198 miljarder m³ år 1970 till 300–320 miljarder m³ år 1975.

Gas från de nu kända fyndigheterna i Nordsjöområdet torde kunna bli aktuell för Sverige endast i den mån gasen förs i land i Danmark.

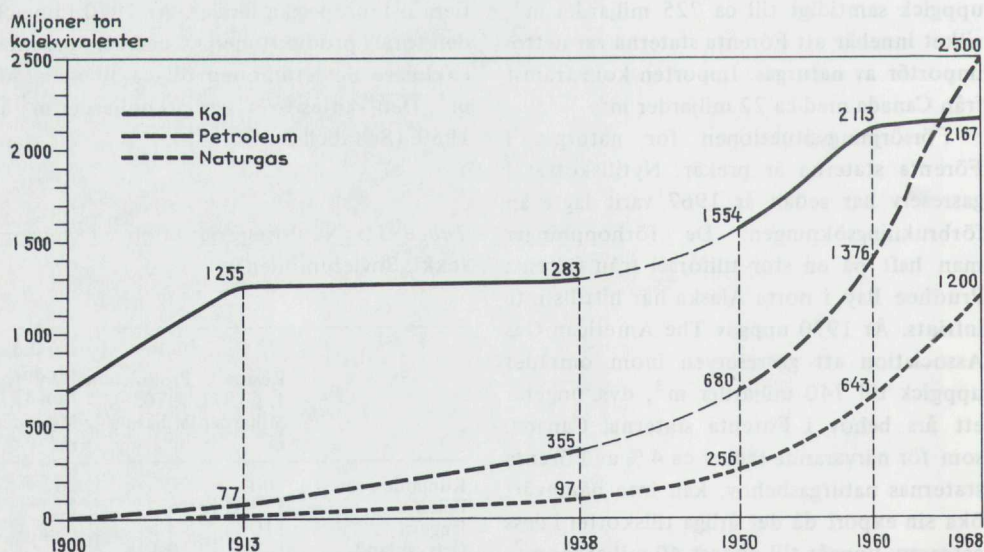
Den nederländska gasen har ett naturligt avsättningsområde inom de tätbebyggda och starkt industrialiserade områdena i Nederländerna och i de närmaste grannländerna. Om det emellertid visar sig att fyndigheterna är så stora, att man med tillräcklig uthållighet kan öka produktionen utöver nuvarande planer, kan export till Danmark och Sverige möjligen bli tänkbar.

3.4 Konsumtionen av naturgas

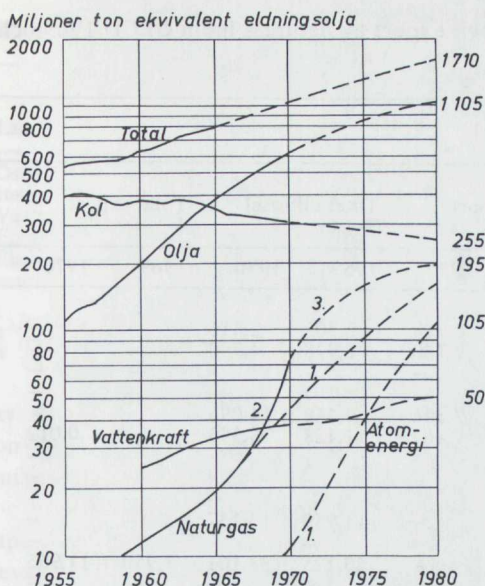
Figur 3:5 visar att naturgasen under 1960-talet börjat lämna ett starkt växande bidrag till världens energiförsörjning.

I tabell 3:6 har konsumtionen av naturgas inom OECD-länderna åren 1969 och 1970 sammanställts. I Förenta staterna har förbrukningen ökat med ca 6 % mellan dessa år. I de europeiska OECD-länderna har ökningen varit mer än 40 %.

Figur 3:6 visar utvecklingen av Västeuropas konsumtion av olika energislag sedan år 1955 och den enligt OECD sannolika utvecklingen fram till år 1980. Naturgasens snabba uppgång som energikälla från 1960-talets början är påtaglig, liksom atomenergins från början av 1970-talet. Trots dessa nya energikällor förutsattes dock en fortsatt kraftig ökning av oljekonsumtionen. År 1980 väntas oljekonsumtionen i Västeuropa ha stigit från nuvarande 675 miljoner m³ till 1 190 miljoner m³ (1 105 miljoner ton) och naturgaskonsumtionen från 84,3 miljarder m³ till ca 220 miljarder m³ (motsvarande 195 miljoner ton olja).



Figur 3:5 Världskonsumtion av kol, olja och naturgas.



1. År 1967-68 beräknad utveckling av konsumtionen av naturgas och atomenergi (SRJ)
2. Verklig naturgaskonsumtion
3. Preliminär prognos för 1980 (OECD:s sekretariat)

Källa: Stanford Research Institute och OECD Statistics of energy

Figur 3:6 Total energiförbrukning i Västeuropa fördelad på olika energislag.

Tidigare uppskattades Västeuropas förbrukning av naturgas komma att bli 50 miljarder m^3 år 1970. Utvecklingen har, som framgår av diagrammet, gått väsentligt snabbare och den verkliga konsumtionen år 1970 blev 70 % högre. Detta behöver dock inte betyda att den konsumtion, som uppskattats för år 1980, avsevärt kommer att överskridas. Utvecklingen under 1960-talet får i första hand tolkas så att man snabbare än väntat börjat utnyttja fyndigheterna i Västeuropa.

Det finns dock tecken som tyder på en fortsatt expansiv utveckling. För endast tre år sedan (1968) räknade man i Västtyskland

med att uppnå en konsumtion av 28 miljarder m^3 år 1980. De senaste uppgifterna (1971) anger emellertid att konsumtionen år 1980 kommer att ha stigit till 45-50 miljarder m^3 per år, dvs. nära 100 % mer. Även en snabb utvinning av naturgas från de norska och danska Nordsjöområdena skulle sannolikt höja nu aktuella prognoser. Utvecklingen kan således bli väsentligt mera dynamisk än man endast för några år sedan vågade förutspå.

3.5 Internationell handel med naturgas

3.5.1 Handel med rörtransporterad naturgas

Man räknar med att nära 60 % av det totala energibehovet i Västeuropa år 1980 måste täckas genom import. Av naturgasbehovet väntas samtidigt 10 à 15 % behöva importeras. År 1970 uppgick Västeuropas naturgasimport till 7 % av förbrukningen. Av tabell 3:6 framgår omfattningen av import och export av gas mellan OECD-länderna liksom importen utifrån. I tabell 3:7 visas en uppskattning av Nederländernas naturgasexport år 1975. Den beräknas uppgå till totalt 40 miljarder m^3 , allt inom ramen för redan existerande långtidskontrakt.

Sedan år 1968 exporterar Sovjetunionen naturgas till Österrike. Avtal om leveranser till Italien, Västtyskland, Frankrike och Finland har också träffats. En sammanställning

Tabell 3:7 Beräknad intereuropeisk export från Nederländerna 1975

Export till:	Miljarder m^3
Västtyskland	14
Belgien	10,5
Frankrike	9
Italien	6
Schweiz	0,5
Totalt	40

Källa: Petroleum Press Service - September 1971

Tabell 3:6 Inhemsk produktion samt import och export av naturgas inom OECD 1969 och 1970

Land	Naturgas Miljarder m ³							
	Inhemsk produktion 1		Total import 2		Total tillförsel 3=1+2		Total export 4	
	1969	1970	1969	1970	1969	1970	1969	1970
<i>Europa</i>								
Österrike	1,483	1,898	0,822	0,918	2,305	2,816	—	—
Belgien	—	—	2,928	4,740	2,928	4,740	—	—
Danmark	—	—	—	—	—	—	—	—
Finland	—	—	—	—	—	—	—	—
Frankrike	6,506	10,250	2,762	3,846	9,268	14,096	—	—
Tyskland	6,712	8,890	4,716	7,463	11,428	16,353	—	0,012
Grekland	—	—	—	—	—	—	—	—
Island	—	—	—	—	—	—	—	—
Irland	—	—	—	—	—	—	—	—
Italien	11,959	13,137	—	—	11,959	13,137	—	—
Luxemburg	—	—	—	—	—	—	—	—
Nederländerna	23,125	33,101	—	—	23,125	33,101	7,950	11,955
Norge	—	—	—	—	—	—	—	—
Portugal	—	—	—	—	—	—	—	—
Spanien	—	—	0,030	—	0,030	—	—	—
Storbritannien	5,060	11,100	1,082	0,910	6,142	12,010	—	—
Sverige	—	—	—	—	—	—	—	—
Schweiz	—	—	—	0,011	—	0,011	—	—
Turkiet	—	—	—	—	—	—	—	—
Totalt	54,845	78,376	12,340	17,888	67,185	96,264	7,950	11,967
<i>Västra hemisfären</i>								
Kanada	45,452	52,415	0,989	0,308	46,441	52,723	19,259	22,092
U.S.A.	586,112	620,727	20,585	28,458	606,697	649,185	1,453	1,875
Totalt	631,564	673,142	21,574	28,766	653,138	701,908	20,712	23,967
Japan	0,002	2,000	—	—	0,002	2,000	—	—
OECD Totalt	686,411	753,518	33,914	46,654	720,326	800,172	28,662	35,934
	Flytande naturgas (LNG) Miljoner ton							
<i>Europa</i>								
Österrike	—	—	—	—	—	—	—	—
Belgien	—	—	—	—	—	—	—	—
Danmark	—	—	—	—	—	—	—	—
Finland	—	—	—	—	—	—	—	—
Frankrike	0,56	0,60	—	—	0,56	0,60	—	—
Tyskland	0,01	—	—	—	0,01	—	—	—
Grekland	—	—	—	—	—	—	—	—
Island	—	—	—	—	—	—	—	—
Irland	—	—	—	—	—	—	—	—
Italien	0,11	0,10	—	—	0,11	0,10	—	—
Luxemburg	—	—	—	—	—	—	—	—
Nederländerna	—	—	—	—	—	—	—	—
Norge	—	—	—	—	—	—	—	—
Portugal	—	—	—	—	—	—	—	—
Spanien	—	—	—	—	—	—	—	—
Storbritannien	0,03	0,07	—	—	0,03	0,07	—	—
Sverige	—	—	—	—	—	—	—	—
Schweiz	—	—	—	—	—	—	—	—
Turkiet	—	—	—	—	—	—	—	—
Totalt	0,71	0,77			0,71	0,77		

OECD OIL STATISTICS 1969 respektive 1970

Tabell 3:8 Avtal om naturgasleveranser mellan Sovjetunionen och Västeuropa

Land	Total kvantitet Miljarder m ³	Avtals- tid år	Leveransplan 1970/74/80, Miljarder m ³ /år	Pris vid gränsövergång öre/m ³
Österrike	30	23	0,8 1,3 2,5	6,7
Italien	110	20	– 1,2 6,0	5,3 ¹
Västtyskland	52	20	– 0,5 3,0	6,3 ²
Frankrike		20	– – 2,5	6,9
Finland		20	– 0,5 1,5	

- ¹ Räknat vid polsk-tjeckiska gränsen
² Räknat vid tjeckisk-västtyska gränsen
³ Växelkurs 4,81 kr/US dollar

av dessa avtal finns i tabell 3:8. Avtalen omfattar för år 1980 en export av 15,5 miljarder m³.

Nya förhandlingar har dock redan tagits upp med Italien och Västtyskland om ökade leveranser. Preliminära underhandlingar om leveranser till Schweiz och Belgien har också förekommit. Vidare har frågan om eventuell naturgasexport från Sovjetunionen till Sverige tagits upp till förberedande diskussion i samband med överläggningar om ekonomiskt och tekniskt-vetenskapligt utbyte.

I augusti 1971 föreslog den algeriska regeringen att det skulle byggas en grov ledning via Marocko till Europa med en årlig kapacitet av 10–15 miljarder m³. Möjligheterna att bygga en undervattensledning för transport av algerisk gas till Sicilien och Italien har också diskuterats.

3.5.2 Handel med flytande naturgas, LNG

I oktober 1964 skedde den första kommersiella fartygstransporten av LNG i världen. Den gick från Algeriet till Storbritannien och utgjorde den första leveransen inom en 15-årig kontraktperiod. I mars 1965 började likaledes för en 15-årig kontraktperiod, LNG-leveranser från Algeriet till Frankrike. I dag importerar Västeuropa 8,5 miljarder m³ naturgas per år i form av LNG från Algeriet och Libyen. En sammanställning av de långtidskontrakt, som reglerar denna handel, finns i tabell 3:9.

Även om handeln med LNG hittills varit mycket begränsad finns det nu tecken på en

Tabell 3:9 Långtidskontrakt för import av flytande naturgas (LNG)

	Leverans- början	Årlig leverans Miljarder m ³
<i>Algerisk gas till Storbritannien</i>	oktober 1964	1,0
<i>till Frankrike (Arzew–LeHavre)</i>	mars 1965	0,5
<i>till Frankrike (Skikda–Fos)</i>	1971/72	3,5
<i>Libysk gas till Spanien</i>	mars 1971	1,1
<i>till Italien</i>	juli 1971	2,4
Totalt		8,5

Källa: Petroleum Press Service – September 1971

stark utveckling. Sannolikt kommer nya och mer ekonomiska lösningar att utvecklas inom tekniken att kondensera naturgas, att transportera kondenserad naturgas samt att lagra och återförgasa den kondenserade gasen. Från teknisk synpunkt innebär detta många kvalificerade problem. Man måste arbeta med temperaturer omkring -160°C för att gasen skall kondensera vid normalt lufttryck. Temperaturen måste bibehållas under transport och lagring för att förhindra förgasning. Pådrivande för utvecklingen av LNG-tekniken är framförallt det faktum, att det finns en växande efterfrågan i Förenta staterna, Japan och Europa, samtidigt som stora mängder gas måste facklas i de oljeproducerande länder, som själva saknar användning för gasen. Av särskilt intresse är planerna på att transportera stora mängder LNG från Algeriet till Förenta staterna och från Mellersta Östern och Brunei till Japan.

Av intresse är också de samarbetsplaner, som nyligen diskuterats mellan Sovjetunionen och Förenta staterna. Enligt dessa planer skall Förenta staterna satsa 3–4 miljarder dollar i ett amerikansk-sovjetiskt projekt för utvinning av naturgas i Sovjetunionen. Av den ökade gasproduktion, som då blir möjlig, skulle hälften användas för sovjetiskt behov och hälften transporteras som LNG till Förenta staterna.

Rederierna satsar synbarligen på en stor ökning av LNG-transporterna i framtiden. Sammanställningen i tabell 3:10 ger en uppfattning om läget i slutet av år 1971 då 14 LNG-fartyg med en kapacitet av 480 000 m³ LNG levererats. Vid samma tidpunkt var 25 fartyg med en sammanlagd kapacitet av drygt 1,7 miljoner m³ beställda. Bland de beställda är 5 fartyg för en lastkapacitet av 120 000–125 000 m³. Varje sådan tanker kan per resa transportera gas motsvarande 70 000 m³ eldningsolja.

Hela LNG-flottan, inklusive fartyg i beställning i slutet av år 1971, har – om man antar att de genomför 12 resor per år – en transportkapacitet av 25 miljoner m³ LNG vilket motsvarar 15 miljarder m³ naturgas per år. Detta är dock mindre än 1 % av den energitransportkapacitet som den 1 januari 1972 fanns i oceangående oljetankers. Dessas lastförmåga var då ca 200 miljoner m³ vilket med 12 resor per år ger transportkapaciteten 2 400 miljoner m³ olja per år. Oljetransport-

Tabell 3:10 Tankfartyg för LNG-transporter vid slutet av 1971

		Total last- Antal förmåga, m ³
1. Levererade LNG-tankers	14	479 860
2. LNG-tankers i beställning		
för leverans		
under 1972	4	82 360
under 1973	6	309 000
under 1974	8	581 600
under 1975	5	520 000
under 1976	1	125 000
vid okänd tidpunkt	1	90 000
Beställda LNG-tankers	25	1 707 960
3. Optioner på LNG-tankers	7	637 600

kapaciteten beräknas till år 1975 stiga med närmare 50 %.

Även om LNG hittills ställt sig för dyr med hänsyn till kostnaderna för kondensering och transport och transportkapaciteten ännu är obetydlig jämfört med olja, kan situationen bli en annan i framtiden. LNG-import skulle då kunna bli intressant för Sverige, inte minst genom att den ökar antalet potentiella leverantörer. Det är därför viktigt att följa utvecklingen även på LNG-området.

3.6 Naturgaspriser i olika led

Det är svårt att få del av exakta exportpriser på gas från olika leverantörer. I september 1971 publicerades ett antal uppgifter i Petroleum Press Service, som återges i tabell 3:11. Såvitt avser de sovjetiska gaspriserna stämmer uppgifterna i stort med uppgifter från andra källor (se tabell 3:8) om hänsyn tas till kostnader för transport från avräkningsplatser till köparens gräns.

Vid bedömning av prisuppgifterna måste man ta hänsyn till att de avtal, Sovjetunionen träffat med västeuropeiska länder, är komplicerade. I samtliga fall ingår i avtalen att det gasköpande landet skall leverera stålrör och maskinutrustningar till Sovjetunionen i början av kontraktperioden. Dessa varor amorteras sedan genom gasleveranser.

Som underlag för bedömningar om naturgasens marknadsmässiga förutsättningar i Sverige, vilka återfinns i kapitel 6, har utredningen också hämtat in uppgifter om aktuella gastariffer i några västeuropeiska länder. I tabell 3:12 redovisas de detaljtarriffer, som under år 1971 tillämpades i hela Nederländerna med mycket små variationer. I tabell 3:13 redovisas de nederländska industritarrifferna. Dessa gäller även vid nederländska gränsen som exporttarriffer för leveranserna till Belgien, Frankrike och Västtyskland. De nederländska detaljdistributionsföretagen har vid sina engrosinköp av naturgas betalat 8,60 öre per m³ (växelkurs: 148,33 kr per 100 floriner).

Tabell 3:11 Sammanställning över priser på naturgas och LNG

Producentpriser enl. *Europ-Oil Prices (London) Sept. 1971*

	US cents per 10 ⁶ BTU	Öre per m ³ kurs 4,81
<i>Storbritannien:</i>		
Nordsjön, Leman Bank, vid kusten	28,7	5,1
Nordsjön, Viking-fältet, vid kusten	36,0	6,3
Algerisk gas cif Convey Island, LNG	76,1	13,4
<i>Belgien:</i>		
Holländsk gas vid gränsen	33,2	5,8
<i>Västtyskland:</i>		
Holländsk gas vid gränsen	33,2	5,8
Rysk gas vid tyska gränsen	38,0	6,7
<i>Frankrike:</i>		
Holländsk gas vid franska gränsen	36,7	6,4
Algerisk gas (Arzew) cif LeHavre	62,0	10,9
Algerisk gas (Skikda) cif Fos, LNG	39,0	6,9
<i>Italien:</i>		
Holländsk gas vid italienska gränsen	39,5	7,0
Rysk gas vid italienska gränsen	38,0	6,7
Libysk gas vid La Spezia, LNG	39,0	6,9
<i>Österrike:</i>		
Rysk gas vid österrikiska gränsen	42,0	7,4
<i>Spanien:</i>		
Libysk gas levererad Barcelona, LNG	43,6	7,6

(10⁶ BTU = 28 m³ naturgas)

Källa: Petroleum Press Service – September 1971

Det bör anmärkas att LNG, Liquefied Natural Gas, även medför kostnader för återförgasning.

Tabell 3:12 Detaljariff för naturgas i Nederländerna (1971)

Årlig konsumtion m ³ /år	Fast avgift kr/år	Rörlig avgift öre/m ³	Totalpris vid övre gränsen öre/m ³	Jämförbart pris på tunna eld- ningsolja kr/m ³
0– 300	17:80	37,08	43,01	425:–
300– 600	40:05	29,67	36,35	360:–
600– 2 100	129:05	24,83	20,98	280:–
2 100– 20 000	222:50	10,38	11,50	114:–
20 000–170 000	–	11,50	11,50	114:–

– Distributionsföretagen har vid sina engrosköp fått erlagga 8,60 öre/m³.

– Växelkurs vid omräkningen från nederländsk valuta 1,4833 kr/florin

– Omräkningen till jämförbart oljepris förutsätter energiinnehållet 8 400 kcal/m³ gas och 8,5 miljoner kcal/m³ olja.

Tabell 3:13 Industritariff för naturgas i Nederländerna (1971)

Årlig konsumtion milj m ³ /år	Fast avgift kr/år	Rörlig avgift öre/m ³	Totalpris vid övre gränsen öre/m ³	Jämförbart pris på tjock eldningsolja kr/m ³
0,17–1,00	6 586	7,42	8,08	73:–
1,00–8,80	10 591	7,02	7,14	65:–
> 8,80	44 499	6,63	6,63	60:–

– Priserna enligt industritariffen gäller även vid nederländska gränsen för exporterad naturgas till Belgien, Frankrike och Västtyskland.

– Växelkurs 1,4833 kr/florin.

– Omräkningen till jämförbart oljepris förutsätter energiinnehållet 8 400 kcal/m³ gas och 9,3 miljoner kcal/m³ olja.

– Korrigeringsterm för rörliga avgifter: $7,02 \left(\frac{P}{58} - 1\right)$ öre/m³ där P är priset på tjock eldningsolja levererad till större förbrukare enligt officiell statistik i Nederländerna.

– Tariff för avkopplingsbara leveranser till kraftstationer och större industrier: 89 000 kr/år + $6,08 \frac{P_C}{58}$ öre/m³, där P_C representerar oljepriset för kraftproducenten.

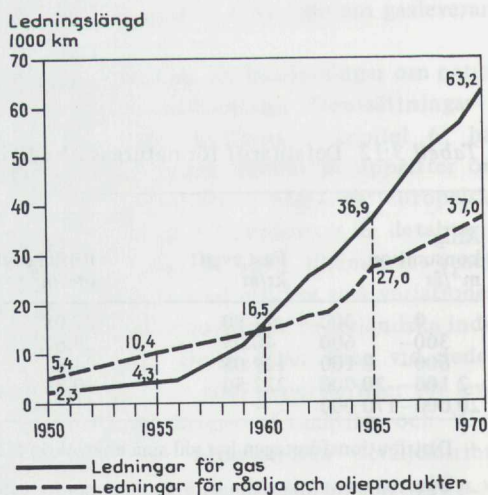
I tabellerna 3:12 och 3:13 redovisas också det med naturgaspriset ekvivalenta priset för eldningsolja. Detaljarifferna jämförs med tunn eldningsolja och industritarifferna med tjock eldningsolja, som ju är de närmast substituerbara energiråvarorna i respektive fall.

Den rörliga avgiften i industritariffen har en korrigeringsterm som innebär att avgiften varierar med priset på tjock eldningsolja levererad till större förbrukare enligt officiell statistik i Nederländerna. Avkopplingsbara leveranser till kraftstationer och större industrier debiteras efter en speciell tariff.

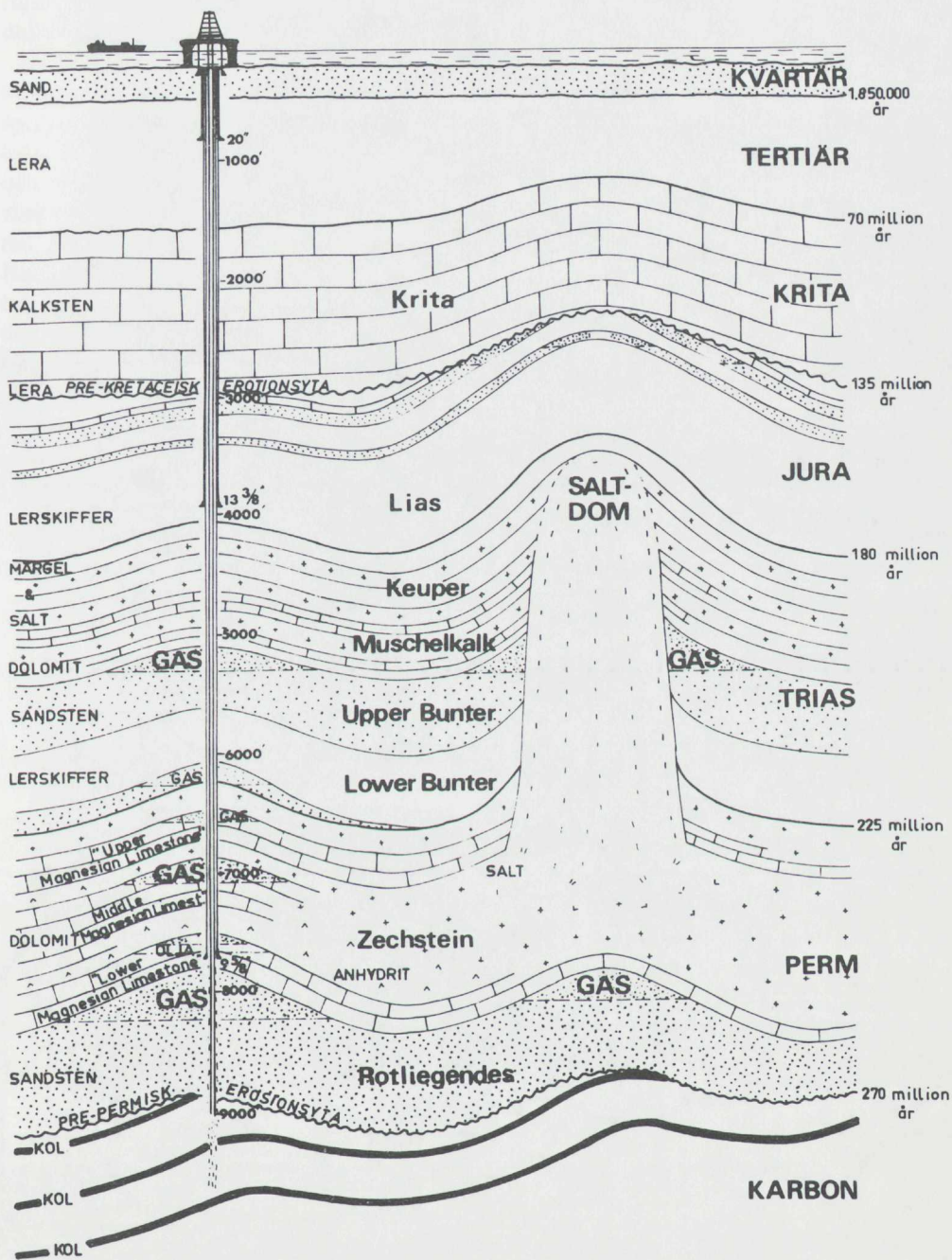
Tarifferna i andra västeuropeiska länder är i allmänhet uppbyggda efter likartade system och resulterar i ungefär samma prisnivåer. För stora leveranser tillämpas i Storbritannien en mer individuell prissättning med större marknadsanpassning. Det pris, som offereras, tar bl. a. hänsyn till abonnentens omställningskostnader och hans bedömda värdesättning av naturgasen vid aktuell användning. Vid avkopplingsbara leveranser tas hänsyn till kontrakterad förvaringstid (normalt 1 till 8 timmar) och totalt tillåten avkopplingstid under året (normalt 21 till 63 dagar). Prisnivån för avkopplingsbara leveranser ligger 20 à 25 % lägre än prisnivån för normala leveranser.

3.7 Ledningsnät för naturgas

På kartan i bilaga 1 redovisas de större befintliga och planerade naturgasledningarna i Europa. Av de naturgasproducenter, som ligger geografiskt fördelaktigast till för Sveriges vidkommande, är Sovjetunionen i dag i besittning av de ojämförligt största gasreserverna. Den totala längden av huvudledningar för naturgas i Sovjetunionen uppgick år 1970 till 60 000 km och den transporterade

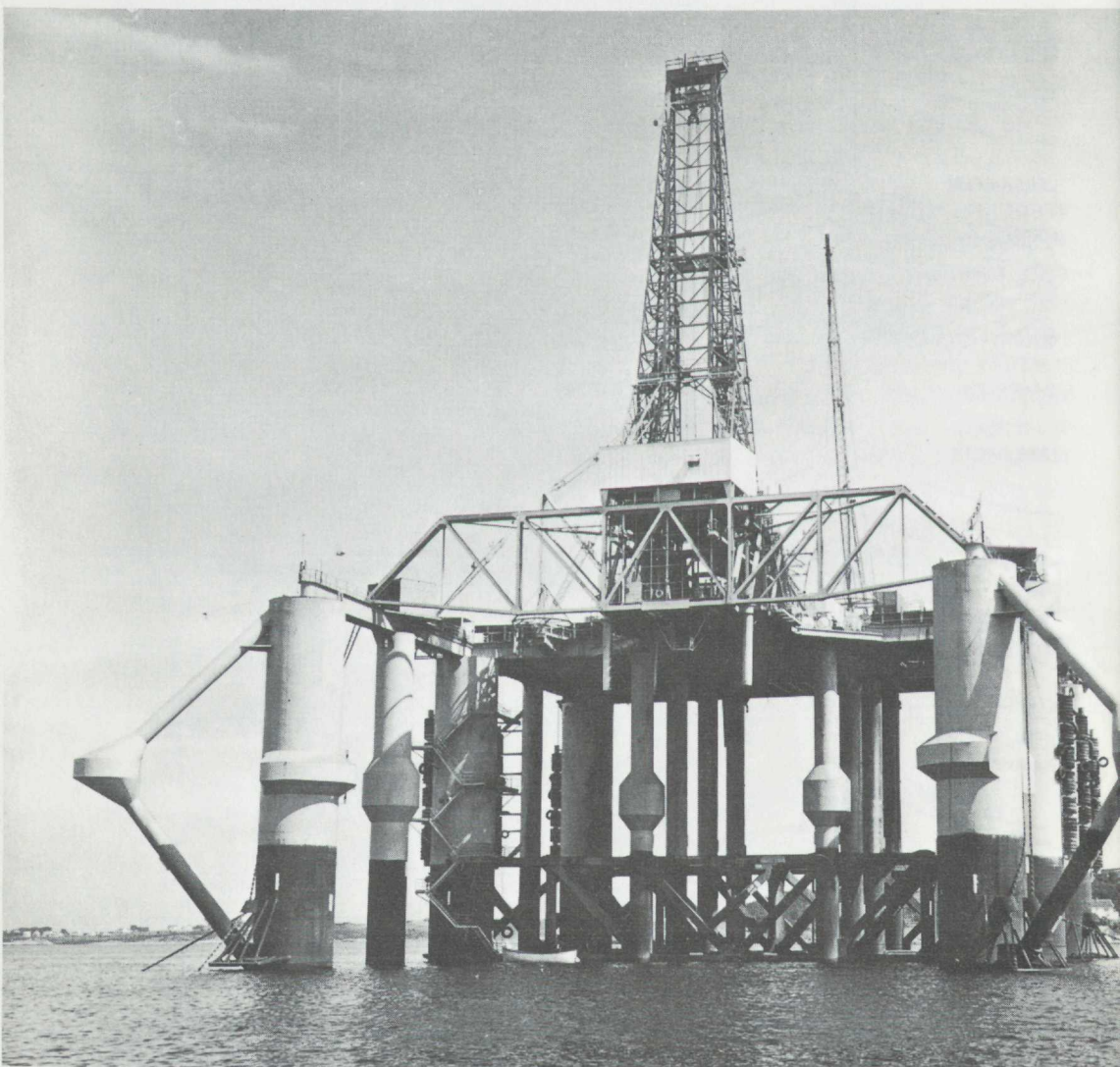


Figur 3: 7 Total längd av huvudledningar för naturgas i Sovjetunionen.



Geologisk profil av Nordsjöområdet.
 Engelsk stratigrafisk terminologi har
 ej översatts.

Flytande borrhplattform för oljeletning i Nordsjön.
Plattform med tillhörande borrhutrustning väger
7 000 ton och har en besättning på 50 personer.



gasmängden till 198 miljarder m³. Utvecklingen under perioden 1950–1970 framgår av figur 3:7, å vilken även utvecklingen av rörnätet för transport av råolja och oljeprodukter inlagts.

Från Sveriges synpunkt är utbyggnaden av det ryska systemet in i Finland av speciellt intresse. Den första etappen, dvs. ledning från Leningrad till finska gränsen och vidare till Kymmenedalen med grenledning till Kotka, planeras vara färdigprojekterad under år 1972 och byggd hösten 1973. Närliggande nordeuropeiska system behandlas utförligare i kapitel 8 i anslutning till diskussionen av ett eventuellt svenskt rörtransportsystem.

4 Energiförbrukningen i Sverige och dess geografiska fördelning

4.1 *Energiförbrukningens allmänna utveckling*

Energimarknaden i Sverige liksom i flertalet industriländer har under 1900-talet genomgått betydande strukturförändringar. Inhemsk bränslen som i början av seklet dominerade vårt lands energiförsörjning har fått lämna plats för en allt större andel importerade bränslen. Till att börja med var det de fasta fossila bränslena, i första hand kol, som växte i betydelse. Efter andra världskriget var kolets storhetstid förbi och i stället kom oljan. Inhemsk bränslen och kol har sedan pressats starkt tillbaka, medan oljans andel har vuxit. Den tycks ännu inte ha nått maximum.

En kraftigt stegrad efterfrågan och tillgång på billig importenergi har tillsammans med den tekniska utvecklingen och höjd levnadsstandard varit den viktigaste orsaken till strukturförändringen. Tillgången på inhemsk energi med låg kostnad har däremot varit otillräcklig. Konsumenternas val av energiform har även påverkats av den bekvämlighet med vilken den kan utnyttjas. Den lätthanterliga eldningsoljan har kunnat slå ut fasta bränslen även på platser, där dessa funnits tillgängliga utan nämnvärd kostnad. Åtskilliga jordbruk med egen skog har gått ifrån vedbränslen och utnyttjar i stället eldningsolja eller elenergi som transporterats över långa avstånd.

Till skillnad från vad som är fallet i flertalet andra länder har den svenska energimarknaden inte i någon högre grad påverkats av politiska åtgärder avsedda att styra energiförbrukningen i viss riktning. Den ökade hänsynen till energins återverkan på miljön har dock börjat spela en roll vid valet av energiform. Denna återverkan tillmäts en allt större betydelse.

4.2 *Energimarknadens sammansättning*

En betydande del av den energi som konsumeras har omvandlats från andra energiformer för att bättre svara mot konsumentens behov. Produktion av elkraft, fjärrvärme och stadsgas är exempel på sådana energiomvandlingar. Oljeprodukter från raffinaderier är även de förädlade energiformer.

Omvandlingsprocesserna i energiförsörjningen medför att man inte kan få en entydig energimarknad. Av denna orsak kan man få se vitt skilda uppgifter om marknadsandelen för ett visst energislag. En fullständig analys av energimarknaden kräver upp rättandet av en energibalans i vilken omvandlingen av den primärt tillförda energin kan följas fram till nyttiggjord energi hos den slutlige förbrukaren.

Det är inte nödvändigt att behandla den fullständiga energibalansen för att belysa hur naturgasen kan komma att påverka energimarknaden. Det räcker med att i första hand

analysera energitillförseln och bortse från energiomvandlingarna till förädlade energiformer. Härvid måste dock viss del av elkraftsektorn särbehandlas.

Genom inhemsk produktion och nettoimport tillfört bränsle uppgick år 1970, som framgår av tabell 4:1, till totalt 33,4 miljoner ton ekvivalent mängd tjock eldningsolja. Importen av råolja och oljeprodukter svarade för 28,6 miljoner ton, vilket utgör hela 86 % av totalbeloppet.

För att få ett mått på den totala energitillförseln till den svenska energimarknaden måste även elkraftsektorn beaktas. Den totala eltilförseln år 1970 utgjorde enligt tabell 4:2 64,7 miljarder kWh. Härav producerades 19,0 miljarder kWh i värmekraftverk (mottryck, kondens och gasturbiner). Bränsletillförseln till dessa är medräknad i tabell 4:1. Återstoden utgör energitillförsel från vattenkraftverk och nettoimport på 45,7 miljarder kWh. Dessa kan från energisynpunkt anses motsvara den bränsleförbrukning, som skulle erfordras för att producera motsvarande elkraftbelopp i moderna kondenskraftanläggningar (vid 38 % verkningsgrad förbrukas 0,24 dm³ olja per kWh), vilket ger en ekvivalent bränsleförbrukning på 10,2 miljoner ton. Adderas detta till den egentliga bränsletillförseln enligt tabell 4:1 på 33,4 miljoner ton, erhålles en total energitillförsel under år 1970 på 43,6 miljoner ton ekvivalent mängd tjock eldningsolja.

Av den totala energitillförseln till den svenska marknaden år 1970 svarade eldningsoljorna för 22,4 miljoner ton eller 51 %. De fördelades på olika konsumentgrupper enligt tabell 4:3. Det bör observeras, att däri inte ingår drivmedel, som tills vidare saknar intresse från naturgassynpunkt eftersom naturgasen inte väntas finna nämnvärd avsättning inom transportsektorn. Den kvarvarande skillnaden mellan marknaden tillförda oljeprodukter enligt tabell 4:1 och till konsumenten levererade oljeprodukter enligt tabell 4:3 utgöres huvudsakligen av förluster i raffinaderier och exporterade oljeprodukter.

Tabell 4:1 Bränsletillförsel till den svenska energimarknaden år 1970

Ekvivalent mängd tjock eldningsolja.

Bränsleslag	Miljoner ton
Inhemska bränslen	2,9
därav avfallsbränslen	2,0
fasta bränslen	0,9
Importerade bränslen	30,5
därav råolja	11,8
övriga oljeprodukter	16,7
kol och koks	2,0
Totalt	33,4

Tabell 4:2 Elenergitillförsel till den svenska energimarknaden år 1970

Kraftslag	Energimängd Miljarder kWh
Vattenkraft	41,6
Mottryck	5,8
Kondens, gasturbin	13,2
Import (netto)	4,1
Totalt	64,7

Anm. År 1970 var elproduktionen i vattenkraftverk osedvanligt låg på grund av torrår. Med normala vattenförhållanden skulle vattenkraftproduktionen varit ca 53 miljarder kWh med mindre produktion i värmekraftverk och mindre import i motsvarande grad.

Tabell 4:3 Leveranser av eldningsolja år 1970

Ekvivalent mängd tjock eldningsolja.

Förbrukaregrupp	Miljoner ton
Kraftverk	3,1
Värmeverk	1,5
Industrier	6,8
Fastigheter (bostads-, affärs-, kontors- eller liknande)	7,5
Institutioner tillhörande stat, landsting och kommuner	1,6
Övriga	2,0
Totalt	22,5

Tabell 4:4 Elförsörjningens sannolika utveckling under 1970-talet

Kraftslag	Effekt MW=1 000 kW		Energi Miljarder kWh/år		Ökning 1970-80	
	1970	1980	1970	1980	Effekt MW	Energi Miljarder kWh/år
	Vattenkraft	11 000	13 400	53,4	62	2 400
Kärnkraft	10	7 000	—	46	6 990	46,0
Kondens- och mottryckskraft	3 750	7 500	13,2	36	3 750	22,8
Toppkraft	340	5 600	—	1	5 260	1,0
Totalt	15 100	33 500	66,6	145	18 400	78,4

4.3 Energimarknaden i mitten på 1970-talet

Den senast framlagda mera detaljerade prognosen över energikonsumtionens utveckling i vårt land återfinns i energikommitténs rapport "Sveriges energiförsörjning 1955-1985" (Finansdepartementet stencil 1967:8). I delbetänkandet "Olja i rör" kapitel 4 har utredningen behandlat denna prognos och redovisat en regional fördelning av den prognoserade konsumtionen av drivmedel och bränslen år 1975.

Elprognosen i energikommitténs rapport har gjorts med ledning av uppgifter från Centrala Driftledningen (CDL) och huvudsakligen hämtats från en av CDL gjord kraftbalansstudie år 1967. Elförbrukningen har dock ökat snabbare än man förutsåg år 1967, och denna tendens väntas bestå under 1970-talet. Våren 1970 publicerades bl. a. av

detta skäl en översyn av studien av elförsörjningens utveckling under 1970-talet. Det sammanfattande resultatet återges i tabell 4:4. För år 1970 har den faktiska energiproduktionen omräknats till medelårsförhållanden för vattenkraftproduktionen. Därigenom kan jämförelser göras med år 1980, som i en prognos måste förutsättas bli ett normalår.

Med de justeringar av energikommitténs prognos, som motiveras av 1970 års CDL-studie, får man för åren 1975 och 1985 de värden på den tillförda energin till den svenska energimarknaden, som anges i tabell 4:5. På samma sätt som i tabell 4:5 har vatten- och kärnkraftproduktionen värderats efter den ekvivalenta bränsleförbrukningen i moderna kondenskraftverk.

Vid CDL:s översyn år 1970 förutsattes ett oförändrat lågt pris på tjock eldningsolja (65 kr/m³ eller 7 kr/miljarder cal.). De senaste

Tabell 4:5 Prognos över tillförd energi till den svenska energimarknaden

	1975		1985	
	Resp. enhet	Motsvarar miljoner ton olje- ekvivalent	Resp. enhet	Motsvarar miljoner ton olje- ekvivalent
Oljeprodukter:				
exkl. eldn.olja, miljoner m ³	8,5	6,8		
eo 1-2 (tunna), miljoner m ³	8,8	7,5	43,5	39,2
eo 3-5 (tjocka), miljoner m ³	19,0	17,7		
Kol och koks, miljoner ton	2,7	1,8	3,2	2,1
Vatten- och kärnkraft, miljar- der kWh	75,0	16,8	155,0	34,9
Övrigt, miljoner ton kol	4,3	2,8	4,8	3,1
Summa energibehov	—	53,4	—	79,3

Anm.: Vatten- och kärnkraft har värderats till 2 250 kcal/k kWh

årens utveckling på oljemarknaden indikerar att man för framtiden måste räkna med högre oljepriser (jämför avsnitt 6.2.1). Samtidigt har emellertid anläggningskostnaderna såväl för olje- som kärnkraftverk stigit väsentligt i förhållande till de av CDL antagna värdena år 1970. Dessa förhållanden kan komma att något påverka relationen mellan olje- och kärnkraftproduktionen inom den svenska elförsörjningen.

4.4 Energikonsumtionens variationer

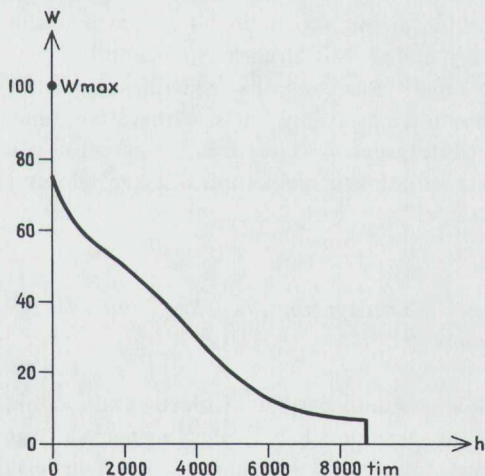
Vid uppbyggnad av en naturgasmarknad kommer leveranserna av naturgas att nästan uteslutande bli ersättning för tidigare leveranser av eldningsolja. Lämpligt belägna större oljekonsumenter kan ofta snabbt och till låg kostnad övergå till naturgas. Dessa konsumenter spelar därför en betydelsefull roll vid en bedömning av naturgasens utvecklingsmöjligheter. Storindustrier, kommunala kraftvärme- och värmeverk samt kraftindustrins värmekraftverk är i detta sammanhang värda särskild uppmärksamhet.

Då olja används som bränsle spelar variationerna i bränsleförbrukningen inte någon större roll. Oljan kan lagras till måttliga kostnader, varför toppar i förbrukningen inte ger några extrema distributionskostnader för energin. Naturgasen däremot är helt ledningsbunden och har höga lagringskostnader. Variationerna i energikonsumtion spelar därför en mycket större roll med naturgas som bränsle än med eldningsolja. Konsumenter med hög förbrukning året runt eller konsumenter som kan minska sin belastning då överföringssystemet är hårt utnyttjat är de mest eftertraktade belastningsobjekten för ett naturgassystem.

Processindustrier med kontinuerlig drift har de önskvärda belastningsegenskaperna. Kemiska industrier, oljeraffinaderier, cementfabriker, smältverk m. fl. är exempel på anläggningar med hög utnyttjningstid. Andra industrier av intresse är de som har ugnar med lång utnyttjningstid. Inom metall- och verkstadsindustrin, porslinsindustrin, livsme-

delsindustrin m. fl. kan man således finna lämpliga belastningsobjekt för ett naturgassystem. Belastningar som i hög grad är beroende av utomhustemperaturen eller som av andra skäl har sin största energiförbrukning under vintern lämpar sig mindre väl för anslutning till ett naturgassnät.

Kraftvärme- och värmeverkens oljekonsumtion är i mycket hög grad beroende av utomhustemperaturen. Endast den del som åtgår för varmvattenproduktion är tämligen konstant året runt. En normal varaktighetskurva för värmeleveranser får som framgår av figur 4:1 en mycket spetsig topp. Utnyttjningstiden som utgör förhållandet mellan energiförbrukningens årsvärde och dess högsta timvärde brukar vara ca 2 200 timmar för en enskild abonnent. Genom s. k. sammanlagring av de olika abonnenternas individuella värmebelastningar erhåller värmeverken en utnyttjningstid på ca 3 000 timmar. Då värmeverken mestadels har ett flertal produktionsenheter kan några av dessa utnyttjas som grundlastenheter och erhåller därigenom väsentligt högre utnyttjningstid.



Figur 4:1 Varaktighetsdiagram för värmeleverans.

I ett kraftvärmeverk, som producerar både värme och elkraft, bidrar elproduktionen till att öka oljekonsumtionens utnyttjningstid jämfört med ett rent värmeverk.

Genom att värmelastens spets ej normalt tillgodoses genom produktion i kraftvärmeverket och i någon mån genom att tillämpa värmeackumulering kan utnyttjningstiden förlängas ytterligare, varför den för kraftvärmeverk i vissa fall kan uppgå till eller överstiga 4 000 timmar.

Oljekonsumtionen i kraftindustrins oljeeldade värmekraftverk – kondenskraftverk – är i hög grad beroende av den aktuella kraftsituationen i landet. Genom den nordiska samkörningen påverkas kraftsituationen i viss omfattning även av kraftsituationen i våra grannländer. Hur produktionen av kondenskraft fördelas på olika kraftverk beror på anläggningarnas verkningsgrad och produktionens inverkan på kraftsystemets överföringsförluster. Verk med god bränsleekonomi får i allmänhet en hög utnyttjning året runt med undantag för erforderlig tid för översyn. De sämre anläggningarna kan få låg utnyttjning, speciellt under sommartid. CDL har i sin kraftbalansstudie räknat med en genomsnittlig utnyttjningstid för kondenskraftverken under 1970-talet på 5 000 timmar per år. Värdet kan under torrår öka till 6 500 timmar och under år med riklig tillgång på vattenkraft sjunka till 3 500 timmar. Den aktuella drifttillgängligheten hos andra kraftslag, främst kärnkraften, samt efterfrågans avvikelser från prognoserna gör att variationen mellan olika år kan bli ännu större.

4.5 Kartläggning av större bränslekonsumenter

För att kunna bedöma storleken av en möjlig naturgasmarknad har utredningen kartlagt alla större bränslekonsumenter inom de delar av landet, där naturgassystem kan komma ifråga. Utformningen av ett naturgasnät måste i hög grad komma att påverkas av de större punktbelastningar för energi, som till rimliga kostnader kan fångas upp. En kartläggning kan därför ge uppfattning om vilken ungefärlig sträckning huvudledningarna i ett naturgassystem bör få.

För att få fram aktuella uppgifter har utredningen vänt sig till de industrier, huvudsakligen inom Svealand och Götaland, som haft så hög bränslekonsumention att oljelagringsskyldighet har förelegat år 1970, dvs. företag med en årsförbrukning av genomsnittligt minst 5 000 m³ eldningsolja. Även värmeverken och kraftindustrin har tillfrågats.

4.5.1 Storindustri

Förfrågningar har utgått till 148 industriföretag belägna inom samtliga län i Götaland och Svealand samt Gävleborgs län. Uppgifter har inhämtats om dels faktisk energiförbrukning under år 1970, dels sannolik bedömd ersättningsbar energiförbrukning år 1975 dels ock möjlig uppskattad ersättningsbar energiförbrukning år 1980. Samtliga tillfrågade företag har lämnat dessa uppgifter. Med hänsyn till att industriföretagen på Gotland bedömts inte komma att beröras av ett naturgassystem på fastlandet har de två aktuella Gotlandsföretagen undantagits i den följande redogörelsen av resultatet.

För år 1970 har de återstående 146 företagen redovisat en faktisk oljeförbrukning av eldningsolja av 3,73 miljoner m³, vilken till år 1975 förväntas öka till 4,19 miljoner m³. De tillfrågade industriföretagens geografiska belägenhet och beräknade eldningsoljaeförbrukning år 1975 framgår av översiktskarta, figur 4:2. Länsvis fördelning av oljeförbrukningen samt antal företag inom olika storleksgrupper har redovisats i tabell 4:6.

Som framhållits spelar variationerna i energiförbrukningen en betydande roll för dimensioneringen av ett naturgassystem. För att få underlag för att bedöma industriförbrukningens roll i ett sådant system har utredningen också begärt uppgift över maximal dygnsförbrukning år 1970. Endast hälften av de tillfrågade 146 företagen, motsvarande ca 50 % (1,94 miljoner m³) av totala oljeförbrukningen år 1970, har besvarat denna fråga. Resultatet av undersökningen framgår av tabell 4:7.

Tabell 4:6 Storindustrins beräknade oljekonsumtion i mitten av 1970-talet fördelad länsvis och på storleksgrupper

Län	5 000– 10 000 m ³ /år		10 001– 25 000 m ³ /år		25 001– 50 000 m ³ /år		50 001– 100 000 m ³ /år		Över 100 000 m ³ /år		Totalt	
	antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³	1 000 m ³
A, B	2	16	3	45			1	55	1	165	7	281
C	1	6	1	17	1	30	1	78			4	131
D	2	19	1	19					1	178	4	216
E	2	15	4	77	2	66	1	75			9	233
F	1	6	2	43	2	73					5	122
G			3	39	1	27	1	70			5	136
H			4	67							4	67
K	2	13	2	34	1	42					5	89
L	1	8	3	58	2	76					6	142
M	2	12	12	179	3	99			1	163	18	453
N			1	13	2	73					3	86
O	2	20	4	72	3	114					9	206
P	4	27	7	121	2	74					13	222
R	1	9	1	18	1	45	1	63	1	105	5	240
S	3	29	5	78	3	108	2	147	1	176	14	538
T	1	9	5	84	5	144	1	51			12	288
U	2	18	4	76			2	111			8	205
W			4	54	1	28	2	156	1	103	8	341
X			4	63	2	65	1	65			7	193
Tot.	26	207	70	1 157	31	1 064	13	871	6	890	146	4 189

Tabell 4:7 Storindustriens totala oljeförbrukning åren 1970, 1975 och 1980 samt maximal dygnsförbrukning under år 1970 fördelad på industrigrupper

Industrigrupp	Redovisad total förbrukning år 1970		Redovisad maximal dygnsförbrukning under år 1970		Möjlig total oljeförbrukning		
	Antal företag	Total förbrukning 1 000 m ³	Antal företag	Total förbrukning 1 000 m ³	Max. dygnsförbrukn. m ³ /dygn	1975 1 000 m ³	1980 1 000 m ³
Gruvindustri	3	104				38	84
Metall- o. verkstadsind.	46	1 134	22	365	1 737	1 203	1 435
Jord- o. stenindustri	14	547	9	440	1 730	609	658
Träindustri	5	82				96	101
Massa- o. pappersind.	47	1 441	28	918	4 114	1 687	2 235
Livsmedelsind. (exkl. sockerbruk)	5	42	3	28	147	53	68
Textil- o. sömnadsind.	4	84	2	62	205	79	79
Läder-, hår- o. gummiind.	3	50	1	20	82	77	103
Kemisk- o. kem. tekn. ind.	11	140	1	17	69	234	378
Övrigt	2	21	1	8	30	28	32
Summa exkl. sockerbruk	140	3 645	67	1 858	(8 114) ¹	4 107	5 173
Sockerbruk	6	84	6	84	913	85	102
Totalt		146 3 729	73	1 942	(9 027)	4 189	5 275

¹ Den relativt sett mycket höga dygnsförbrukningen för sockerbruken sammanhänger med att förbrukningen är koncentrerad till en kort period under själva betkampanjen.

Tabell 4:8 Procentuell säsongfördelning av storindustrins eldningsoljaförbrukning

Kvar- tal	Metall- o. verkstads- industri	Jord- o. sten- industri	Massa- o. pappers- industri	Övrig in- dustri	Totalt
1	31	25	30	28	29
2	22	25	21	21	22
3	17	23	21	18	19
4	30	27	28	33	30
Summa	100	100	100	100	100

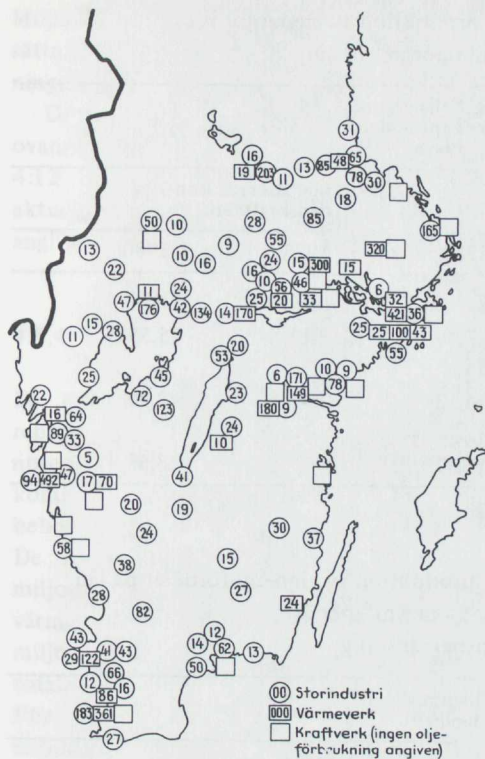
Tabell 4:9 Värmeverkens beräknade oljeförbrukning i mitten av 1970-talet fördelad länsvis och på storleksgrupper

Län	5 000– 10 000 m ³ /år		10 001– 25 000 m ³ /år		25 001– 50 000 m ³ /år		50 001– 100 000 m ³ /år		Över 100 000 m ³ /år		Totalt	
	antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal	1 000 m ³ antal				
A, B			3	57	2	77	2	162	1	325	8	621
C			1	15					1	320	2	335
D					1	33					1	33
E									2	329	2	329
F	1	10									1	10
G											–	–
H			1	24							1	24
K											–	–
L											–	–
M							1	86	2	483	3	569
N											–	–
O			2	28					1	480	3	508
P							1	70			1	70
R											–	–
S			1	11							1	11
T									1	170	1	170
U			1	20					1	300	2	320
W			1	19							1	19
X			1	21	1	27					2	48
Tot.	1	10	11	195	4	137	4	318	9	2 407	29	3 067

I relation till totalförbrukningar varierar dygnsförbrukningen inte bara mellan olika industrigrupper utan även mellan företag inom samma industrigrupp. Om man emellertid kalkylmässigt förutsätter att den maximala dygnsförbrukningen av eldningsolja är lika för industrier inom samma grupp, skulle med ledning av i tabell 4:7 angivna grundvärden den maximala dygnsförbrukningen för det totala antalet tillfrågade företag – exkl. sockerbruk – för år 1975 kunna uppskattas till ca 18 000 m³ olja.

Utredningen har under hand även tagit del av viss statistik avseende säsongvariationen i storindustrins förbrukning av eldningsolja. Kvartalsvariationen, som är baserad på

genomsnittsförbrukningen under treårsperioden 1968–1970, framgår av tabell 4:8. Denna visar att ca 60 % av storindustrins förbrukning av eldningsolja faller på vinterhalvåret. Då även storindustrins energibehov påverkas av yttertemperaturens växlingar, torde den maximala dygnsförbrukningen infalla någon gång under de kallaste månaderna januari och februari. Bortsett från veckoslut och helger torde dygnsförbrukningen inom de flesta företagen i regel inte undergå några mera betydande svängningar under själva vinterperioden. Industrins oljeförbrukning är av naturliga skäl lägst under tredje kvartalet, under industrisemesterperioden sannolikt mycket låg.



Figur 4: 2 Större oljekonsumenter 1975.

4.5.2 Värmeverk och kraftvärmeverk

Efter samråd med Svenska Värmeverksföreningen har utredningen tillskrivit de kommunala kraftvärme- och värmeverk inom södra halvan av landet, som redan existerar eller som kommer till under de närmaste åren. Antalet utgör 29 med starkt varierande storlek. Uppgifter har begärts om förbrukningen av eldningsolja under år 1970 i form av årsförbrukning och med angivande av högsta och lägsta dygnsvärde. Motsvarande uppgifter för åren 1975 och 1980 enligt nuvarande bedömningar har också efterfrågats. Förbrukningsuppgifterna avser värmeleveranser och därmed förknippad kraftproduktion. Produktion av kondenskraftkarakterer har redovisats av kraftindustrin.

Enligt lämnade uppgifter uppgick den totala förbrukningen av olja till 1,53 miljoner m^3 år 1970 och väntas öka till 3,07 miljoner m^3 år 1975. Geografisk fördelning av 1975 års förbrukning framgår av figur 4:2. Länsvis fördelning och antal företag inom olika storleksgrupper har redovisats i tabell 4:9.

Uppgifter om högsta och lägsta dygnsförbrukning har sammanställts och anges i relation till årsförbrukningen i tabell 4:10. Med ökad storlek på verken minskar förhållandet mellan maximal dygnsförbrukning och årsförbrukning. Orsaken är att de större verken är kraftvärmeverk och att deras elproduktion verkar utjämnande på oljeförbrukningen.

Tabell 4:10 Högsta och lägsta dygnsförbrukning i värmeverken i relation till årsförbrukningen av eldningsolja

Årsförbrukning av eldningsolja m^3 /år	Relativt dygnsvärde	
	max. %	min. %
< 50 000	0,88	0,12
50 000–100 000	0,69	0,08
100 000–200 000	0,62	0,08
> 200 000	0,50	0,06
Totalt	0,58	0,07

4.5.3 Kraftindustrin

De förfrågningar, som gått till kraftindustrin, har gällt potentiell avsättning av naturgas åren 1975 och 1980 i befintliga, planerade och skisserade primärt oljeeldade produktionsanläggningar. Uppgifterna skulle gälla för medelår och avse dels leverans året om, dels leverans som ger leverantören rätt att under dagtid under vinterperioden koppla av gasen. Förfrågningen har också gällt utnyttjandet av naturgas år 1980 under förutsättning att de kärnkraftaggregat som inte beslutats skulle ersättas med naturgaseldade kraftverk.

Två olika förutsättningar för gaspriset lämnades. Huvudalternativet var det gaspris, som fordras för att den rörliga produktions-

Tabell 4:11 Potentiell avsättning av naturgas för produktion av elenergi
Ekvivalent mängd tjock eldningsolja uttryckt i miljoner m³ per år.

	Naturgaspris som ger elenergi till en rörlig kostnad knappt underskridande denna i			
	kärnkraftverk		oljebaserade kondenskraftverk	
	1975	1980	1975	1980
1. Bibehållen kärnkraftutbyggnad och ingen leveransbegränsning	4,85	7,79	3,11	5,55
2. Bibehållen kärnkraftutbyggnad och begränsad leverans under vinterns dagtid	2,49	4,12	1,42	2,90
3. Minskad kärnkraftutbyggnad och ingen leveransbegränsning	—	11,51	—	8,68

Tabell 4:12 Potentiell avsättning av naturgas för produktion av elenergi fördelat på län
Ekvivalent mängd tjock eldningsolja, uttryckt i miljoner m³ per år.
Bibehållen kärnkraftutbyggnad och ingen leveransbegränsning.

Län	Naturgaspris som ger elenergi till en rörlig kostnad knappt understigande denna i			
	kärnkraftverk		oljebaserade kondenskraftverk	
	1975	1980	1975	1980
A, B	0,42	0,32	0,12	0,05
C	0,09	—	—	—
D	0,10	0,12	0,08	0,10
E	0,90	1,67	0,67	1,42
H	0,08	—	0,04	—
K	1,54	2,21	1,35	1,88
M	0,61	0,56	0,44	0,33
N	0,31	0,16	0,14	0,16
O	0,09	2,10	—	1,45
P	0,01	0,01	0,01	0,01
U	0,67	0,43	0,23	0,06
X	0,03	0,16	0,03	0,09
Totalt	4,85	7,74	3,11	5,55

kostnaden i gaseldade kraftverk skall bli lägre än den rörliga kostnaden för oljebaserad kondenskraft. Det andra alternativet var det gaspris, som fordras för att den rörliga produktionskostnaden i gaseldade kraftverk skall bli lägre än den rörliga kostnaden för kärnkraft.

De potentiella avsättningsmöjligheterna för naturgas till kraftverken enligt denna undersökning redovisas i tabell 4:11. Det mest sannolika alternativet torde vara att

naturgaspriset ej påverkar kärnkraftutbyggnaden och ger en rörlig kostnad i värmekraftstationerna, som understiger motsvarande kostnad i oljekraftverk men ej i kärnkraftverk. Avsättningsmöjligheterna skulle då uppgå till 3,1 miljoner m³ ekvivalent mängd tjock eldningsolja år 1975 och växa till 5,6 miljoner m³ år 1980. Det bör dock framhållas, att de ekonomiska villkor, som kommer att gälla för naturgasköpet, starkt påverkar avsättningsmöjligheterna av gasen.

Möjligheter föreligger således till större avsättning t. ex. om gaspriset under lågbelastningstid är mycket lågt.

De potentiella avsättningsmöjligheterna i ovannämnda huvudalternativ har i tabell 4:12 fördelats länsvis. I figur 4:2 har de aktuella kraftverken medtagits, men utan angivande av bränsleförbrukningen.

4.5.4 De kartlagda objekternas omfattning

De kartlagda större bränslekonsumenter representerar en betydande del av det prognoserade energibehovet år 1975. I energikommitténs prognos har hela industrins behov av olja beräknats till 9,4 miljoner m³. De kartlagda storindustrierna täcker 4,2 miljoner m³ av detta, dvs. 45 %. Kartlagda värmeverk svarar med sin förbrukning av 4,7 miljoner m³ eldningsolja för 36 % av det totala behovet av fastighetsuppvärmning. För kraftindustrins del representerar den redovisade potentiella naturgasavsättningen 88 % av kraftindustrins totala oljebehov. Tillsammans täcker de kartlagda förbrukarna 44 % av de beräknade totala behoven av eldningsolja i landet.

4.6 Energiförbrukningens utveckling efter år 1975

Med hänsyn till den tid som fordras för att bygga upp ett naturgassystem och en naturgasmärnad är energiförbrukningens utveckling på längre sikt av betydelse. För att kapitalkostnaderna skall bli rimliga krävs en relativt lång utnyttningstid för anläggningarna. Energimarknadens utveckling fram till slutet av detta århundrade blir sålunda av betydelse för lönsamheten av de naturgassystem som nu diskuteras. Energimarknadens utveckling på sikt är dock mycket svårbedömbart i fråga om såväl tillväxttakt som fördelning på olika energislag.

Energikommittén lät genomföra en tendensbedömning fram till år 1985. Enligt

denna skulle energibehoven komma att växa med 4,9 % per år under perioden 1975–1985. Den totala oljekonsumtionen skulle i alternativet med det större elvärmeinslaget komma att öka med 2,4 % per år.

Vid bedömning av förutsättningarna för en naturgasmärnad kan det vara av mindre intresse hur den i sig själv mycket stora oljemärnaden kan komma att växa. Det är förekomsten och utvecklingen av större punktbelastningar inom ekonomiskt räckhåll för naturgasen som i första hand bör ägnas uppmärksamhet. De inkomna svaren från tillfrågade större oljekonsumenter utgör ett värdefullt underlag för bedömning av denna mera begränsade märnad.

Storindustrin har redovisat en ökning av oljekonsumtionen från 4,2 miljoner m³ år 1975 till 5,3 miljoner m³ år 1980. Detta motsvarar en årlig ökning av ca 5 %. Denna utveckling överensstämmer med energikommitténs bedömning i denna del.

De kommunala kraftvärme- och värmeverken redovisar en betydande ökning av oljekonsumtionen även efter år 1975. En väsentlig del av denna ökning utgör anslutning av nya belastningsobjekt genom en fortsatt utbyggnad av fjärrvärmesystemen. Oljekonsumtionen beräknas enligt inkomna svar öka från 3,1 miljoner m³ år 1975 till 4,6 miljoner m³ år 1980, vilket ger en tillväxttakt på mer än 8 % per år. Denna kraftiga ökning uppstår genom anslutning till fjärrvärmesystemen av såväl nybyggda fastigheter som äldre fastigheter med tidigare individuell uppvärmning.

Även kraftindustrins oljeförbrukning väntas komma att öka efter 1975 genom tillkomsten av nya kraftverk baserade på olja. För de kraftverk, där naturgas kan komma i fråga som bränsle, har oljekonsumtionen under medelår angetts kunna öka från 3,1 miljoner m³ år 1975 till 5,6 miljoner m³ år 1980. Ungefär 77 % av konsumtionen skulle falla på perioden september–april och 23 % på perioden maj–augusti, vilket tyder på en relativt jämn utnyttning året runt, men med en förskjutning av konsumtionen mot vinterperioden.

5.1 Stadsgas

Under år 1970 producerades och förbrukades 0,276 miljarder m³ stadsgas med ett energiinnehåll av ca 4 500 kcal/m³, dvs. ungefär hälften av naturgasens. Volymen motsvarar alltså 0,138 miljarder m³ naturgas. Produktionen fördelade sig enligt följande på gasverken i tio kommuner:

Stockholm	0,156 miljarder m ³
Göteborg	0,045 "
Malmö	0,034 "
Norrköping	0,011 "
Helsingborg	0,013 "
Örebro	0,007 "
Eskilstuna	0,006 "
Västerås	0,002 "
Karlskrona	0,001 "
Ystad	0,001 "
	<hr/>
	0,276 miljarder m ³

Förutom i de uppräknade kommunerna förbrukas stadsgas i Lund (0,003 miljarder m³ år 1970) och Landskrona (0,002 miljarder m³). Lund och Landskrona erhåller sin gas från Malmö respektive Helsingborg.

Stadsgasproduktionen i Stockholm har baserats huvudsakligen på stenkol. År 1970 uppgick förbrukningen till ca 0,46 miljoner ton. I övriga verk produceras gasen genom s. k. spaltning av lätta petroleumprodukter.

Göteborg och Karlskrona förbrukade därvid ca 0,02 miljoner ton gasol och övriga ca 0,03 miljoner ton lättbensin (gasnafta).

Produktionen i Stockholm läggs om till spaltning av lättbensin under år 1972. Därmed upphör den ca 125-åriga stadsgasproduktionen ur stenkol i Sverige helt. Stadsgasindustrins årsförbrukning av lätta petroleumprodukter beräknas därefter bli totalt ca 0,125 miljoner ton vid oförändrad produktionsnivå.

5.1.1 Distribution av stadsgas

Stadsgas distribueras till sammanlagt ca 475 000 abonnenter. Det sker genom rörnät, som har en sammanlagd längd av ca 2 500 km. Näten finns huvudsakligen i de centrala delarna av respektive kommun. De består av huvuddistributionsledningar och från dessa utgående servisledningar.

Trycket i ledningssystemen hålles på bestämda värden genom gastrycksregulatorer. Det är i allmänhet upp till 1,3 bar övertryck i högtrycksledningar (byggs för 10 bar), upp till 0,5 bar övertryck i medeltrycksledningar och ca 0,1 bar övertryck i detaljdistributionsledningar framme hos konsumenterna.

Gasproduktionen anpassas från dag till dag i stort efter förbrukningens förändring. Variationer i förbrukningen under ett dygn

täcks dock genom buffertlager i gasklockor. Spaltgasverken har väsentligt större möjligheter till variationer i produktionen än de gamla kolgasverken.

5.1.2 Förbrukning av stadsgas

Förbrukningen av stadsgas fördelas volymmässigt på olika förbrukarkategorier ungefär så som framgår av tabell 5:1.

5.1.3 Taxor för stadsgas

Stadsgastarifferna består av en fast del, årsavgift, och en rörlig förbrukningsavgift. Det finns olika tariffklasser, som beror på förbrukningens storlek. Den fasta avgiften stiger och avgiften per förbrukad m³ sjunker med ökande förbrukning. Flera kommuner tillämpar viss indexreglering av gaspriset med hänsyn till priset på lätt eldningsolja. Tabell 5:2 visar hur totalpriset, alltså även inklusive den fasta avgiften, för närvarande varierar i de största kommunerna.

5.1.4 Naturgas som ersättning för stadsgas

Om naturgas skulle bli tillgänglig inom de nuvarande gasverkens distributionsområden,

kan den användas på två principiellt olika sätt. Det ena är att spalta naturgasen i stället för gasol eller lättbensin. Då får man en stadsgas med samma förbränningsegenskaper och samma energiinnehåll som den nuvarande, dvs. ca 4 500 kcal/m³. Detta är tekniskt lätt att genomföra och fordrar endast mindre ombyggnader av nuvarande gasverk. Den stora fördelen med detta alternativ är att alla förbrukningsapparater hos konsumenterna kan behållas oförändrade. Inte heller distributionsanordningarna behöver ändras.

Det andra alternativet är att distribuera naturgas direkt i rörnätet. Genom naturgasens högre energiinnehåll och i allmänhet högre distributionstryck ökas rörnätets kapacitet då kraftigt. Spaltverken behövs i detta fall bara för spetsbelastning och reserv. För detta måste de dock i viss mån byggas om, eftersom de då skall tillverka en gas med samma energiinnehåll som naturgasen (ca 9 000 kcal/m³), s. k. substitute natural gas, SNG. Brännarna i alla äldre gasförbrukande apparater måste också ändras eller bytas ut för att naturgasen skall kunna användas.

I allmänhet har man i Europa valt det senare alternativet. Det har visat sig bli mest ekonomiskt, även om det medför en ganska stor initialkostnad för ombyggnad av spaltgasverk, översyn och förstärkning av rörnätet och byte av brännare.

5.1.5 Utjämning av förbrukningen i ett stadsgasnät

Stadsgas används alltmer för uppvärmning av fastigheter. Detta medför att förbrukningen varierar i takt med yttertemperaturen. För närvarande är den största månadsförbrukningen (på vintern) 2,5 à 3 gånger så stor som den minsta (på sommaren). Mellan dessa

Tabell 5:1 Förbrukning av stadsgas

	1965	1970	1975 (beräknat)
Fastighetsuppvärmning	35 %	45 %	50 %
Industri och hantverk	30 %	35 %	40 %
Hushåll	35 %	20 %	10 %

Källa: Svenska Gasföreningen

Tabell 5:2 Priset för stadsgas i Sveriges största kommuner

Årsförbrukning m ³	200	1 500	5 000	10 000	50 000	100 000	1 milj.
Totalt öre/m ³	40-50	22-32	20-26	18-23	15-20	13-18	12-16

ytterlighetsvärden varierar den månatliga gasförbrukningen praktiskt taget linjärt. Förhållandet mellan enskilda dagsförbrukningen är dock större än mellan månadsvärdena och uppgår till omkring 8 för årets högsta och lägsta dagsvärden.

De tekniska möjligheter som finns att klara förbrukningsvariationerna i ett stads-gasnät vid jämn tillförsel av naturgas är

att i ett spaltgasverk tillverka stadsgas av naturgaskvalitet under vinterhalvåret samt

att kondensera naturgas under lågbelastningstid och åter förgasa den vid de högsta dygnsförbrukningarna.

Båda dessa metoder används i Europa och är fullt kommersiellt utprovade. Vilken utjämningsmetod som skall användas måste bedömas i varje enskilt fall.

Bortsett från den allra varmaste sommarperioden kan man med spaltgasverk och lagring av kondenserad gas inom ett stads-gasnät åstadkomma en ganska jämn naturgasförbrukning under året. Se vidare kapitel 7.

5.2 Gasol

Gasol är handelsnamnet på de kondenserbara kolvätena propan, propen, butan och buten. Dessa kolväten produceras vid de två oljeraffinaderierna i Göteborg samt vid den petrokemiska anläggningen i Stenungsund. Gasol har ett energiinnehåll på ca 11 000 kcal/kg.

Gasol distribueras till förbrukare i kondenserad form. Ca 15 % går med tankbil och ca 65 % med järnvägstankvagn. Drygt 10 % levereras i flaskor. Övrigt distribueras i huvudsak med tankbåt. Gasol i flaskor går till alla typer av förbrukare, från större industriföretag till enskilda personer. Gasol för camping utgör 10–15 % av totala flaskleveranserna eller drygt 1 % av hela gasolanvändningen i Sverige. Huvuddelen av gasolen, ca 90 %, går i form av bulkleveranser till industrin. År 1970 uppgick dessa bulkleveranser, som framgår av tabell 5:3, till ungefär 115 000 ton gasol, vilket energimässigt motsvarar 0,14 miljarder m³ naturgas.

Totalt förbrukades det år 1970 0,132

miljoner ton gasol i Sverige (motsvarande 0,162 miljarder m³ naturgas). Denna förbrukning beräknas bli fördubblad på 5 år, se tabell 5:4.

Tabell 5:3 Bulkleveranser av gasol under 1970

	miljoner ton
Verkstadsindustri	0,0155
Järn- och stålindustri	0,0272
Stadsgasverk	0,0216
Övriga industrier	0,0460
Motorgasol	0,0010
Övriga	0,0044
	0,1157

Tabell 5:4 Produktion, import och export av gasol i Sverige

	Enhet: Miljoner ton		
	1965	1970	1975 (beräknat)
Leverans i flaskor	0,0145	0,0167	0,020
Leverans i bulk	0,0433	0,1157	0,230
Summa leveranser	0,0578	0,1324	0,250
Export	0,0094	0,0264	
Lagerförändring o. differenser	0,0044	0,0025	
Summa	0,0716	0,1613	
Produktion	0,0583	0,1496	0,200
Import	0,0133	0,0117	0,050
Summa	0,0716	0,1613	0,250

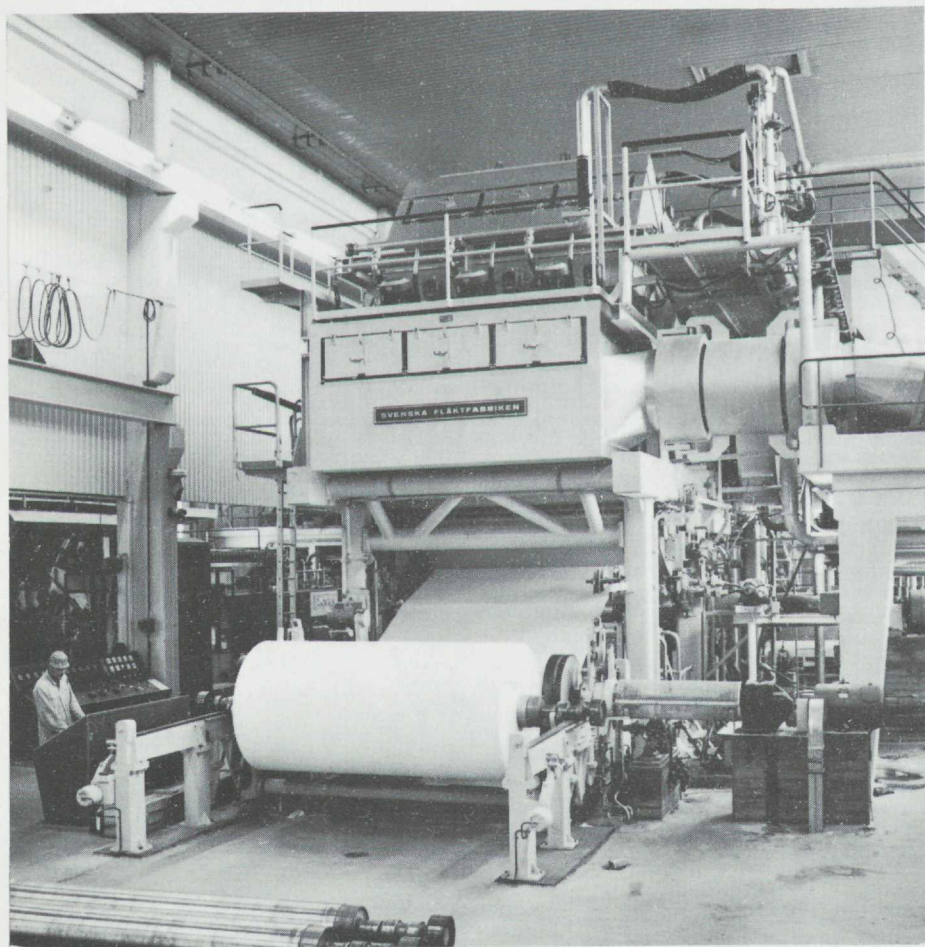
5.3 Gasproduktion inom järnindustrin

Vid Oxelösunds Järnverk tillverkas koks och gas från stenkolk på samma sätt som tidigare skett vid stadsgasverken. Gasen kallas koksugns-gas och har samma energiinnehåll som stadsgas, ca 4 500 kcal/m³. Den användes inom järnverket till valsverk, stålverk, sinterverk, ångcentral etc. Gasen förbrukas helt inom verket.

Som extra accent användes gas även i
dekorerande syfte.



Högtemperaturtorkning av papper.
Pappersmaskin i Skåpafors pappersbruk med gasolvärmd torkbana.



Vid masugnprocessen erhålles stora kvantiteter av en energifattig gas med värmevärdet ca 900 kcal/m³, s. k. masugnsgas. Även denna gas användes helt för olika uppvärmningsändamål inom respektive järnverk.

5.4 *Slutsatser*

Om naturgas blir tillgänglig inom stadsgasverkens distributionsområde kan den nuvarande stadsgasvolymen helt ersättas med naturgas. Nuvarande pris på råvaror för stadsgastillverkning, dvs. sådana lätta petroleumprodukter som lättbensin och gasol, är relativt högt i förhållande till framför allt tung eldningsolja. Om naturgas kan erhållas till priser, som är likvärdiga med priserna på tjock eldningsolja, bör den i form av stadsgas kunna erbjudas konsumenterna till lägre pris än vad som nu är fallet. Därmed skulle stadsgasens konkurrensförmåga, framför allt gentemot lätt eldningsolja, öka. För att det skall vara möjligt att snabbt genomföra en eventuell övergång till naturgas inom de nuvarande stadsgasverkens distributionsområden är det angeläget att befintliga rörnät bibehålles så intakta som möjligt. Detta gäller oavsett om naturgasen därvid kommer att spaltas till nuvarande stadsgaskvalitet eller distribueras ospaltad.

Gasförbrukningen hos industrin kan med undantag för vissa mindre specialområden lätt ersättas med naturgas. Avgörande för en eventuell övergång i detta fall blir i första hand kostnaden för anslutning till närmaste naturgasledning.

Koksugnsgas och masugnsgas torde däremot inte kunna ersättas med naturgas. Om även koksen, som används som reduktionsmedel vid järnframställning, skulle ersättas av naturgas, vilket är tekniskt möjligt, ändras dock förutsättningarna när det gäller koksugnsgasen (se även avsnitt 6.5).

6.1 Faktorer som begränsar naturgasens av-sättningsområde

Naturgasen har många värdefulla egenskaper, som bör kunna göra den till en allmänt eftertraktad energibärare, främst inom industrin. Avgörande för utvecklingen av naturgasmarknaden är i första hand gasens pris i förhållande till priserna för konkurrerande bränslen. Det merpris per värmeenhet, som till följd av vissa bättre egenskaper kan accepteras, utgör normalt endast några procent. I gynnsamma fall kan det uppgå till något tiotal procent. Det finns emellertid också fall då användning av naturgas förutsätter ett lägre pris än andra bränslen, t. ex. i befintliga ångpannor, som genom naturgasens annorlunda egenskaper för värmeöverföring kan få lägre verkningsgrad än vid oljeeldning.

Naturgasleveranser är bundna till ledningssystem i marken. Kapitalkostnaderna för dessa ledningssystem är betydande. Skall transportkostnaderna för naturgas kunna hållas på rimlig nivå, krävs det därför stora transportvolymmer, hög utnyttjning av överföringskapaciteten och säker avsättning för gasvolymerna under lång tid.

Genom gasleveransernas bundenhet till ledningssystemet blir naturgasmarknaderna koncentrerade till det huvudledningssystem som utbyggs. För att avgränsningar skall bli motiverade krävs stora belastningsobjekt. Ju

längre bort dessa objekt ligger desto större krav ställs på storleken. Följande exempel på kombinationer av leveransmängd och avstånd med samma specifika kostnad belyser detta. Exemplet har hämtats från IVA:s rapport.

0,3	miljoner m ³ /år vid	2 km
15	miljoner m ³ /år vid	10 km
1,5	miljarder m ³ /år vid	800 km

Transport av små naturgasmängder över stora avstånd blir sålunda mycket dyr och därför praktiskt omöjlig.

I de flesta länder, där stadsgas haft en utbredd användning, får man genom stadsgasnäten en koncentration av en geografiskt utbredd förbrukning. Via stadsgasnäten kan många mindre belastningsobjekt anslutas till naturgassystemet. I Sverige spelar emellertid stadsgasen numera en ganska obetydlig roll och såsom framgått av kapitel 5 är det endast i de allra största städerna som livskraftiga system finns kvar. Dessa är emellertid för små för att ensamma utgöra tillräcklig belastning för en naturgasledning. I de städer som saknar stadsgasnät kan de utbredda energibelastningarna inte nås direkt med naturgas. Indirekt via fjärrvärmesystem och elkraftsystem kan dock även dessa städer bli av betydelse för naturgasmarknaden.

Då gasledningarna måste dimensioneras

för den högsta lasten under året blir belastningens variation i tiden av stor betydelse för ekonomin. Belastningsobjekt med kortvarig hög förbrukning, speciellt vintertid, lämpar sig mindre väl för naturgas transporterad över stora avstånd. Direkt användning av naturgas för rumsuppvärmning ger i allmänhet för låg utnyttning av ledningssystemets kapacitet. I vattenburna uppvärmningssystem kan dock naturgasen komma in som primär energikälla och få en relativt hög utnyttning, om andra energikällor utnyttjas för att täcka belastningstopparna. Genom ackumulering av varmvatten kan delar av belastningstopparna flyttas från dag- till nattid, vilket i vissa fall ger en jämnare total belastning och därmed höjer utnyttningen av ett ledningssystem (se vidare kapitel 7).

Det är dock ofrånkomligt att en betydande del av värmebelastningens toppar av ekonomiska skäl inte kan täckas med naturgas. Samma förhållande gäller också för vissa kraftverk, som rent tekniskt kan eldas med naturgas men som på grund av den korta årliga drifttiden utgör olämpliga belastningsobjekt, såvida ej speciell prissättning på naturgas för dessa objekt förändrar sättet för deras utnyttning (t. ex. gasturbiner).

För huvuddelarna av ett ledningssystem för naturgas måste utnyttningen vara hög om dess ekonomi skall bli tillfredsställande. Man bör räkna med att söka uppnå en utnyttningstid – vilket beräknas som den årligen transporterade totala gasmängden dividerad med den största mängd som transporteras under en timme – på omkring 6000 timmar. Detta kan uppnås genom taxesytemet och en lämplig sammansättning av abonnenter.

6.2 Oljeprisernas utveckling

Naturgasens möjligheter att komma in på den svenska energimarknaden bestäms i första hand av den relativa prisnivån, nu och i framtiden, för konkurrerande energislag, främst den typ av tjock eldningsolja som i framtiden kommer att utnyttjas i Sverige.

Att prognosera prisutvecklingen för tjock eldningsolja torde vara vanskligare än för de flesta andra produkter. Priset på alla petroleumprodukter tillsammans bestäms bl. a. av så svårbedömda faktorer som storleken på skatter och royalties till de råoljeproducerande länderna, prospekterings- och utvinningskostnader, storleken på de totala råoljetillgångarna, fraktkostnader, raffineringkostnader samt kostnader för marknadsföring och distribution. Till detta kommer att det inte finns något självklart sätt att fördela oljeföretagens kostnader på olika färdigprodukter. Eftersom företagen arbetar i konkurrens med varandra bestäms fördelningen i praktiken av marknadsförhållandena. Teoretiskt kan således ökade kostnader för oljebolagen i ena extremfallet läggas helt på priset för tjock eldningsolja och i det andra helt på en eller flera av övriga produkter. I praktiken kan dock priset på tjock eldningsolja knappast ligga nämnvärt över priset på råolja, eftersom råoljan under speciella omständigheter kan ersätta den tjocka eldningsoljan som bränsle.

Även om det alltså är svårt att förutse prisutvecklingen på eldningsolja, är det troligt att oljebolagen kommer att få vidkännas ökade kostnader i framtiden.

Råoljeprisets utveckling beror i ett långt perspektiv på storleken av världens oljetillgångar. Eftersom dessa inte är obegränsade, kommer råoljepriset liksom även priset på naturgas på tillräckligt lång sikt att stiga, relativt olika substitut, för att efterfrågan skall hållas i balans med de minskande tillgångarna.

De idag *kända* råoljereserverna motsvarar ca 35 års förbrukning vid 1971 års nivå. Med den prognoserade årliga ökningen framöver skulle de räcka i knappt 20 år. De *kända* reserverna är emellertid inte desamma som de *totala*, varför ”20 år” inte har någon reell innebörd när det gäller att bedöma hur snart världens oljetillgångar sinar. ”20 års reserv” kan i stället ses som ett riktmärke för oljeföretagens prospekteringsverksamhet. Man har också under flera decennier legat i närheten av denna nivå för de kända

reservernas storlek. Eftersom den årliga oljeförbrukningen ständigt ökar, innebär detta att det hittills varje år hittats mer olja än vad som förbrukats.

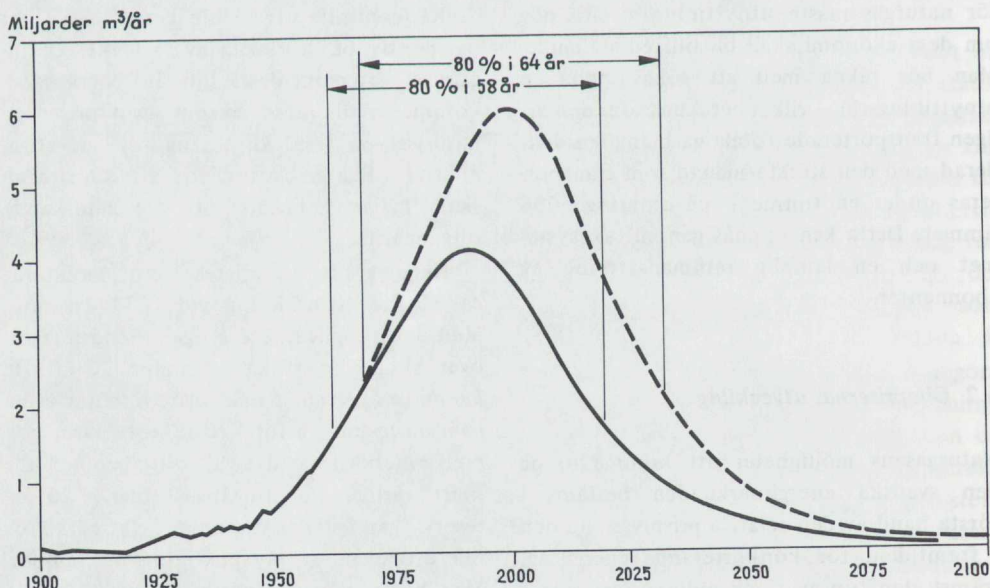
Det finns även uppskattningar av jordens totala oljetillgångar. De har gjorts med rent geologiska utgångspunkter och inkluderar även svåråtkomliga fyndigheter på kontinentalsocklarna m. m. Skiffrar och oljesand är dock inte inräknade. Enligt dessa uppskattningar har jordens totala råoljetillgångar varit mellan 215 och 335 miljarder m^3 . Därav återstår idag ca 90 %. En tänkbar utveckling av den fortsatta årsförbrukningen av dessa tillgångar återfinns i figur 6:1.

Enligt denna skulle ytterligare 80 % av råoljan förbrukas under de närmaste ca 60 åren med en maximal årsförbrukning på 4 å 5 miljarder m^3 per år någon gång mellan år 1990 och 2000. Bedömningen av de totala oljetillgångarnas omfattning påverkas dock av framtida utveckling av prospekteringsteknik och utvinningsmöjligheter på kontinentalsocklarna och under världshaven. De redovisade uppskattningarna kan därför påverkas avsevärt.

Skulle utvecklingen bli den som förutses i figur 6.1, är oljeförbrukningen nu inne i sitt mest expansiva skede. Det är rimligt att antaga att priset, efter att under en längre period ha varit relativt konstant, i detta skede börjar stiga något. Så småningom kan priset väntas stiga snabbare och efter hand bli tillräckligt högt för att årsförbrukningen skall öka allt långsammare och slutligen till och med minska. Det går emellertid inte att dra några kvantitativa slutsatser om oljepriset under de närmaste decennierna ur detta teoretiska resonemang.

För att även få en kvantitativ uppfattning av oljeprisets utveckling har utredningen gjort följande försök till analys och bedömning för de närmaste 10 årens utveckling av de bakom priset liggande kostnadsposterna, nämligen

- skatter och royalties
- prospekterings- och utvinningskostnader
- fraktkostnader
- raffineringkostnader samt
- kostnader för marknadsföring och distribution.



Figur 6:1 Tänkbar utveckling av den årliga råoljeförbrukningen.

6.2.1 Skatter och royalties till de oljeproducerande länderna

Under första halvåret 1971 träffades efter långa och komplicerade förhandlingar en uppgörelse mellan de stora oljebolagen och de råoljeproducerande länderna om ändrade ersättningar till de sistnämnda. Uppgörelsen för tiden fram till år 1975 förutsätter årliga ökningar av dessa ersättningar under perioden. Bestämmelserna härom är olika för råoljor från olika länder.

För råolja från Persiska viken skulle enligt den s. k. Teheranöverenskommelsen ersättningen stiga med ca 2 kronor per m^3 varje första januari fram till den 1 januari 1975. I slutet av år 1971 begärde de oljeproducerande länder som omfattas av överenskommelsen nya förhandlingar med hänvisning till att devalveringen av den amerikanska dollarn lett till en reell minskning av ländernas oljeinkomster. I januari 1972 slöts ett nytt avtal mellan sex av de oljeproducerande länderna i Mellersta Östern och oljebolagen. Detta avtal, som utgör ett tillägg till 1971 års Teheranöverenskommelse, innebär att de belopp som skatteuttagen beräknas på höjs med 8,49 %. Avtalet omfattar även en klausul som medger att dessa belopp revideras varje kvartal.

Då tilläggsavtalet enbart innebär kompensation för effekterna av valutaförändringarna förblir de tidigare överenskomna ersättningarna i stort oförändrade räknat i svenska kronor. Den nämnda klausulen medför dock att det åter blivit mycket vanskligt att överblicka vilka skatter som kommer att tas ut under de närmaste åren. Ännu vanskligare är det givetvis att bedöma vad som kan hända efter den 1 januari 1975. Utvecklingen kommer att påverkas av tillgång och efterfrågan. Nya fyndigheter kommer med all sannolikhet att upptäckas på helt nya platser och kostnaderna för att utvinna olja där kommer att spela en väsentlig roll vid prissättningen.

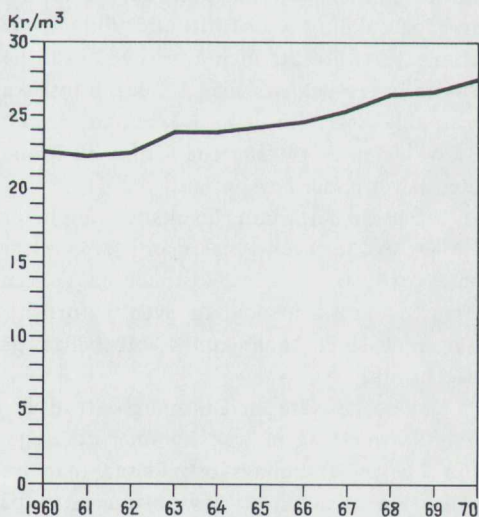
Med hänsyn till dylika faktorer har det bedömts vara mindre troligt att skatter och royalties för råolja från Persiska viken

kommer att stiga lika mycket under andra hälften som under första hälften av 1970-talet. För perioden 1971–1975 skulle Teheranavtalet ge producentländerna en ökning med totalt 11 kronor per m^3 . För perioden 1976–1980 kan alltså ökningen möjligen bedömas bli något mindre. För hela 1970-talet skulle således ökningen bli omkring 20 kronor per m^3 under förutsättning att Teheranavtalet även fortsättningsvis endast justeras med hänsyn till förändringen i de nya valutakurserna.

En motsvarande bedömning, med likartade antaganden, av kostnadsutvecklingen för afrikansk olja pekar på en trolig höjning av 9 kronor per m^3 t. o. m. år 1975 och omkring 15 kronor per m^3 för perioden 1971–1980.

Det har diskuterats om inte den afrikanska oljan på grund av redan nu vikande fraktsatser har kommit att mista en del av sin konkurrenskraft i förhållande till den från Persiska viken. Då den afrikanska råoljan i allmänhet har lägre svavelhalt än den från Persiska viken, torde det dock komma att finnas köpare även för denna olja.

Utvecklingen sedan år 1960 av genomsnittliga utbetalningarna från de stora oljebolagen



Källa: First National City bank, New York

Figur 6:2 De stora oljebolagens betalning för råolja till regeringarna i produktionsländerna på det östra halvklotet.

lagen till de råoljeproducerande länderna framgår av figur 6:2.

Sammanfattningsvis konstateras att råoljepriset från Persiska viken väntas öka fram till år 1975 med minst 11 kronor per m³ och till år 1980 med omkring 20 kronor per m³. Motsvarande siffror för afrikansk olja är 9 kronor per m³ respektive 15 kronor per m³. Säkerheten i bedömningen efter år 1975 är naturligtvis särskilt låg, men inte heller för tiden fram till dess är bedömnings säkerheten nämnvärt hög. Förutom kompensation för valutaförändringarna har oljeländerna nämligen krävt "delaktighet" i oljebolagens verksamhet. Förhandlingar om dessa krav inleddes i början av år 1972. Kravens närmaste innebörd och deras konsekvenser för de framtida råoljepriserna kan ännu inte överblickas.

Slutligen bör framhållas att ändringar av producentländernas in- och utrikespolitiska förhållanden helt kan kullkasta de antaganden som ligger bakom ovanstående bedömning av råoljeprisets utveckling.

6.2.2 Oljepropektering och utvinning

De nu kända råoljereserverna räcker för 20 års förbrukning vid förutsedd ökning av efterfrågan. För att man även 1980 skall ha 20 års reserv behöver man till dess upptäcka nya tillgångar om nära 64 miljarder m³. Större delen av tillgångarna väntas bli funna ute i havet under havsbotten.

Trots att detta innebär ökade svårigheter vid prospekteringen synes man i fackkretsar anse att prospekteringskostnaderna genom främst teknisk utveckling även i fortsättningen i stort skall kunna bibehållas på dagens nivå.

Det torde vara ofrånkomligt att utvinningskostnaderna på sikt kommer att stiga. För olja är utvinningskostnaderna idag tre gånger så höga under havsbotten som på land. De mera svårexploaterade fyndigheterna under havsbotten torde emellertid under den närmaste 10-årsperioden komma att exploateras endast i den mån deras geogra-

fiska belägenhet är sådan, att andra kostnader såsom frakt m. m. påverkas gynnsamt. Ökade utvinningskostnader väntas därför inte få någon större betydelse för oljeprisnivån under perioden – såvida inte politiska störningar tvingar fram ett tidigare utnyttjande av de svårexploaterade fyndigheterna.

6.2.3 Fraktkostnader

Dagspriset för en resa från Persiska viken till Skandinavien med en s. k. supertanker låg i december 1971 på World Scale 85 à 90 %¹). Medelstorleken på tanktonnaget ökar och man kan förutsätta att större delen av råoljetransporterna i fortsättningen kommer att ske med s. k. VLCC (Very Large Crude Carriers, vilket avser tankers om minst 200 000 ton dw).

Tidigare har presenterats uppgifter om att självkostnader för fartyg av VLCC-typ skulle utgöra ca 30–35 % av World Scale. Kostnaderna för att bygga de fartyg, som skulle levereras nu och de närmaste 5–6 åren, kommer emellertid att överstiga de byggnadskostnader, som gäller för de motsvarande fartyg, som nu är i trafik. Konstruktionsvillkoren, stipulerade av försäkringsbolagen, har blivit hårdare. Detta i förening med varvens möjligheter att ta mer betalt för båtarna p. g. a. konjunkturläget har medfört höjda priser. Till de ökade kostnaderna för dessa fartyg kommer också ökade försäkringskostnader. Mot denna bakgrund hävdas nu att självkostnaderna för nya fartyg i dag inte längre utgör 30–35 % utan 60–65 % av World Scale.

Man kan anta att fraktsatserna kommer att stabilisera sig strax över självkostnaden. Eftersom fraktsatserna f. n. utgör 85–90 % av World Scale har man knappast anledning förutsätta ökning av fraktsatserna under de närmaste 5–10 åren. Ökningen av medelstor-

¹ World Scale är en nominell basfraktsats för frakter med tankar om 19 500 ton dw mellan olika lastnings- och lossningshamnar för råolja och raffinerade produkter. World Scale 100 för resa Persiska viken–Skandinavien var vid årsskiftet 1970–1971 10 dollar per ton.

leken på tonnage har också en stabiliserande effekt på fraktmarknaden.

6.2.4 Raffineringskostnader

Anläggningskostnaden för ett raffinaderi har de senaste åren stigit snabbt. Mellan åren 1968 och 1971 var ökningen drygt 50 %. Även driftkostnaderna har ökat. Med en ständig rationalisering och produktivitetsökning kan dock tendensen till ökning i den specifika raffinaderikostnaden i någon mån motverkas. Den ökade kostnadsbelastning för oljeföretagen, som härrör från raffineringen, torde kunna begränsas till 2 kronor per m³ råolja fram t. o. m. år 1975 och till totalt 4 kronor per m³ fram till år 1980.

Krav på avsvavling av tjockoljan kan dock komma att öka raffinaderikostnaden. I vilken utsträckning avsvavling kommer till stånd beror på tillgången på lågsvavlig råolja samt prisrelationerna mellan råolja av olika svavelhalt.

Naturvårdsverkets program beträffande utsläppen av svaveldioxid vars inledande fas nyligen godkänts av regeringen (jfr kapitel 12) innebär att eldningsolja med högre svavelhalt än 1 procent inte skall få användas i Sverige efter år 1980. Hittills har svavelhalten i den eldningsolja, som använts i Sverige, kunnat sänkas enligt tidigare program genom att naturligt lågsvavliga oljor kunnat inhandlas. Knapphet med åtföljande prisstegringar på sådana oljor torde emellertid bli följden av att många länder inför restriktioner i fråga om svavelutsläpp. Avsvavling måste därför tillgripas. Detta torde innebära ökade kostnader under senare delen av 1970-talet. Kostnaderna för avsvavling är ännu inte slutgiltigt klarlagda, eftersom man endast har provdriftnläggningar i funktion. Man har dock i vissa sammanhang brukat räkna med kostnader på mellan 5 och 10 kronor per m³ och procent svavel för reduktion ned till 1 procent svavel. Detta skulle innebära ett pristillägg i storleksordningen 10 kronor per m³. Skulle avsvavlingen drivas längre än ned till 1 procent kvarstående svavelhalt, stiger kostnaderna kraftigt.

6.2.5 Distribution

De anordningar som behövs för att leverera oljeprodukterna till olika kunder måste utökas allt eftersom förbrukningen stiger. Det rör sig företrädesvis om små enheter (t. ex. tankbilar) men genom sitt stora antal representerar de ett ansevärt kapital och påverkar därmed distributionskostnaderna avsevärt.

Även arbetskostnaderna har stor betydelse för distributionskostnaderna. Trots rationaliseringar och produktivitetsökning måste man därför räkna med att distributionskostnaderna kommer att stiga. De kan bedömas öka med omkring 2 kronor per m³ fram t. o. m. år 1975 och med ytterligare 2 kronor per m³ mellan åren 1976 och 1980.

6.2.6 Bedömning av prisutvecklingen för tjock eldningsolja

Till följd av en rad samverkande faktorer, bl. a. brist på tanktonnage, steg priserna på tjock eldningsolja (eldningsolja 4 och 5) under andra halvåret 1970. Enligt en undersökning av pris och kartellnämnden noterades i svensk hamn för några enstaka laster priser på över 100 kronor per m³ för eldningsolja 5. Genom att stora kvantiteter av de tjocka eldningsoljorna importeras på kontrakt på längre perioder och prisnivån under första halvåret var förhållandevis låg, stannade medelimportpriset år 1970 för såväl eldningsolja 4 som 5 vid 70 kronor per m³. Den höga prisnivån låg kvar under de tre första kvartalen av år 1971. För eldningsolja 4 var enligt importstatistiken medelpriset för dessa kvartal 96,25 kronor per m³; motsvarande för eldningsolja 5 var 91 kronor per m³. Tendensen i de enskilda kvartalsnoteringarna var fallande. Större delen av prisökningarna har nu återtagits och i november 1971 kunde man vid köp av hela eller halva

täcka kostnaderna i raffinaderierna, eftersom priset på råolja i Mellersta Östern vid samma tillfälle torde ha varit 35 à 40 kronor per m³ (varav 28 kronor per m³ i royalties) och fraktkostnaderna uppgått till samma belopp.

Situationen belyser vad marknadsförhållandena betyder för det pris, som kan tas ut för olika oljeprodukter. Raffinaderierna har i första hand varit inriktade på att producera bensin, motorbrännolja, tunna eldningsoljor och andra lättare produkter och ett visst överskott har därför funnits på tjock eldningsolja. Med hänsyn till att tjockolja dock kommer att svara för mer än 40 % av de europeiska raffinaderiernas produktion t. o. m. år 1975, är det troligt att även de tjocka eldningsoljorna kommer att behöva bidra till raffineringkostnaderna i framtiden. Detta gäller speciellt om avsvavling av bl. a. dessa produkter måste tillgripas.

Om man antar att de tänkbara kostnadsökningar, som redovisats tidigare, tas ut lika från alla produkter, kan priset på tjock eldningsolja komma att stiga med följande belopp fram till år 1980;

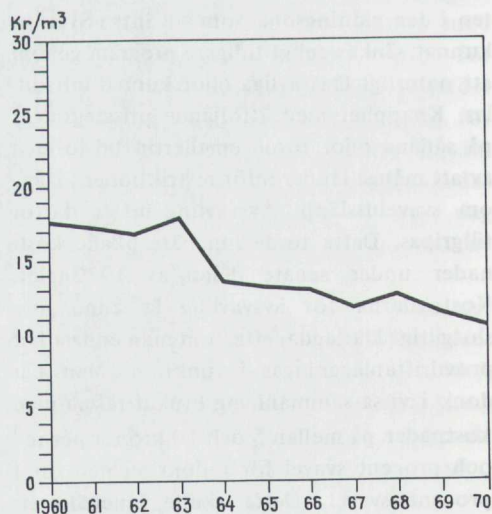
	Ökning till	
	1975	1980
Skatter och royalties (2/3 råolja från Persiska viken och 1/3 från Afrika)	10 kr/m ³	17 kr/m ³
Oljeprospektering och -utvinning	0 "	0 "
Frakter	0 "	0 "
Raffinaderier (inkl. avsvavling)	2 "	14 "
Distribution	2 "	4 "
	14 kr/m ³	35 kr/m ³

Till detta kan möjligen också komma behov av ökade vinster för oljebolagen. Enligt en utredning av Chase Manhattan Bank (återgiven i "Fakta", Svenska Shell juli 1971) skulle de stora oljebolagen tillsammans behöva 1 900 miljarder kronor för investeringar under 1970-talet. Av detta kapitalbehov beräknas 55 % täckas av avskrivningar. Om man antar att högst 20 % av behovet kan lånas, måste 25 % eller strax över 13 kronor per m³ producerade oljeprodukter tas från

vinstmedel. Hittills har oljebolagen i genomsnitt täckt ca 10 % av sitt investeringsbehov med lånemedel. För reinvestering återstod av vinstmedel efter utdelning i genomsnitt 6:50 kronor per m³ år 1970. Bolagens nettovinster för olika år har beräknats av First National City Bank och återges i figur 6:3.

Den grova uppskattning som gjorts här pekar på att importpriserna för tjocka eldningsoljor kan komma att stiga med drygt 15 % fram till år 1975 och med omkring 30 % fram till år 1980 om man utgår från en som rimlig antagen prisnivå på ca 85 kronor per m³ för första delen av år 1972. Om avsvavling måste tillgripas, vilket med största sannolikhet blir nödvändigt för stora kvantiteter av importen, är det tänkbart att prisökningen fram till år 1980 kan uppgå till 40 % eller mer.

Som redan inledningsvis framhållits i detta avsnitt är dock marknadsförhållandena, och därmed priserna för tänkbara ersättningsbränslen såsom kol, råolja och naturgas, av största betydelse för priset på tjock eldningsolja. Även kärnkraftens utveckling torde påverka det. Det kommer därför alltid



Källa: First National City bank, New York

Figur 6:3 De stora oljebolagens nettovinst beräknad på det i rörelsen sysselsatta kapitalet.

att råda vissa relationer mellan priserna på olika energiråvaror och speciellt kommer det att finnas en koppling mellan eldningsoljepris och naturgaspris. De flesta långtidsavtal som slutits om naturgasköp innehåller också indexklausuler, som på något sätt tar hänsyn till prisutvecklingen på tjock eldningsolja.

6.3 Kärnkraftkostnaderna

Oljeeldade värmekraftverk kan normalt anpassas till naturgaseldning och utgör därmed stora och intressanta belastningsobjekt i ett naturgassystem. Eftersom nya sådana kraftverk utgör alternativ till nya kärnkraftverk, kommer kärnkraftens kostnadsutveckling att vara av intresse för naturgasens avsättningsmöjligheter på den svenska energimarknaden. Kärnkraftkostnaderna har dessutom inflytande på energiprisnivån i allmänhet.

Följande redovisning av kärnkraftkostnaderna baseras på utvecklingen för lättvattenreaktorer, som åtminstone i Sverige kan förutsättas dominera till dess brydreaktorer tas i kommersiell drift, vilket väntas under 1980-talets senare del.

Under 1960-talet har kostnadsbedömningar för kärnkraft successivt presenterats. Lägsta anläggningskostnaden angavs i Förenta staterna omkring år 1965 till ca 600 kronor per kW. Motsvarande lägsta svenska bedömningar var 725 kronor per kW enligt Centrala driftledningens studie år 1967.

Aggregatstorleken spelar en betydande roll för anläggningskostnaden. En fördubbling av storleken sänker kostnaden per kW med omkring 20 %. Bortsett från några enheter om 500 à 600 MW kommer storleken 800 à 900 MW att dominera svensk kärnkraftutbyggnad under 1970-talet. De kostnader som diskuteras här gäller den sistnämnda storleken och förutsätter två aggregat per station. Hösten 1971 bedömdes denna kostnad till mellan 1200 och 1400 kronor per kW.

De betydande kostnadsökningarna sedan år 1967 beror av en snabb stegring av lönenivå, höjda materialpriser, förlängda

byggnadstider och strängare miljökrav. De tidigare låga kostnadsangivelserna var dessutom baserade på osäkra underlag. Nu har man ett betydande erfarenhetsunderlag från färdiga anläggningar. Konkurrenssituationen har också förändrats. Den tidigare situationen kännetecknades av att reaktorindustrin gjorde stora ansträngningar för att nå ett genombrott för kärnkraften, medan den nuvarande marknadssituationen ger tillverkarna möjligheter att ta ut högre priser.

Kapitalkostnadernas del av priset för kärnkraftproducerad elenergi blir 1,8 öre per kWh om man räknar med räntefoten 8 %, avskrivningstiden 25 à 30 år och en utnyttningstid på drygt 6 000 timmar per år. Till detta kommer kostnader för drift, underhåll, administration, skatt och försäkringar motsvarande ca 0,3 öre per kWh.

De kostnader som ingår i kärnbränslepriset och deras ungefärliga andelar av detta är följande:

– Uran (med kreditering för plutonium i utbränt bränsle)	12 %
– Anrikning av uranet och omvandling till uranoxid	36 %
– Tillverkning av bränsleelement	24 %
– Upparbetning av utbränt bränsle och lagring av avfall	6 %
– Räntekostnad för bränsle i reaktor m. m.	22 %
	<hr/>
	100 %

Den totala bränslekostnaden uppgår till ca 0,8 öre per kWh. Denna kostnad har hållit sig i stort sett oförändrad under de senaste tio åren.

Sammanlagt kostar således elenergi från kärnkraftverk inemot 3 öre per kWh uttryckt i den prisnivå, som rådde hösten 1971. Av detta är ca 60 % att hänföra till investeringar i kraftverket. Sedan en anläggning uppförts, påverkas inte denna kostnadsdel av allmän kostnadsutveckling.

Anläggningskostnaden för nya kraftverk kan komma att påverkas ogynnsamt – förutom av förändringar i löne- och prisnivå – av eventuellt ytterligare miljökrav, såsom skärpta krav på val av förlägningsplats, utformning av kylsystem och lägre aktivitetsutsläpp.

Stigande aggregatstorlek och rationellare tillverkning och utbyggnad påverkar däremot kostnadsutvecklingen gynnsamt. Rationaliseringsvinsterna uppträder allt eftersom en enhetligare standard i olika avseenden hinner utvecklas och utbud och efterfrågan stabiliseras efter den första tidens snabba uppbyggnad av helt nya resurser inom såväl den tillverkande industrin som hos kraftföretagen. De gynnsamma faktorerna kan väntas uppväga de ogynnsamma och även kompensera en del av den allmänna pris- och löneutvecklingen.

Urankostnaden spelar en underordnad roll för elenergens pris. Bedömning av världens urantillgångar – kända och uppskattade – i olika prisklasser har ställts mot efterfrågan på uran för prognoserade kärnkraftutbyggnader. Priset på uran har därvid bedömts öka mindre än 50 % fram till år 1985. Detta motsvarar en höjning av elenergikostnaden med ca 0,1 öre per kWh. Kostnadsutvecklingen för uranet kan väntas kompenseras av en reduktion i övriga kostnadsposter för bränslet i sådan mån, att kärnbränslepriset, åtminstone räknat i fast penningvärde, inte kommer att stiga fram till år 1985.

På något längre sikt kan kärnkraftkostnaderna komma att sjunka genom tillkomsten av bldreaktorer. Redan innan bldreaktorer kommer i drift kan lättvattenreaktorernas bränslepris påverkas gynnsamt på grund av stigande värde på det i lättvattenreaktorerna producerade plutonium, som behövs för bldreaktorerna.

Hittillsvarande och förväntad kostnadsutveckling för själva kärnkraftverket motsvaras av en i stort sett parallell utveckling för oljeeldade kraftverk. Bränslepriset, som för oljeeldade kraftverk utgör en väsentligt större del av elproduktionskostnaden än för kärnkraftverk, har också ökat kraftigt. Man bedömer nu inom kraftindustrin att priset på tjock eldningsolja under 1970-talet kommer att ligga kanske 50 % högre än det pris på omkring 55 kronor per m^3 , som kraftindustrin enligt 1969 års kostnadsnivå angav som konkurrenspris gentemot kärnkraft.

Detta innebär att utvecklingen gått mot

ökad konkurrenskraft för kärnkraften. Denna utveckling väntas enligt kraftindustrins bedömning fortsätta. Den helt övervägande delen av tillkommande anläggningar med lång årlig utnyttningstid, och därmed större delen av producerad elenergi, skall således tillgodoses med kärnkraft. Oljebaserade kraftverk för grundlast torde endast byggas om det uppstår begränsningar i tillgången på investeringsmedel, om en motsvarande högre ränta tillämpas eller om faktorer vid sidan av de ekonomiska övervägandena, såsom utbyggnadstidens längd för olika kraftslag, gör det nödvändigt att komplettera produktionsresurserna med oljeeldade kraftverk.

För att naturgas skall kunna konkurrera med olja som bränsle i kraftverk, måste den betala de kostnader som föranleds av erforderlig komplettering av utrustningen. Om gas dessutom skall kunna bli aktuell för kontinuerlig utnyttning i tillkommande kraftverk i konkurrens med kärnkraft, måste priset för gasen bli ännu lägre jämfört med motsvarande oljepris. Om gasen måste köpas med längre utnyttningstid än vad som är nödvändigt för kraftsystemets mest ekonomiska drift, krävs ytterligare lägre naturgaspris. Detsamma gäller om gas måste köpas under tider på året eller dygnet då det inte är kraftekoniskt motiverat. Vid bedömning av prisrelationerna måste man emellertid även beakta naturgasens fördelar, i första hand den lägre svavelhalten jämfört med olja, vilket på ett eller annat sätt kan väntas ge utslag till förmån för naturgasen.

De aktuella kostnadstendenserna för kärnkraftverk respektive oljekraftverk motiverar inte någon ändring av planeringen, som alltså har tonvikt på kärnkraft. Eventuella möjligheter att senare få tillgång till naturgas synes inte heller utgöra grund för en ökad satsning nu på kraftverk eldade med fossila bränslen.

Det kan också vara av intresse att bedöma naturgasens konkurrensförmåga hos konsumenterna gentemot elenergi. Därvid måste förutom produktionen i kärnkraftverk även kompletterande produktion samt överföring och distribution beaktas.

Kärnkraftkostnaderna har en dominerande betydelse för den totala elproduktionens prisutveckling. Den kraft, som byggs ut för topp- och reservbehov utgöres av anläggningar eldade med fossila bränslen, t. ex. gasturbiner, samt av kompletteringar i befintliga vattenkraftstationer. En gynnsam kostnadsutveckling för topp- och reservkraft väntas genom tillkomst av s. k. pumpkraftverk och luftmagasin kraftverk.

För elpriset hos konsumenterna spelar även storkraftöverföring och distribution en väsentlig roll. Miljökrav, i synnerhet i och omkring de största tätorterna, verkar höjande på överföringsnätens kostnadsutveckling. Å andra sidan sänker den stigande energikonsumtionen per abonnent i betydande grad den specifika distributionskostnaden, vilket väger förhållandevis tungt. Någon ökning av specifika överförings- och distributionskostnader är därför inte att vänta.

Sammanfattningsvis kan man således räkna med att kostnadsutvecklingen för elenergi även i fortsättningen kommer att bli så gynnsam att pris- och löneökningar delvis kan kompenseras och elenergin kan erbjudas konsumenterna till – räknat i fast penningvärde – sjunkande priser.

6.4 Skatter och avgifter på energi

Skatt började år 1951 tas ut på elektrisk kraft. Särskild energiskatt uttas sedan år 1957 även på övriga energislag med undantag av inhemska fasta bränslen. Energiskatten tas i princip ut som värdeskatt för elektrisk kraft och som styckeskatt för importerade bränslen. Sedan år 1970 är skattesatsen 10 % på elkraft. För eldningsoljor utgör skatten 16 kronor per m³ för tjocka oljor och 25 kronor per m³ för tunna oljor. Skattebefrielse och skattenedsättning förekommer vid viss industriell användning av bränsle och kraft. Mervärdeskatt erläggs inte för energi.

Nuvarande skatter på energi ger ingen vägledning i fråga om behandlingen av naturgas i skattehänseende. Utredningen har därför valt att vid prisjämförelser mellan

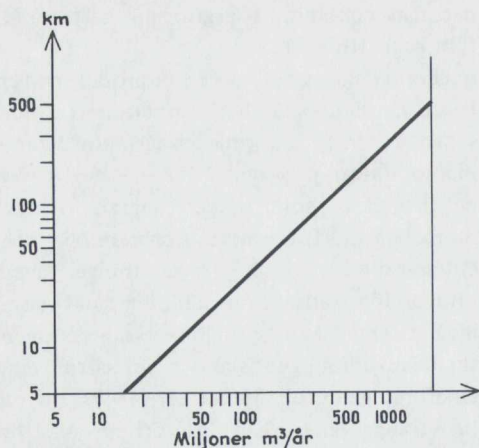
naturgas och andra energiformer helt bortse från beskattningen.

Tvångslagring av olika oljeprodukter för beredskapsändamål har förekommit ända sedan år 1938. Det senaste lagringsprogrammet omfattar perioden 1970–1976. Utöver de produkter som tidigare lagrats – dvs. motorbensin, fotogen, motorbrännolja och eldningsolja – skall i fortsättningen även råvaror för stadsgasframställning samt gasolin ingå i beredskapslagringen. Finansieringen skall huvudsakligen ske via prissättningen. Oljeföretagen tog under år 1970 ut en beredskapsavgift på 4 kronor per m³ för såväl tunna som tjocka eldningsolja. I kapitel 14 redovisar utredningen beredskapsynpunkter på naturgasen. Enligt vad utredningen där framhåller bör man inte räkna med någon väsentlig skillnad i beredskapskostnader mellan oljeprodukter och naturgas.

Utöver nuvarande energiskatt kan det tillkomma särskilda avgifter för miljöpåverkan. Frågan övervägs för närvarande av miljökostnadsutredningen. Vidare har statens naturvårdsverk föreslagit en utredning angående särskilda avgifter för utsläpp av svavel i förbränningsgaser. En avgift på 1000 kronor per ton svavel har angivits vara lämplig. I Förenta staterna har man för avsikt att införa en svavelavgift av just denna storleksordning. Vid en svavelhalt på 1 % i eldningsolja skulle detta medföra en kostnadsbelastning på ca 9 kronor per m³. Då naturgasen kan förutsättas vara helt fri från svavel, kommer en eventuell sådan avgift att höja naturgasens konkurrenskraft med motsvarande belopp.

6.5 Försörjningsområdets geografiska utbredning

Med utgångspunkt i företagsekonomiska bedömningsgrunder kan naturgasen inte göras allmänt tillgänglig i landet. Storstadsregionerna och några andra områden med stora energibehov blir bestämmande för utbyggnad av naturgassystem i Sverige. Ut-



Figur 6: 4 Maximalt överföringsavstånd som funktion av överförd kvantitet vid kostnaden 2 öre/m³.

med sammanbindningsledningarna mellan dessa områden uppstår zoner som kan försörjas med naturgas till måttliga kostnader.

För att en avgrening från huvudledningssystemet skall löna sig, krävs att tillkommande belastning överstiger en viss storlek. Minsta acceptabla storlek ökar med avståndet från huvudledningen. Utredningen har antagit att den tillkommande kostnaden normalt inte får överstiga ca 2 öre per m³. Med utgångspunkt från normalt gällande kostnader för gasledningar erhålls härvid i figur 6:4 angivet samband mellan minsta acceptabla belastning och avstånd från huvudledning.

Kartan i figur 4:2 ger en antydning om var de gynnsammaste belastningsområdena är belägna och vilken sträckning ett huvudledningssystem i grova drag kan tänkas få, om lägsta möjliga specifika kostnader skall erhållas.

Tre stora potentiella belastningsområden finns som väntat kring Stockholm, Göteborg och Malmö. Därutöver kan urskiljas ett antal områden med sådan tyngd att de bör påverka huvudledningssystemets sträckning. Bland dessa bör framhållas

1. Oxelösund – Norrköping – Linköping

2. Västerås – Köping – Fagersta – Avesta
3. Gävle – Falun
4. Örebro – Karlskoga – Karlstad – Säffle
5. Trollhättan – Uddevalla – Stenungsund

En del spridda belastningsobjekt är av sådan storlek, att även de kan väntas påverka huvudsystemet. Till dessa objekt får först och främst räknas värmekraftverket i Karlshamn och ett eventuellt värmekraftverk norr om Strömstad. Andra orter med enstaka större belastningsobjekt som ligger utanför de angivna områdena utgör Uppsala, Hallstavik, Borås och Skövde.

Stora områden inom Svealand och Götaland torde inte kunna anslutas till ett naturgassystem på grund av att de möjliga avsättningarna är alltför små för att kunna bära överföringskostnaderna. Förutom Gotland och Öland torde stora delar av Småland och Blekinge falla bort. Av Dalarna och Värmland kan enbart de södra delarna tänkas ligga inom ekonomiskt räckhåll. Mellersta och norra Norrland kan ej heller tillföras gas med utgångspunkt från företagsekonomiska bedömningsgrunder och med de förutsättningar för inmatning av gasen, som nu kan förutses.

6.6 Speciella användningsområden

Den möjliga marknaden för naturgas måste bedömas med ledning av uppgifter över förväntad användning av främst tjocka eldningsolja hos landets större energikonsumenter. I flertalet fall innebär detta att naturgasen skulle komma att utnyttjas huvudsakligen som pannbränsle utan speciella krav på kvaliteten. En förutsättning för att naturgasen skall kunna erövra angiven andel av energimarknaden är därför att den inom aktuella geografiska områden kan säljas till priser, som gör den konkurrenskraftig mot normalt utnyttjade eldningsolja. Naturgasen kan emellertid även räkna med speciella användningsområden, där eldningsolja inte kan utnyttjas eller ger väsentliga nackdelar. I sådana fall bör ett högre pris kunna tas ut.

Därigenom skulle naturgassystemets ekonomi kunna förbättras.

Uppvärmning, torkning, smältning etc. kräver ofta en lätthanterlig värmekälla. För dessa ändamål används därför ofta gasformiga bränslen. Gasolen har i snabbt ökad omfattning kommit till användning för sådana ändamål och kan med fördel ersättas av naturgas. Inom keramik-, glas- och cementindustri utnyttjas bränsle i ugnar med direkt kontakt mellan gods och förbränningsgaser. Naturgasen är under sådana förhållanden ett förmånligt bränsle och kan ge väsentliga förbättringar av produktkvaliteten.

Inom den metallurgiska industrin har utvecklingen gått mot en ökad användning av tunna eldningsoljor med låg svavelhalt, gasol och elenergi. Det föreligger goda förutsättningar för att ersätta dessa med naturgas, speciellt som bränsle i ugnar för göt, för värmning, för valsnings- och smidesämnen samt i värmebehandlingsugnar. Vid framställning av råjärn utnyttjas koks både som reduktionsmedel och som huvudsaklig energikälla. Injektion av bränslen tillsammans med syrgas utnyttjas för att minska den specifika koksförbrukningen per ton råjärn. Naturgas kan härvid utnyttjas som alternativt bränsle. Den nuvarande koksförbrukningen för sådana ändamål uppgår i Sverige till ca 1,25 miljoner ton per år. Detta motsvarar i denna speciella användning, om kokset helt ersätts med naturgas, 1 miljard m³ naturgas. Med hänsyn till att betydande investeringar skulle krävas inom järnindustrin och till att en stor del av koksförbrukningen ligger i Luleå, är det dock bara en liten del koks som kan tänkas bli ersatt.

Tillgång till billig naturgas kan göra andra alternativ än tillverkning av tackjärn i stora kapitalkrävande masugnar fördelaktiga. Produktion av järnsvamp och tackjärnstillverkning i mindre enheter genom s. k. smältreduktion är möjliga utvecklingslinjer. Omställning till denna teknik kan dock inte ske snabbt, varför denna typ av belastning inte är aktuell under ett naturgassystems uppbyggnadsskede.

I flera länder förbrukas naturgas i betydande omfattning inom den kemiska industrin. Härvid omvandlas som regel huvudbeståndsdelen metan till syntesgas, en blandning av väte och koldioxid. Fördelarna med att använda naturgas i stället för den vanliga råvaran, olika oljefraktioner, vid syntesgastillverkningen är att lägre såväl kapital- som driftkostnader kan uppnås. I Sverige skulle i första hand framställning av ammoniak och metanol kunna medföra en ökad avsättning av naturgas. Hela den nuvarande svenska förbrukningen av dessa produkter motsvarar dock inte mer än 0,35 miljarder m³ naturgas per år.

Ett viktigt potentiellt användningsområde, som skulle kunna bredda marknaden för naturgas, är framställning av vätgas för avsvavlingsprocesser inom raffinaderier. Även inom den petrokemiska industrin kan vissa typer av naturgas utgöra råvara. Den nuvarande svenska petrokemiska industrin baseras dock på en lätt oljefraktion – nafta – som råvara.

I de länder, där naturgassystem har utvecklats, har nya användningsområden för naturgas efter hand kommit fram. Även i Sverige borde man kunna räkna med en sådan utveckling. Med nuvarande bedömning kan de fördelar som detta skulle kunna innebära dock inte tillmätas avgörande betydelse vid ett ställningstagande till införandet av naturgas.

6.7 Sammanfattande bedömning av möjlig marknad

Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA) har i samarbete med utredningen genomfört en grundlig kartläggning av de tekniska förutsättningarna för introduktion av naturgas i Sverige. Denna undersökning innebar även en inventering av möjlig naturgaskonsumtion i Sverige. Undersökningen visar att naturgasens väsentliga avsättningsområde är som värmekälla för lokaluppvärmning och för industriella processer inklusive kraftverk, där gasen skulle komma att ersätta eldningsoljor-

na. Förutsättningen för att skapa en naturgasmarknad i Sverige bedömdes därför i IVA-rapporten vara att priset för naturgas inte nämnvärt överstiger priset på eldningsolja.

Utredningen har inte funnit anledning att gå ifrån IVA-rapporten på denna väsentliga punkt. För att bedöma storleken av en svensk naturgasmarknad har utredningen därför i första hand sökt klarlägga utvecklingen av bränsleförbrukningen hos storindustrin, värme- och kraftvärmeverk samt kraftverk.

Det pris för naturgasen, som konsumenterna med hänsyn till priserna på konkurrerande energislag kan vara beredda att betala, kommer att ge ett relativt litet utrymme för att täcka naturgasens överförings- och distributionskostnader. Avsättningsområdena blir därför, som tidigare framhållits, starkt begränsade och måste ligga nära de huvudledningarna, som fordras för att knyta samman de största belastningsområdena.

Huvudledningarnas utbredning blir beroende av var naturgasen kommer att matas in. Olika inmatningspunkter kan därför komma att ge olika avsättningsområden. De områden, som kan falla bort eller komma till i olika alternativ, kan dock väntas få en liten inverkan på den möjliga totala marknaden. Storleken på möjlig total avsättning torde därför variera obetydligt vid olika inmatningspunkter. Det bör således vara tillräckligt att göra beräkningar för *ett* inmatningsalternativ för att bedöma den möjliga marknadens storlek. Med hänsyn till redan tillgängligt material har utredningen valt att bland tänkbara alternativ räkna med inmatning i trakten av Öregrund.

Den tid som behövs för att ta ställning till naturgasköp och till utbyggnad av ett rörledningssystem gör att det är energimarknaden i slutet av 1970-talet som i första hand är av intresse. Storindustrins och värmeverkens förbrukningsuppgifter för år 1975 har därför lagts till grund för marknadsbedömningen. För kraftverkens del har hänsyn tagits till den möjliga förbrukningen år 1980. Därigenom kommer de väsentliga nytillskotten av

oljeeldade kondenskraftverk i slutet av 1970-talet med i bilden. Kraftverkens förbrukningsvärden avser den förbrukning, som erhålls under ett s. k. medelår för kraftindustrin. Gasverken i Stockholm, Göteborg och Malmö antas övergå till naturgasleveranser i sina stadsgasnät. Genom att naturgasens energiinnehåll är ungefär dubbelt så stort som stadsgasens innebär detta antagande att man får utrymme för en fördubbling av de lokala marknaderna.

Marknadsbedömningen avser rörtransporterad naturgas. Det synes för närvarande eller inom överskådlig tid inte föreligga ekonomiska förutsättningar för någon nämnvärd marknad för flytande naturgas (LNG), varken som alternativ till den rörtransporterade gasen eller som komplement för att nå belastningsobjekt utanför det område som bedömts möjligt att nå med rörtransport. LNG kan därför väntas bli utnyttjad endast för mycket speciella ändamål i vårt land och som eventuellt komplement i rörtransport-systemet för att tillgodose de högsta belastningsstopparna.

Vid beräkningen av den möjliga marknaden har utredningen sorterat bort de objekt, som kan väntas få högre kostnader för anslutning till ett huvudledningssystem än ca 2 öre per m³. Återstående objekt har förts samman till ett antal huvudorter, som bedömts bli bestämmande för ledningsdragningen. Huvudorter och avsättningen till de olika förbrukningsgrupperna har angivits i tabell 6:1.

Den totalt möjliga avsättningen blir under angivna förutsättningar följande:

	Miljarder m ³ /år
Storindustri	3,34
Värmeverk	3,00
Kraftverk	5,60
Gasverk	0,27
Totalt	12,21

Största delen av avsättningen sker inom landets storstadsregioner samt inom några koncentrerade industriregioner. Av den möjliga avsättningen faller 49 % på huvudorter

Tabell 6:1 Bedömd total möjlig avsättning av naturgas i slutet av 1970-talet (Ortsnumreringen hänför sig till karta figur 8:1)

Nr	Huvudort Namn	Avsättning i miljoner m ³ /år			
		Storindustri	Värmeverk	Kraftverk	Gasverk
1	Gävle	310	50	90	—
2	Falun	240	20	—	—
3	Hallstavik	170	—	—	—
4	Uppsala	—	320	—	—
5	Stockholm	—	590	50	160
6	Södertälje	30	30	—	—
7	Nynäshamn	60	—	—	—
8	Oxelösund	190	—	100	—
9	Marviken	—	—	1 300	—
10	Norrköping	280	150	150	10
11	Linköping	10	180	—	—
12	Västerås	60	300	—	—
13	Köping	90	20	—	—
14	Fagersta	100	—	—	—
15	Avesta	90	—	—	—
16	Örebro	—	170	—	10
17	Karlskoga	150	—	—	—
18	Karlstad	250	10	—	—
19	Säffle	190	—	—	—
20	Strömstad	—	—	930	—
21	Trollhättan/Uddevalla	120	20	—	—
22	Stenungsund	90	—	550	—
23	Göteborg	140	500	—	50
24	Borås	20	70	10	—
25	Varberg	60	—	160	—
26	Halmstad	30	—	—	—
27	Markaryd	80	—	—	—
28	Karlshamn	130	—	1 920	—
29	Åstorp	150	—	—	—
30	Helsingborg	70	120	—	10
31	Malmö	230	450	340	30
Summa		3 340	3 000	5 600	270

Total avsättning: 3340+3000+5600+270 = 12210 miljoner m³/år.

belägna utmed västkusten och i den sydligaste delen av landet.

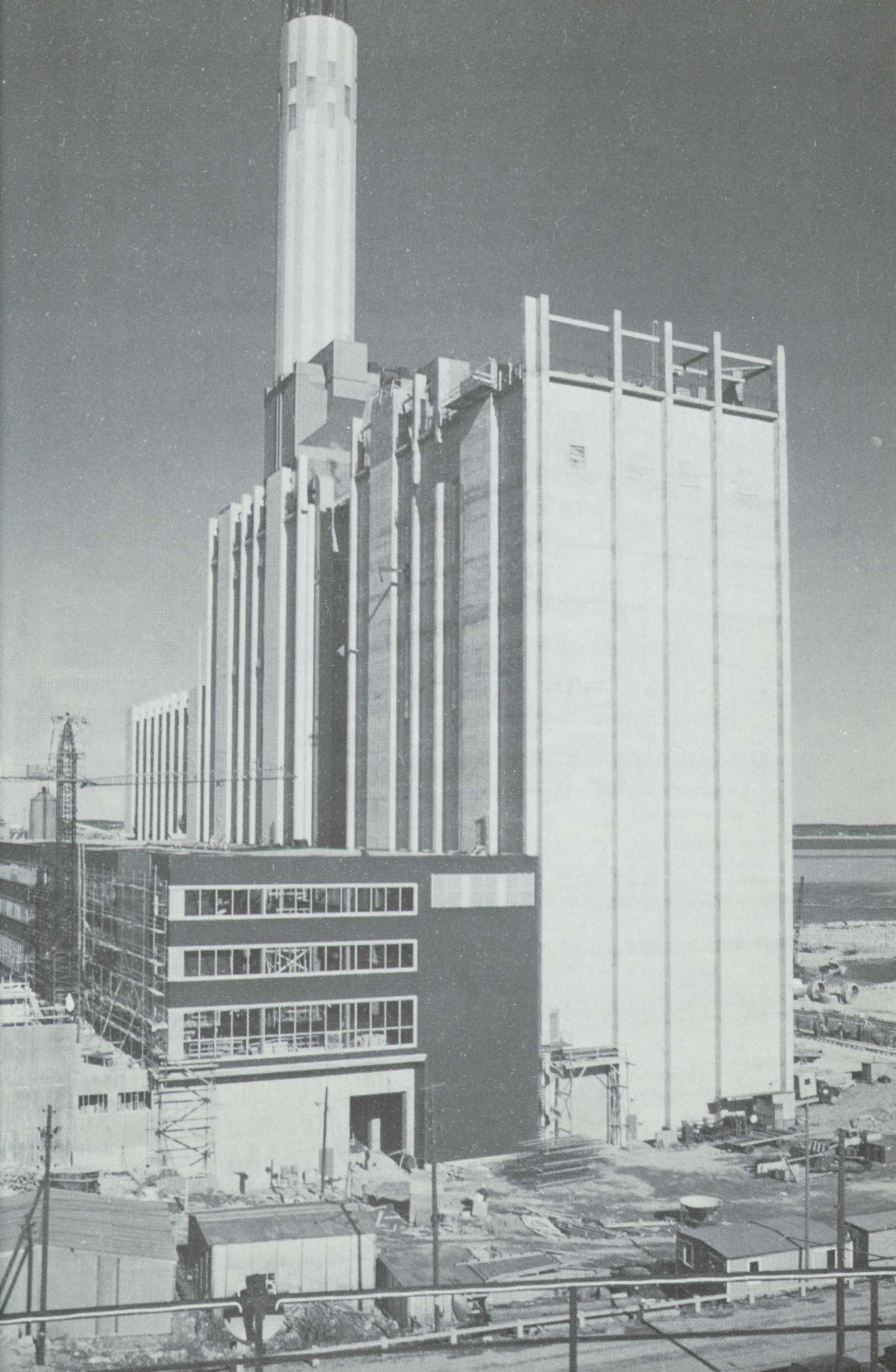
I det genomräknade huvudledningsalternativet har antagits en fullständig anslutning av de kartlagda belastningsobjekt, som ligger inom ekonomiskt räckhåll från huvudledningssystemet. I praktiken kommer många av dessa att helt eller delvis falla bort av skäl som gasleverantören inte kan påverka. En reducering av den framräknade marknaden skulle av den anledningen vara motiverad. Samtidigt finns emellertid andra faktorer som verkar höjande på den möjliga marknaden. Storindustrins och värmeverkens bränsleförbrukning väntas under perioden 1975–1980 öka med inte mindre än 35 %. Därtill kommer att många mindre förbrukare, som ligger i närheten av de större

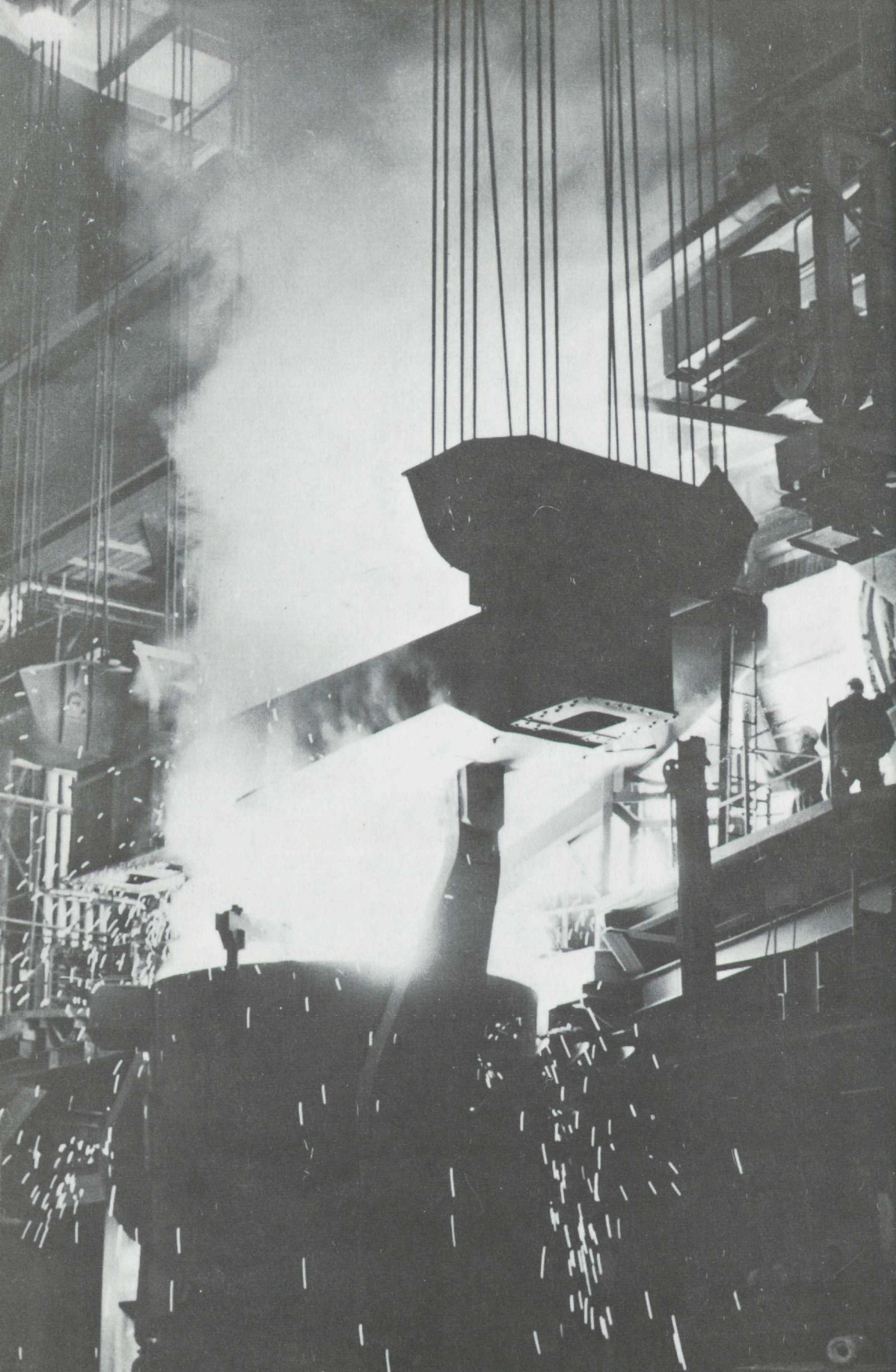
förbrukarna, kommer att kunna anslutas till naturgassystemet. Vidare kan man vänta att speciella användningsområden för naturgas kommer fram när ett naturgassystem blivit utbyggt. Utredningen har med hänsyn till detta antagit att det troliga bortfallet av vissa större kända belastningsobjekt kompenseras av de marginaler för tillväxt, som finns.

Den framtagna möjliga avsättningen stämmer i vissa delar mycket väl med de värden, som IVA:s naturgaskommitté redovisat i sin rapport, liksom med preliminära resultat från en enkätundersökning som utförs av Svenska gasföreningen. Beträffande kraftverk räknade IVA med att dessa huvudsakligen skulle utnyttjas för tillfälliga leveranser för att förbättra systemets utnyttjningstid främst under de år, då marknaden byggs

upp. Enligt utredningens uppfattning bör värmekraftverk ha möjligheter att liksom flertalet stora industriförbrukare utnyttja naturgas kontinuerligt om prissättningen blir tillräckligt låg. Därigenom skulle de kunna väsentligt öka avsättningen av naturgas. Vad gasverken beträffar har utredningen, men inte IVA, räknat med en fördubbling av detaljleveranserna.

Den angivna totalt möjliga avsättningen av naturgas kan endast uppnås om naturgasen tillhandahålls till priser, som är förmånliga i förhållande till priserna på eldningsolja. Vid en med hänsyn till energiinnehållet likvärdig prissättning måste man räkna med en begränsning av marknaden för naturgas. Tekniska omställningsproblem vid övergång till nytt bränsle, energibehovens tidsvariationer, svårigheter att teckna bindande långtidsavtal för energiköp samt aktuella strukturrationaliseringar är exempel på faktorer som kan minska efterfrågan. Utredningen har mot denna bakgrund ansett det sannolikt att *den möjliga naturgasavsättningen* inom det aktuella geografiska området *under slutet av 1970-talet* kommer att uppgå till *omkring 8 miljarder m³ per år*. Detta motsvarar ca 10 % av den totala svenska energimarknaden år 1980. Ungefär hälften av detta faller på Mellansverige och hälften på Väst- och Sydsverige. Denna uppskattning av den sannolika avsättningsmarknaden för naturgas vid slutet av 1970-talet stämmer väl överens med de preliminära resultaten, som Svenska gasföreningen kommit fram till i sin ovan berörda, mera detaljerade enkätundersökning.





7.1 System för belastningsutjämning

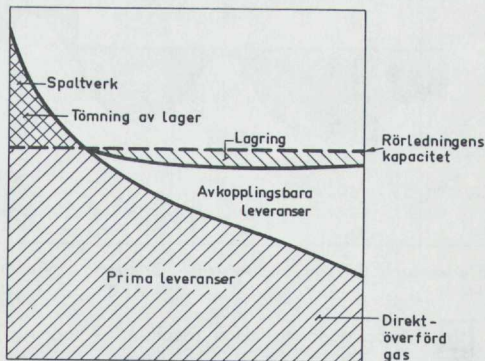
De allra flesta gaskonsumenter har en förbrukning som varierar med tiden. En stor del av gasen utnyttjas för uppvärmningsändamål, vilket medför kraftiga belastningstoppar under den kalla årstiden. Under sommarens semesterperiod upphör en stor del av industriförbrukningen, vilket ger en avsevärd belastningssvacka. Till detta kommer belastningsvariationer av mer kortvarig natur under dygnets timmar och under veckans dagar. Genom att förbrukarna är många och av olika slag, varigenom belastningstopparna inte sammanfaller i tiden, får man automatiskt en viss belastningsutjämning, sammanlagring. Kvarstående variationer blir dock betydande. Om inte särskilda åtgärder vidtas kommer förhållandet mellan högsta och lägsta last i systemet sannolikt att överstiga 4 till 1. Med sådana belastningsvariationer skulle utnyttjningen av huvudledningarnas transportkapacitet bli låg och resultera i alltför höga överföringskostnader.

Genom lämplig utformning av tarifferna för leverans av naturgas kan man dock i viss utsträckning styra konsumenternas sammansättning liksom deras individuella uttag. Därigenom bör det gå att få en godtagbar utnyttjning av naturgassystemets viktigare delar.

Gynnsamma belastningsförhållanden kan åstadkommas genom tillfälliga leveranser

under systemets låglasttid och bortkoppling av en del belastningar under toppplastid. Utomlands har man i första hand avtalat med kraftindustrin om avkopplingsbara leveranser för att ge behövlig belastningsutjämning. I ett optimalt gasförsörjningssystem kan det emellertid även krävas lagring av gas liksom lokal produktion under toppplastid.

En schematisk lösning för belastningsutjämning i ett naturgassystem anges i figur 7:1. Belastningen under året beskrivs av en varaktighetskurva. Genom lagring och avtalade avkopplingsbara leveranser är det, som figuren visar, teoretiskt möjligt att få full utnyttjning av överföringssystemets kapacitet. Det tar emellertid några år innan naturgassystem uppnår de belastningsförhållanden som eftersträvas. Under uppbyggnadsskedet ändras efter hand de krav som



Figur 7:1 Belastningsförhållanden i ett naturgassystem.

ställs på belastningsutjämnande åtgärder. Ett typexempel på utveckling av en naturgasmarknad anges i figur 7:2.

Lagring av naturgas kan fylla flera ändamål. Väsentligt är att belastningsfaktorn för överföringssystemets huvuddelar förbättras samtidigt som leveransförmågan lokalt höjs under toppplastid. Genom lagringen förbättras också beredskapen mot störningar i tillförseln.

I de fall då lagring sker av kondenserad naturgas – LNG – kan denna även utnyttjas för leveranser i områden dit ledningssystem ännu inte kunnat byggas ut på grund av för svagt marknadsunderlag. Transporten av LNG sker då med specialbyggda tankvagnar.

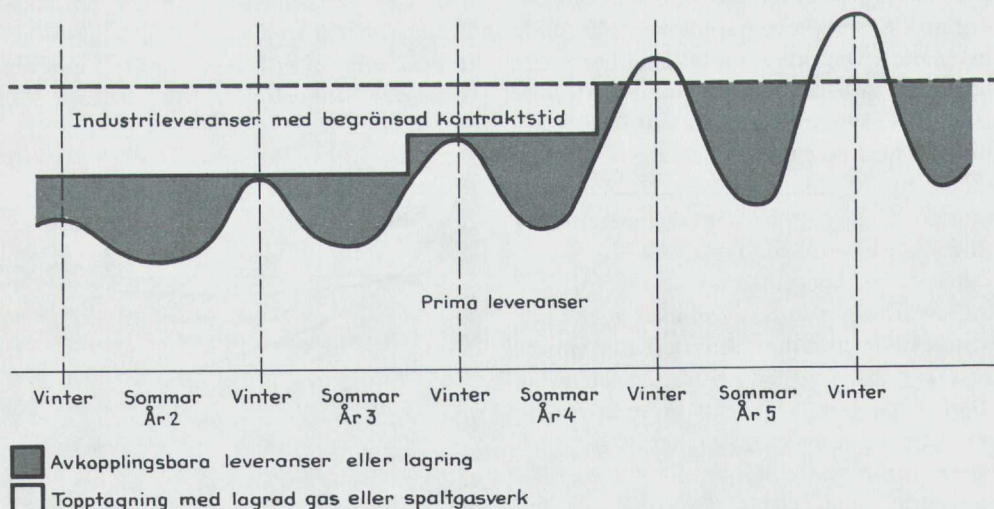
Om speciellt gynnsamma förutsättningar finns för lagring av naturgas, skulle även beredskapslagring för mer långvariga avbrott i tillförseln kunna komma i fråga. Beredskapssynpunkterna redovisas närmare i kapitel 13.

7.2 Lagringsformer

Olika system för lagring av naturgas har ingående behandlats i IVA:s rapport "Naturgas – energibärare och råvara". Här lämnas därför endast en sammanfattande beskrivning av systemen.

Naturgas lagras antingen direkt som gas eller kondenserad som vätska vid mycket låg temperatur. Lagring i stor skala i gasform kan komma i fråga endast i mycket stora, geologiskt bildade, reservoarer i underjorden, vilket förutsättningsvis – något oegentligt – benämns "geologisk lagring". Metoden har med framgång använts under många år. Hundratals reservoarer av detta slag utnyttjas nu i såväl Förenta staterna och Sovjetunionen som Västeuropa för lagring av naturgas. I många fall har redan tömda olje- och gasfält utnyttjats. I andra fall, vilka är av större intresse med hänsyn till Sveriges geologiska förhållanden, har vattenfyllda reservoarer i berggrunden kommit till användning. När gasen pumpas ned i dessa, bildas "bubblor" kring injektionsstället, vilka ersätter det ursprungliga vattnet. Det vattenbärande berglagret bör ha en domliknande struktur med avstängning åt alla sidor. Berglagret ovanför reservoaren måste bestå av ett mycket tjockt fullständigt tätt skikt.

Lagring av naturgas i vätskeform, LNG-lagring, är dock en mer allmänt använd metod än den geologiska lagringen. För LNG-lagring krävs särskilda anläggningar. I dessa sker kylning och kondensering av inkommande gas, lagring av gasen i lämpliga behållare vid låg temperatur samt uppvärmning vid leverans.



Figur 7:2 Typisk utveckling av ett naturgassystem.

Naturgas kan inte bringas att kondensera genom höjning av trycket utan måste kylas ned till $-161,5^{\circ}\text{C}$ för att övergå i LNG. Materialet som kommer i kontakt med gasen måste således tåla mycket låga temperaturer. Lagring av LNG i berg kan inte komma i fråga med hänsyn till risken för sprickbildning.

Den kondenserade gasen förvaras vanligen i cylindriska behållare av stål med dubbla väggar och värmeisolerande skikt. Behållare av förspänd betong har emellertid kommit till användning i ökad utsträckning. Stora lagringsutrymmen har på flera håll också åstadkommit genom att oinklädda hål i marken täckts med ett gastätt tak.

Naturgassystemet i Storbritannien, som beräknas komma att distribuera ca 40 miljarder $\text{m}^3/\text{år}$, kan tas som exempel för att belysa hur lagringsproblemen kan lösas. För närvarande är förbrukningen under den "tyngsta" vinterveckan 2,5 gånger större än under den "lätteste" sommarveckan. Skillnaden kommer att öka genom en snabb ökning av leveranser för rumsuppvärmning. Fastän avståndet till källorna i Nordsjön är relativt kort har man inte funnit det vara ekonomiskt motiverat att bygga ut rörledningarna till sådana dimensioner, att man genom dem kan täcka topplaten med uttag direkt från källorna. Investeringarna skulle bli alltför stora. Istället har man valt att lagra gas i stor skala under sommaren för senare användning under vintern. Dessutom har man mindre lagringssystem för utjämning av belastningsvariationerna under veckan och dygnet. För säsongutjämningen har man beräknat att sex utrymmen för geologisk lagring på vardera ca 500 miljoner m^3 skulle erfordras. Det är emellertid ont om lämpliga bergformationer och man har hitintills funnit enbart två strukturer värda fortsatt projektering.

Lagring av kondenserad gas kommer därför att få stor betydelse i Storbritannien. Man har sedan år 1965 ett avtal om köp av kondenserad gas från Algeriet. Man satsar även på kondensering av Nordsjögas i anläggningar placerade i strategiska punkter i systemet. Hittills har två LNG-lagringsanlägg-

ningar tagits i drift. I mottagningshamnen för kondenserad gas, Canvey, har man en lagringskapacitet på 110 000 ton fördelad på 8 ovanjordscisterner och 4 frysta hål i marken. Räknat efter förgasning motsvarar lagringskapaciteten totalt 140 miljoner m^3 . Centralt i landet har en lagringsanläggning uppförts för 5000 ton, motsvarande 7 miljoner m^3 gas. Dit förs kondenserad gas från Canvey genom landsvägstransport med 16-tons isolerade tankbilar. I Skottland vid den nordligaste änden av systemet håller en anläggning för 20 000 ton på att byggas ut. Den tillhörande kondenseringsanläggningen kan fylla hela tanken på 220 dagar.

Frågan om lagring av kondenserad gas på liknande sätt kan inpassas i ett svenskt naturgassystem kan inte besvaras förrän systemets allmänna uppbyggnad och belastningens karaktär har kunnat fastställas. Kostnaderna enbart för lagring av kondenserad gas är betydande. Anläggningskostnaderna kan grovt uppskattas till 300 à 400 kronor per m^3 utrymme för sådan gas. Därtill kommer kostnaderna för kondensering och förgasning som sammanlagda är högre än kostnaden för lagring.

Utredningen har inhämtat följande uppgifter om de ungefärliga anläggningskostnaderna för en LNG-lagringsanläggning, som nyligen uppförts i Tyskland:

kondensations- utrustningen	7,5 miljoner kronor
förgasnings- utrustningen	3,8 "
lagringstanken	11,2 "

I anläggningen kan 70 ton LNG produceras per dygn och 1 100 ton LNG förgasas till naturgas per dygn. Tankens lagringskapacitet är 15 000 ton LNG, vilket betyder att den kan tömmas på 14 dygn. Utöver ovan angivna kostnader för anläggningen har man haft utgifter på 4,5 miljoner kronor för rivning av bebyggelse – anläggningen ligger 150 m från närmaste bostadshus.

Enligt utredningens bedömning kan lagring av kondenserad gas inte medföra någon

avsevärd kostnadsbesparing för ett svenskt naturgassystem. Det är dock troligt att det vid import av naturgas går att få den inköpta gasen till ett gynnsammare pris om uttaget från leverantören blir förhållandevis konstant under året (hög belastningsfaktor), eftersom leverantören därigenom sannolikt får bättre utnyttjning av sina anläggningar. Om detta skulle vara fallet, höjs givetvis värdet av lagring i ett eventuellt svenskt naturgassystem.

Skulle det genom utvecklingen av LNG-handeln, som beskrivits i avsnitt 3.5.1, så småningom bli aktuellt även för Sverige med import av LNG, blir det naturligtvis nödvändigt med viss kapacitet för LNG-lagring i landet.

7.3 Förutsättningar för s. k. geologisk lagring i Sverige

Utredningen har från Sveriges Geologiska Undersökning (SGU) inhämtat uppgifter om grundläggande förutsättningar för "geologisk lagring" i Sverige. Vattenfyllda reservoarer i berggrunden — akviferer — finns i de sedimentförande områdena i landet. De akviferer, som förekommer i sedimentområdena i Västergötland, Östergötland, Närke, Siljansområdet och på Öland, ligger alltför nära jordytan och uppfyller inte de krav på täthet, som fordras vid lagring av naturgas. En akvifer som ligger grundare än omkring 400 m under markytan kan i allmänhet inte förväntas ha fullgod tätning uppåt.

De geologiska förhållandena på Gotland tyder på att där finns goda förutsättningar för naturgaslagring. Avståndet till ett naturgassystem på fastlandet är dock för stort för att Gotland skulle vara intressant från lagringssynpunkt.

Inom södra och västra delen av Vätternbassängen finns lager av vattenförande sandsten. Man har ingen information om lager som ligger djupare än ca 200 m, varför det inte är uteslutet att akviferer uppträder på större djup och i för naturgaslagring lämplig strukturell miljö.

Möjligheterna att i vårt land finna geologiska formationer, som lämpar sig för naturgaslagring, är avgjort störst i Skåne (se också avsnitt 3.2.2). Där finns inom den sedimentära lagerföljden reservoarbergarter på flera nivåer, som i gynnsamma geologiska lägen och under förutsättning att de inte innehåller gas eller olja, skulle kunna utnyttjas för lagringsändamål. De uppträder på varierande djup inom triangeln Ystad — Trelleborg — Landskrona. Den tjocklek, som vissa av de porösa berglagren uppvisar i utförda borrhningar, tyder även på att de volymmässiga förutsättningarna finns. Skåne erbjuder sålunda betydligt fler geologiska alternativ än Gotland och Vätternbassängen och har även fördelen att ligga långt framme i Oljeprospektering AB:s (OPAB) pågående arbetsprogram.

SGU har meddelat att man för närvarande saknar möjlighet att göra någon uppskattning av kostnaderna för ett prospekteringsprogram inriktat på geologisk lagring av naturgas. Man har samtidigt understrukit de risker för förorening av grundvattenreservoarer som kan föreligga vid geologisk lagring av naturgas. Se vidare avsnitt 12.1.6 och kapitel 13.

SGU har framhållit att det är rationellt att man vid utvärderingen av de geofysiska och geologiska resultaten från OPAB:s kolvättesprospektering även bedömer möjligheterna för geologisk lagring. Utredningen har därför bett SGU ta kontakt med OPAB. Det har därvid visat sig, att de data som hittills erhållits vid prospekteringen inte kan ge en så detaljerad bild av de geologiska förhållandena, att några specifikationer kan ges om lämpliga lagringsobjekt. Borrprogrammet bör slutföras innan något uttalande görs om möjligheterna till lagring. Redan nu kan dock sägas, att den s. k. cenomansanden, som är mycket vidsträckt, har en för lagring lämplig porositet. Den ligger ej heller djupare än att det på flera ställen går att utföra en lönsam nedpumpning av naturgas. Informationen om de ovanliggande bergarternas tätande förmåga är emellertid ännu inte tillräcklig.

7.4 Andra åtgärder för belastningsutjämning

Belastningsutjämning kan åstadkommas även med andra åtgärder än lagring av naturgas (figur 7:1 och 7:2). En sådan åtgärd är att i vissa leveransavtal ha med villkor om leveransberäkningar. Sådana begränsningar kan avse vissa fastställda tider eller generell rätt till avkoppling med viss förvarningstid. Konsumenten behöver i sådana fall ha anordningar för att kunna elda med både olja och gas.

Flertalet stora lastningsobjekt kan väntas utgöra ångpannor med goda möjligheter till växelvis användning av olja och gas. En under vissa tider avkopplingsbar gasleverans innebär för dessa objekt inte något större kostnadsökning för konsumenten under förutsättning att priserna för olja och gas är likvärdiga och driften kan hållas relativt kontinuerlig. Den prisreducering, som erfordras för att dessa konsumenter skall acceptera avkopplingsbara leveranser, kan därför antas vara liten i förhållande till de normala leveransvillkoren. En nackdel med avkopplingsbara leveranser är dock att avkopplingar kan bli aktuella då användning av naturgas vore att föredra från miljövardssynpunkt. Detta skulle exempelvis kunna gälla leveranser till kommunala kraftvärmeverk under vinterdagar med ogynnsamma väderleksförhållanden.

Ångpannor och hetvattenpannor som från början är byggda enbart för oljeeldning och som senare kompletteras för gaseldning kommer i flertalet fall att vid enbart gaseldning få den maximala effekten något reducerad. Effektbortfallet är helt beroende av pannans konstruktion och kan normalt för större pannor uppskattas till 10 à 20 %, medan det för små hetvattenpannor är väsentligt mindre. Om pannans hela effekt behöver utnyttjas måste olja tillsättas i viss utsträckning samtidigt som gasförbrukningen måste minskas. Med stor sannolikhet kommer behoven av full panneffekt att uppstå under tider, då naturgassystemet har höglast. En begränsning av naturgasleveransen kan därför komma att sammanfalla med konsumentens

behov av reducerat uttag, vilket givetvis minskar nackdelarna av avkopplingsbara leveranser.

Man kan även "kapa belastningstopparna" i ett naturgassystem genom lokal produktion av gas med naturgaskvalitet i spaltgasverk. Detta har beträffande storstädernas gasförsörjning diskuterats i 5.1.5. Enligt utredningens bedömningar är det osannolikt att sådan lokal produktion, med undantag för storstäderna, skulle kunna bli ekonomiskt motiverad i ett svenskt system.

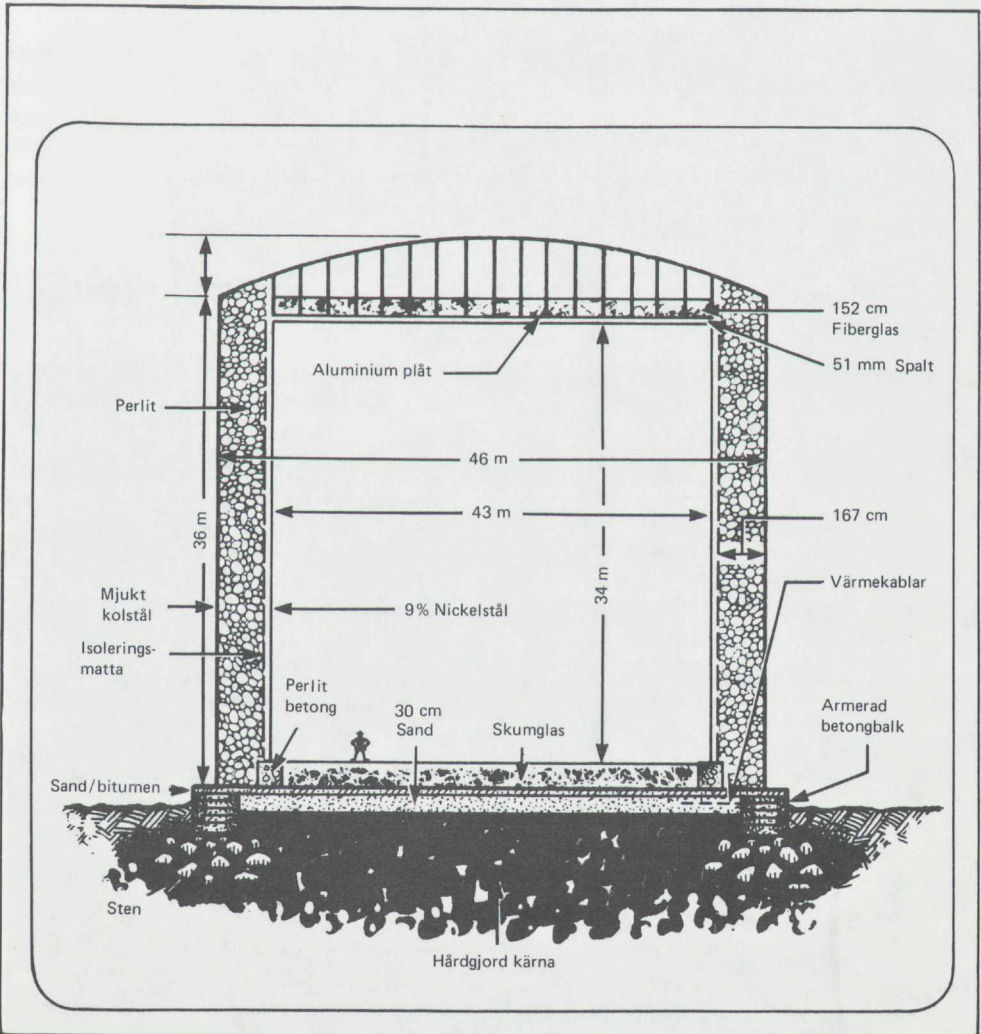
7.5 Slutsatser

Det omfattande rörledningssystem, som behövs för att nå ett tillräckligt belastningsunderlag måste utnyttjas med full kapacitet under större delen av året om inte transportkostnaderna skall bli för höga. Belastningsutjämningen spelar därför en stor roll för ekonomin för ett svenskt naturgassystem. Den möjliga marknaden har en sådan sammansättning, att det bör gå att avtala om avkopplingsbara leveranser i stor omfattning, varför man utan hjälp av andra belastningsutjämnande åtgärder torde kunna utnyttja överföringssystemets kapacitet på ett godtagbart sätt. I ett svenskt naturgassystem kommer därför avtal om begränsningar av leveransen under systemets höglasttid att ha stor betydelse. De belastningstoppar, som uppstår i storstädernas distributionssystem, måste dock täckas genom speciella insatser, lämpligen av lokala spaltgasverk, men i övrigt torde det inte behövas särskilda anläggningar för belastningstopparna.

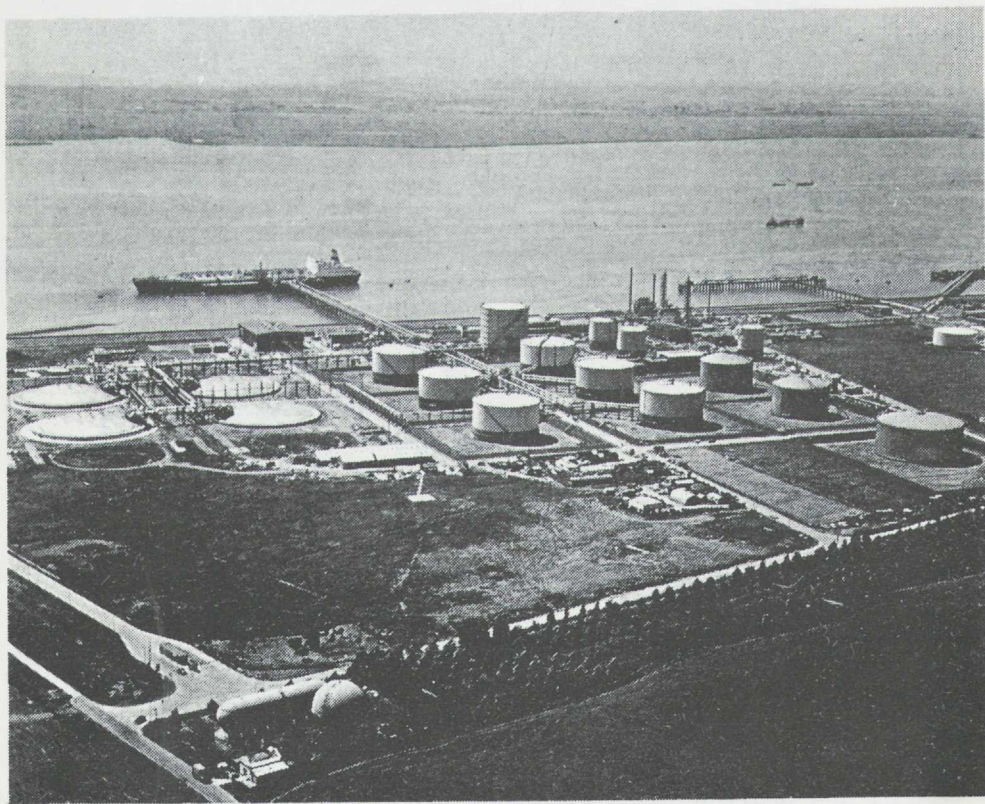
Lagring av naturgas i stor skala torde med hänsyn till de avkopplingsbara leveransernas sannolika omfattning inte utgöra en förutsättning för ett svenskt naturgassystem. Om det skulle finnas gynnsamma förutsättningar för s. k. geologisk lagring, exempelvis i Skåne, kan sådan lagring komma att förbättra totalekonomin för systemet. Värdet av lagringen är dock i hög grad beroende av läget i förhållande till inmatningspunkten

och systemets omfattning. Geologisk lagring kan naturligtvis också få betydelse för försörjningsuthålligheten vid störningar i tillförseln eller vid skador på ledningsnätet.

Cistern för förvaring av flytande naturgas (LNG)
i Glenmavis, Skottland. Rymd 20 000 ton.



Canvey Island terminalen i England för flytande naturgas (LNG) från Algeriet. Lagring sker i både ovan- och underjordstankar.



8.1 Inledning

Som framgår av kapitel 6 faller ungefär hälften av den beräknade naturgasförbrukningen på området omkring Stockholm – Mälardalen – Bergslagen och den andra hälften på västra och södra Sverige.

Hur ett eventuellt överföringssystem inom landet skall byggas upp är helt beroende av marknadsbilden, var inmatningen kan komma att ske samt vilka årskvantiteter som kan bli aktuella.

8.2 Tänkbara inmatningsvägar

Det finns i dag kända naturgasfyndigheter både öster, söder och väster om Sverige på sådana avstånd, att import via rörledning är tänkbar, om än dyrbar, genom att betydande vattenområden måste passeras. De geologiska förutsättningarna i de södra delarna av vårt eget område är dessutom sådana, att det inte är uteslutet att man kan hitta naturgas där. Vidare kan man inte heller helt bortse från möjligheten att i framtiden importera LNG till konkurrenskraftigt pris.

8.2.1 Överföring från Sovjetunionen via Finland till den svenska ostkusten

Det transportalternativ, som vid en eventuell tillförsel av rysk naturgas till Sverige för närvarande ligger närmast till hands, är via Finland. Det förutsätter någon form av samarbete med Finland, som redan tecknat ett 20-årsavtal med Sovjetunionen om gasleveranser. Det kommersiella leveransavtalet mellan Neste OY i Finland och Sojuznefteexport i USSR undertecknades i Helsingfors den 19 november 1971. Projekteringsarbetet pågår redan på såväl rysk sida för ledningen mellan Leningrad och Rääkölä vid finsk-sovjetiska gränsen som på finsk sida för sträckan Rääkölä-Kouvola med grenledningar i Kymmenedalen och till Kotka. Denna första etapp skall vara klar att tas i bruk i januari 1974. Därefter planerar man att dra fram en huvudledning till Riihimäki med förgreningar till Helsingfors och Tammerfors. Man överväger att i ett senare skede bygga vidare till Åbo och därefter, om en överenskommelse kommer till stånd med Sverige, till en lämplig överföringspunkt norr om Åbo.

Leveranserna av den sovjetiska gasen till Finland skall ske enligt följande tidsprogram:

1974	0,5 miljarder m ³
1975	1,0 ”
1976	1,1 ”
1977	1,2 ”
1978	1,3 ”
1979–1993	1,4 ”

En ökning av leveranserna till 3 miljarder m³ har angivits som ett mål. Den nu planerade rörledningen på finskt område torde komma att dimensioneras för denna högre kvantitet.

En eventuell svensk import av naturgas via Finland består av två moment, nämligen transport över finskt territorium, som förutsätter någon form av samarbete med Finland, och passagen över Bottenhavet.

Preliminära beräkningar har gjorts för olika överföringsvägar via Finland till Sverige. De sträckningar, som studerats, är dels från en punkt norr om Åbo till en punkt på Upplandskusten mellan Östhammar och Gävle, dels från Vasa till Umeå. Merkostnaderna för den senare sträckningen kan inte förtageekonomiskt motiveras av tillkommande förbrukning på finsk respektive svensk sida.

Överföringen över Bottenhavet innebär betydande tekniska problem, då man måste passera djup på ner till nära 100 meter. Tekniken att lägga och reparera gasrör på dessa djup är ny och hittills oprövad. Det är också svårt att bedöma kostnaderna för denna överföring, då man ännu inte har tillräcklig kännedom om bottenförhållandena.

Två olika tekniska system har diskuterats för passagen under Bottenhavet. Det ena arbetar med samma tryck som naturgasledning på land, omkring 75 bar. Det andra är ett nytt system, som möjliggör rör med mindre diameter för samma transportkapacitet genom att godstjockleken ökas och arbetstrycket höjs till 170 bar.

Av varandra oberoende uppskattningar av kostnaden för överföring från Åbokusten i Finland till svenska Upplandskusten har gett de resultat, som redovisas i tabell 8:1. De stora skillnaderna i resultaten visar att det är

Tabell 8:1 Tre olika uppskattningar av kostnaderna för rörledning över Bottenhavet

	Kvantitet miljarder m ³ /år	Arbetstryck kg/cm ²	Kostnad öre/m ³
1.	7	75	1,6
2.	6-8	75	1,0
3.	4	170	0,6

nödvändigt med en noggrann undersökning för att få fram ett mera tillförlitligt värde.

8.2.2 Tillförsel genom rörledning till svenska sydkusten

a) Rysk gas

Det är tänkbart att rysk gas också kan komma att föras till Sverige via Berlin - Sassnitz - Trelleborg eller via Berlin - Hamburg - Danmark - Malmö. Några konkreta planer på att dra fram en naturgasledning till Berlin finns dock inte för närvarande, även om det diskuterats.

b) Nederländsk gas

Gasen från Nederländerna har en naturlig och stor marknad i de tätt bebyggda och mycket industrialiserade områdena inom landet och i de närmaste grannländerna. En export från Nederländerna till Skandinavien kan därför knappast bli aktuell så länge man har att utgå från de nu kända gasreserverna.

c) Nordsjögas

Naturgas till den svenska sydkusten kan också komma från Nordsjön. Den kommer i så fall att föras till Sverige via Själland och Öresund. Att passera Öresund med en undervattensledning är förhållandevis billigt. För att detta alternativ skall kunna bli aktuellt fordras emellertid att det byggs ett danskt naturgassystem på Själland. Något sådant är ännu inte fast planerat, eftersom man allttjämt är osäker på de danska fyndigheternas storlek. Nordsjögasens förutsättningar i Danmark har utförligare behandlats i avsnitt 3.2.2.

8.2.3 Naturgas till svenska västkusten

Nordsjögas skulle också kunna bli aktuell för inmatning till den svenska västkusten. Flera vägar är tänkbara. Import av naturgas via en fastlandsledning från Norge bedöms som mindre sannolik med hänsyn till bl. a. de tekniska svårigheterna med att föra Nordsjö-

gasen till norsk kust. F. n. bedöms det vidare vara oekonomiskt att dra en gasledning från källor i Nordsjön direkt till svenska västkusten.

En överföring från Danmark framstår alltså även i detta fall som troligast. En lämplig sträckning för en sådan överföring torde vara från Jylland via Läsö till trakten av Kungsbacka. Samma sträckning har den s. k. Konti-Skan-kabeln, som överför elkraft mellan Sverige och Danmark, vilket innebär att bottenförhållandena är relativt väl kända. Som framgått av 3.2.2 är det tänkbart att gas från såväl danskt som norskt område kan erhållas via en överföring till trakten av Kungsbacka.

8.3 *Naturgas från svenska fyndigheter*

Förutsättningarna för att hitta naturgas i Sverige har relativt utförligt behandlats i kapitel 3, avsnitt 3.2.3. Som framgår där kan man ännu inte säga något om resultatet av den pågående prospekteringen. Eftersom även en helt ytlig analys av ett rörsystem för naturgas kräver kännedom om såväl naturgastillgångens lokalisering som dess årliga produktionsvolym har utredningen inte närmare gått in på hur ett system för distribution av svensk naturgas kan komma att se ut. Utredningen vill dock framhålla att om gas hittas i Sverige i någorlunda stora kvantiteter, torde den gå att utvinna till en kostnad som är lägre än det pris, som får betalas för importgas vid svenska gränsen. Det är därför sannolikt att de ekonomiska förutsättningarna för ett rörsystem kan bli fördelaktigare om naturgaskällan finns inom svenskt område.

8.4 *Överföringssystem inom Sverige*

Ett överföringssystem inom Sverige får som huvuduppgift att överföra naturgas från ett eller eventuellt flera inmatningsställen till förbrukarna. Den geografiska omfattningen av ett ledningssystem blir beroende av den

mängd naturgas som står till förfogande. Det kan inte göras större än vad som behövs för att man skall uppnå en avsättning, som svarar mot den överenskomna inmatningen.

En eventuell import av naturgas kommer i flertalet tänkbara fall att ske via kostnadskrävande ledningar. Stora överförda kvantiteter naturgas erfordras för att överföringskostnaden per m³ skall bli rimlig. Detta medför ett krav på avsättning av motsvarande storlek, vilket i sin tur förutsätter ett omfattande överföringssystem inom landet. Enligt utredningens bedömning bör man således vid import av naturgas i flertalet fall räkna med tillförsel av minst 3 à 4 miljarder m³ per år om ett ekonomiskt system skall kunna erhållas. Som framgår av kapitel 6, där storleken på den tänkbara naturgasmarknaden diskuteras, innebär detta att ett överföringssystem måste omfatta åtminstone ett av landets tre storstadsområden jämte ett antal orter med stora energikrävande industrier.

Ett lokalt begränsat naturgassystem är emellertid tänkbart. Exempelvis skulle Malmö, via Köpenhamn, kunna anslutas till ett eventuellt danskt naturgassystem. Till följd av den relativt måttliga kostnaden för en ledning över Öresund skulle i detta fall lägre krav ställas på avsättningens omfattning på den svenska sidan.

Ett överföringssystem i Sverige skulle även kunna utnyttjas för leveranser mellan de nordiska länderna. Närmast till hands ligger därvid en förbindelse på västkusten för sammankoppling av marknadsområdena Köpenhamn – Malmö – Göteborg. Eventuellt tänkbar är då även en fortsatt ledningssträckning till Oslo.

Det är också tänkbart, att ett svenskt överföringssystem skulle kunna få betydelse som en förbindelse mellan naturgassystemen i östra och västra Europa. En ledning via Finland som knyter ihop det ryska systemet med ett danskt system skulle bl. a. från reservmatningssynpunkt vara av intresse för alla berörda nordiska länder. Möjligheter finns nämligen att transportera gasen i båda riktningarna, förutsatt att vissa erforderliga

tekniska åtgärder vidtogs i transportsystemet.

8.4.1 Skisserade överföringssystem

Det har gjorts olika undersökningar av tänkbara gasledningssystem inom Sverige. Under 1960-talet lät såväl Gränges- som Johnsonkoncernerna utföra studier av ett stamlinjenät för naturgas. I båda fallen förutsatte man import av naturgas från Sovjetunionen med inmatningspunkter på ostkusten. De ledningssystem, som då skisserades, finns återgivna i IVA:s rapport "Naturgas – energibärare och råvara".

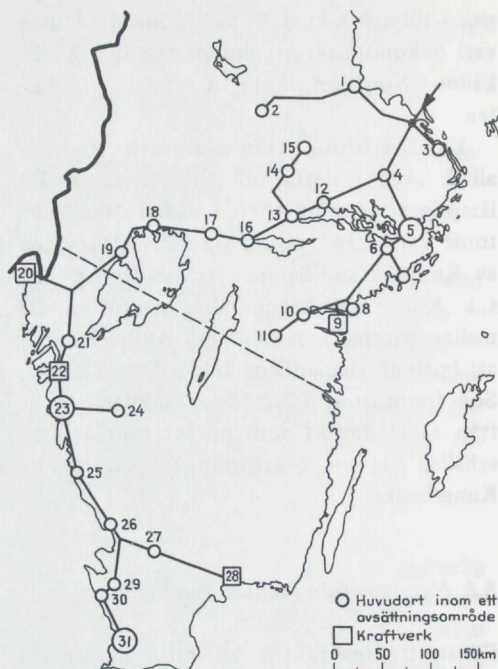
De beräkningar som genomförts i samband med dessa studier har i första hand tagit sikte på att få fram möjlig marknad och storleksordningen på erforderliga investeringar. De senare har tagits fram med ledning av schablonvärden för olika rördimensioner utan större hänsynstagande till verkliga terrängförhållanden, korsningar av vägar och vattendrag etc.

Utredningen har också själv skisserat ett överföringssystem (figur 8:1) för att komma fram till storleken på en möjlig marknad (se vidare avsnitt 6.6). Även detta system förutsätter inmatning i trakten av Öregrund. Utredningen vill åter framhålla, att det valts som ett alternativ bland flera andra tänkbara. Marknadsberäkningen skulle även ha kunnat baseras på inmatning i annan del av landet, exempelvis vid Öresund.

Svenska Gasföreningen har tillsammans med danska naturgasintressenter utfört en del beräkningar av naturgassystem baserade på inmatning av Nordsjögas.

8.4.2 Ett eller flera ledningssystem

Utredningens marknadsundersökningar har visat att den beräknade marknaden kan uppdelas i två delar med ungefär lika stora avsättningsmöjligheter. Det ena av dessa områden omfattar Storstockholm, Mälardalen, Bergslagen samt Norrköpingsområdet,



Figur 8:1 Exempel på ledningsnät vid inmatning av naturgas i trakten av Öregrund.

det andra huvudsakligen västra Skåne och västkusten. Dessa områden skiljs åt av ett område utan större belastningsobjekt.

Enligt utredningens bedömning är det inte särskilt sannolikt att en så stor mängd naturgas kan disponeras i en enda inmatningspunkt att det räcker för försörjning av både dessa områden. Det är realistiskt att räkna med att ett ledningssystem inom Sverige kommer att täcka det östra området om gasen kommer från Sovjetunionen och det västra området om Nordsjögas inmatas.

Två skilda och av varandra helt oberoende ledningssystem med inmatning från var sin källa kan också uppstå. En hopkoppling av två sådana system skulle kunna bli aktuell i ett senare skede. För att en hopkoppling skall bli möjlig bör den emellertid vara förberedd redan från första början.

8.5 Kostnader för överföringssystem

För projektering av ett överföringssystem krävs som första moment ett omfattande

fältarbete i form av bl. a. grundundersökningar och inventering av trafikleder och vattendrag som måste korsas. Därefter kan en beräkning av ledningens olika delar genomföras. Val av arbetstryck och tidsprogram för insättning av kompressorstationer är några av de komplicerade frågor som därvid måste behandlas. Kompressorstationerna sätts in allteftersom marknaden växer och transportsystemets kapacitet måste höjas.

Utredningen har enligt sina direktiv inte haft anledning att ingående studera den tekniska utformningen av olika tänkbara ledningssystem utan nöjt sig med att i grova drag beräkna ledningssträckor med olika krav på rördiameter. Med hjälp av schablonvärden på kostnader för naturgasledningar har sedan erforderliga investeringskostnader uppskattats.

Av tabell 8:2 framgår det samband mellan överförd gasmängd och investeringskostnad för rörledning med kompressorstationer som antagits gälla vid 1971 års kostnadsnivå och som använts vid den överslagskalkyl, som redovisas i avsnitt 8.5.1 och 8.5.2.

8.5.1 Investeringsbehov

Med utgångspunkt från de i tabell 8:2 angivna schablonvärdena har det totala investeringsbehovet tagits fram för det ledningssystem, som skisserats i figur 8:1. För ett system med en total avsättning på 8 miljarder m^3 /år med inmatning i trakten av Öregrund behövs en 1 870 km lång huvudledning. Rördimensionerna i ledningen varierar och är givetvis störst närmast inmatningspunkten. Investeringskostnaden för hela ledningen uppskattas till 1 044 miljoner kronor, vilket i medeltal motsvarar 590 000 kronor per km och 130 miljoner kronor per miljard m^3 /år. Begränsas inmatningen österifrån till 4 miljarder m^3 /år, minskar avsättningsområdet så att ledningssystemet kan reduceras till 1 040 km. Därvid sjunker investeringsbehovet till 438 miljoner kronor

Tabell 8:2 Samband mellan ledningsinvestering, rördiameter och årlig transporterad gasmängd (1971 års prisnivå)

Gasmängd miljarder m^3 /år	Rördiameter	Investering tusen kr/km
<1,5	<400 mm	350
1,5 - 2,5	400 - 650 "	600
2,5 - 5,0	650 - 750 "	800
5,0 - 8,0	750 - 900 "	1 000

motsvarande 420 000 kronor per km och 105 miljoner kronor per miljard m^3 /år.

Den del av marknadsområdet som omfattar 4 miljarder m^3 /år och som ej skulle tillgodoses vid en minskad inmatning österifrån kan täckas med ett särskilt ledningssystem i väster. Om inmatningspunkten för detta tänkes förlagd till Helsingborg, erfordras ca 670 km ledning med en investeringskostnad på 314 miljoner kronor, vilket motsvarar 470 000 kronor per km och 78 miljoner kronor per miljard m^3 /år.

Om kostnaderna för två sådana separata system för vardera ca 4 miljarder m^3 slås samman erhålls en totalkostnad som är ca 300 miljoner kronor lägre än kostnaden för ett enda stort system för totalt 8 miljarder m^3 /år. Merkostnaden för ett system som omfattar båda marknadsdelarna är sålunda betydande, vilket främst förklaras av en högst betydande uppdimensionering av huvudledningen på stor del av ledningssträckningen.

De angivna investeringskostnaderna har inte kunnat beräknas med någon större noggrannhet. Utredningen har emellertid kunnat jämföra sina beräkningar med de investeringsbehov, som framtagits på andra håll. Utredningen har därvid funnit att överensstämmelsen är relativt god.

Svenska Gasföreningen har under år 1971 låtit kostnadsberäkna ett ledningssystem på västkusten för 6 miljarder m^3 /år från Aså på Jyllands ostkust över Laesö till Kungsbacka med avgreningar till Göteborg, Helsingborg/Malmö och Brofjorden/Oslo. För ledningssystemet på land har räknats med investeringsbehovet 330 miljoner kronor för 640

km ledning med årskapacitet mellan 1,4 och 2,3 miljarder m^3 /år, vilket motsvarar 515 000 kronor per km.

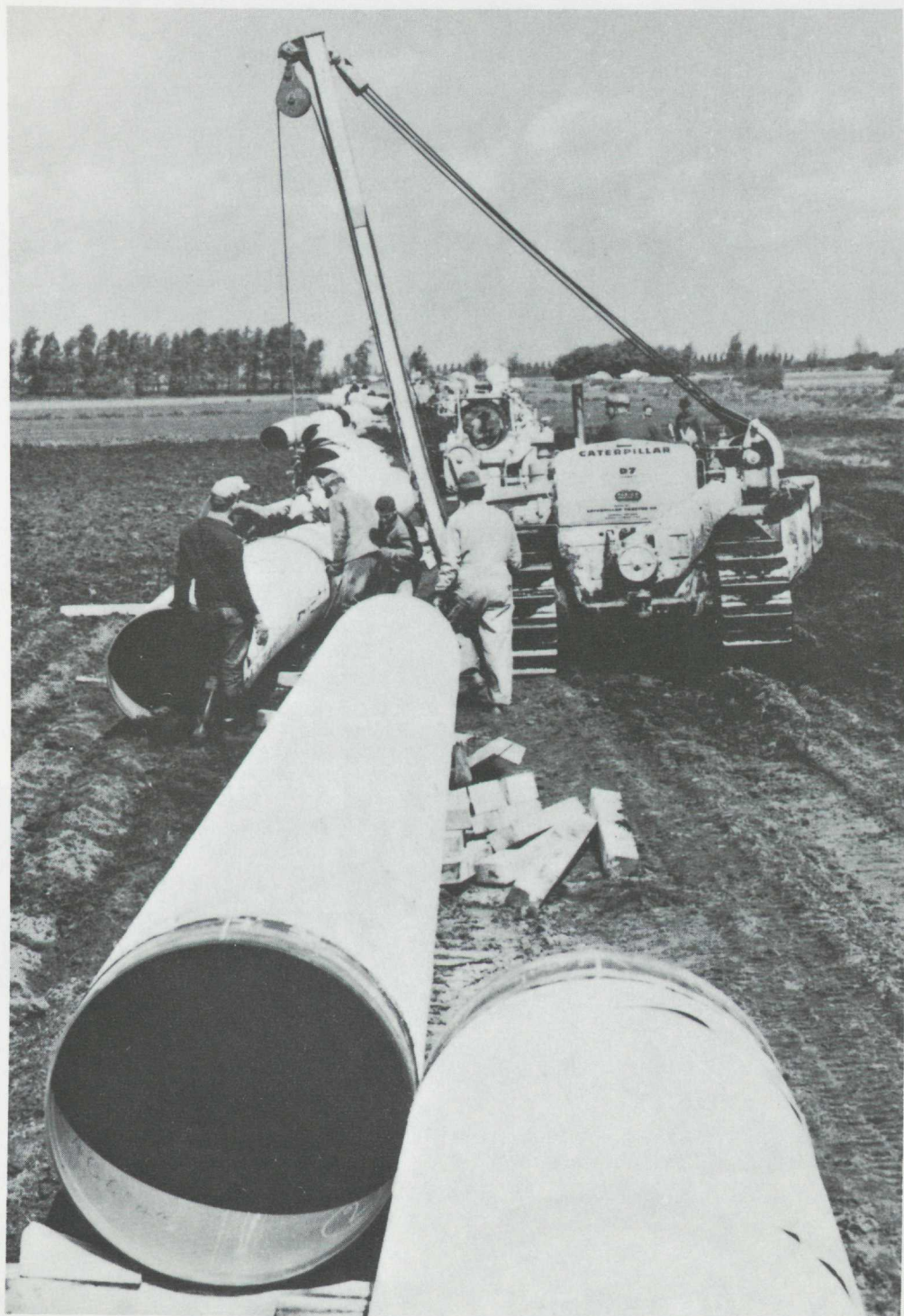
Johnsonkoncernen har under år 1971 sett över sina tidigare beräkningar och därefter redovisat en investeringskostnad på ca 1 050 miljoner kronor för ett system för 7,5 miljarder m^3 /år, vilket motsvarar 140 miljoner kronor per miljard m^3 /år.

8.5.2 Årskostnader

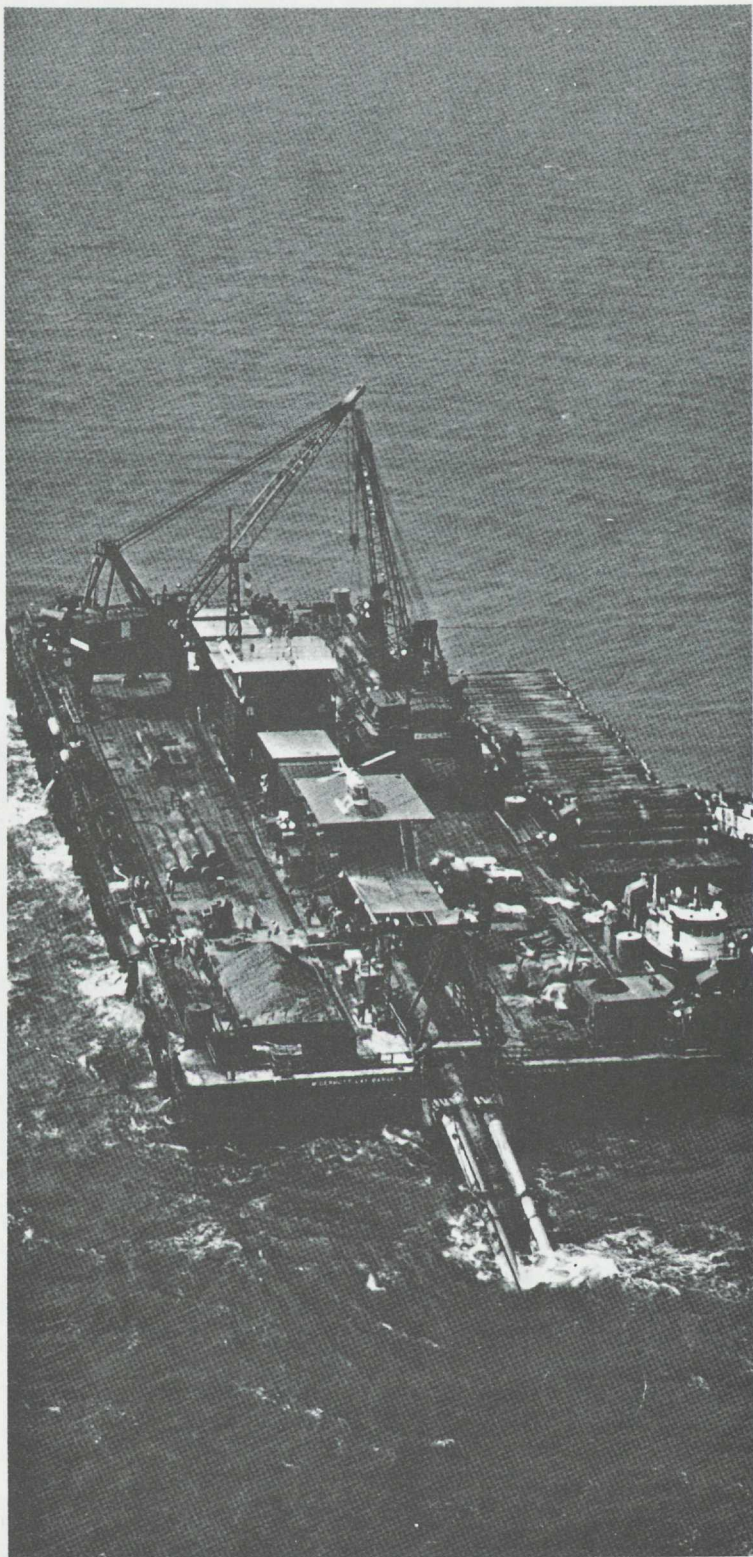
Huvuddelen av årskostnaderna för ett naturgassystem utgörs av kapitalkostnader. Räknat vid 8 % ränta och 20 års avskrivningstid erhålls kapitalutgifter på 10,2 %. För drift och underhåll av rörledningarna kan räknas med kostnader motsvarande 1 % på anläggningskapitalet. Till detta kommer kostnader för drift och underhåll av kompressorstationer.

Vid ett naturgassystem för 8 miljarder m^3 /år torde den totala årskostnaden komma att uppgå till grovt räknat 125 miljoner kronor motsvarande ca 1,6 öre per m^3 . För mindre system kan överföringskostnaden stanna vid 1,1 à 3 öre per m^3 .

Överföringskostnaden i öre per m^3 är i hög grad beroende av hur systemets kapacitet utnyttjas. Betydelsen av en hög utnyttjning och de åtgärder som kan vidtas för att förbättra denna har behandlats i kapitel 7.

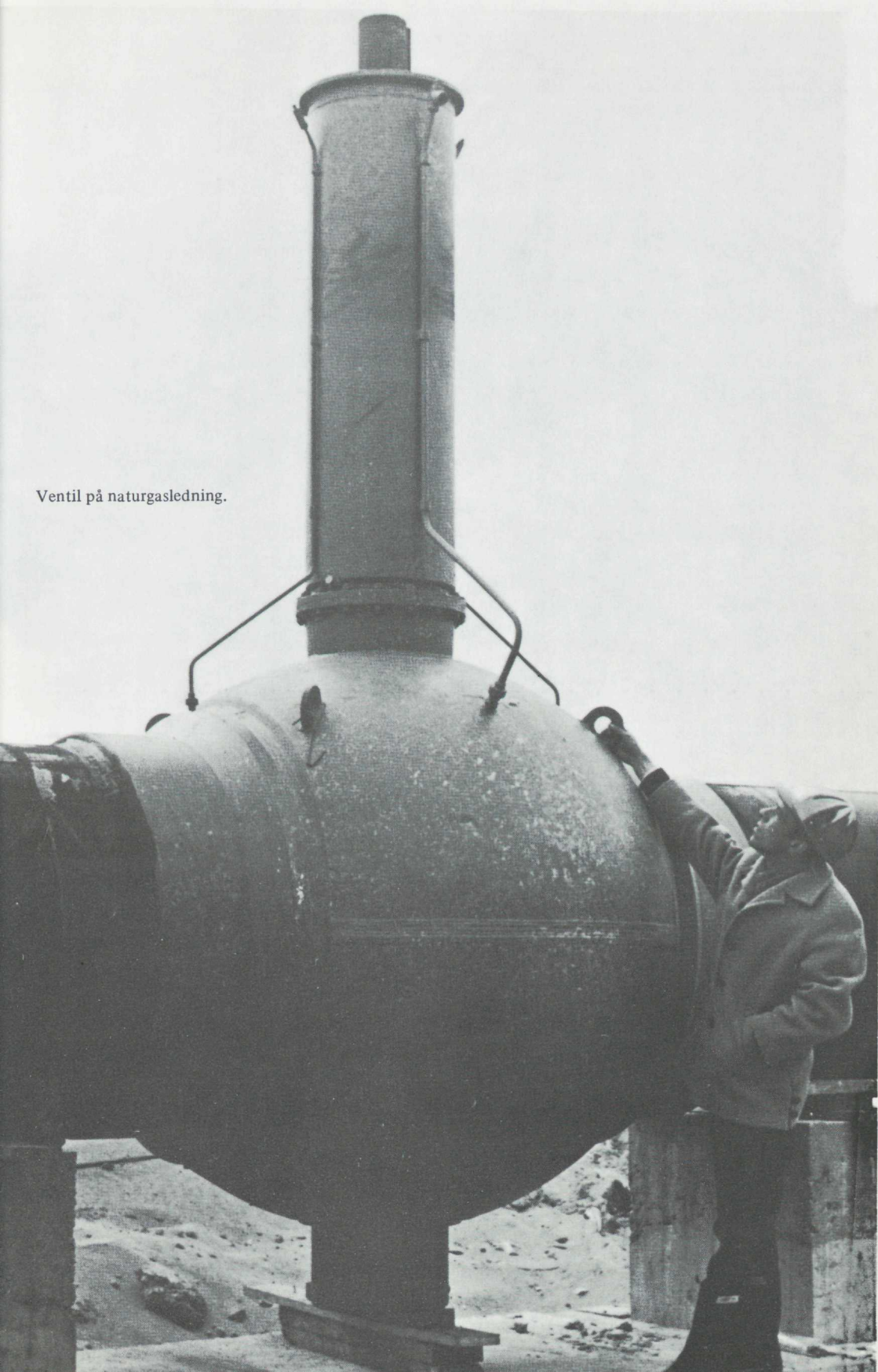


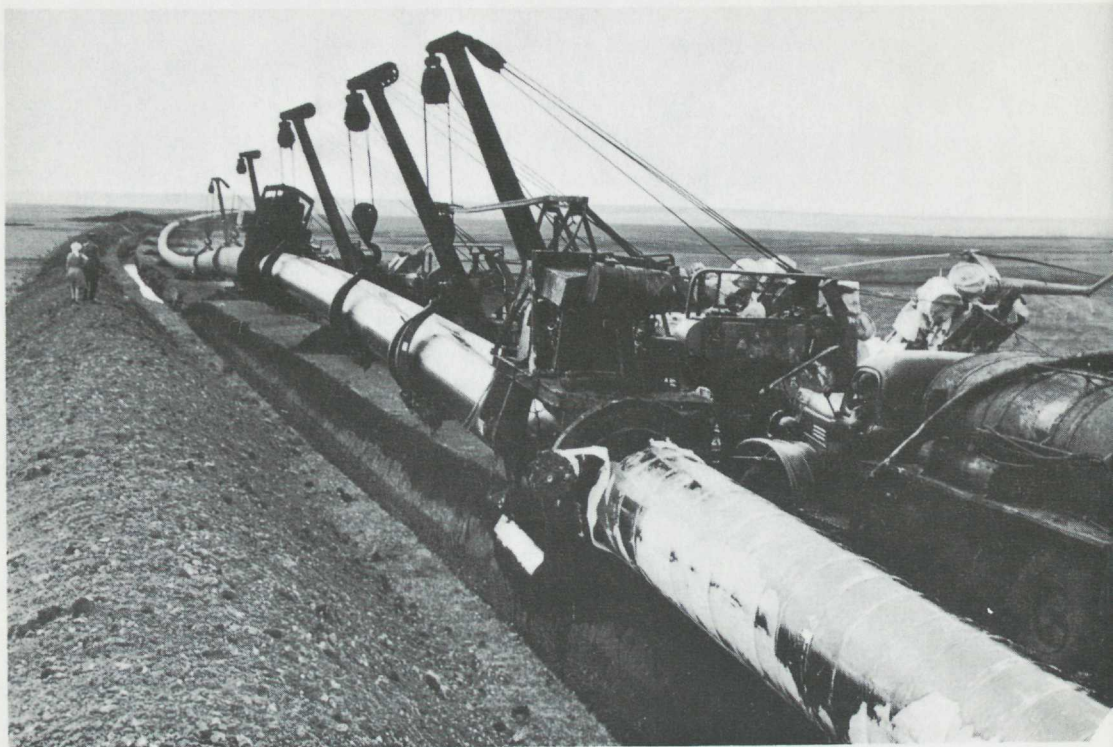
Utläggning av rör för naturgas i Nederländerna. Rören kommer att svetsas samman.



Utläggning av rörledning på djupt vatten.

Ventil på naturgasledning.





Preparering av gasledning före nedläggning i marken.
Bilden är tagen i Central-Asien.



De 36 meter långa och 1 420 mm grova rören forslas
genom Karakum-öknen väster om Kaspiska Havet till
bygget av gasledningen Sjatlyn-Chiva.

9.1 Marknad

En prognos över landets totala energibehov framlades år 1967 av energikommittén i rapporten "Sveriges energiförsörjning 1955-85". (Finansdepartementet stencil 1967:8). Denna studie utgjorde siffermässigt underlag för energikommitténs betänkande "Sveriges energiförsörjning" (SOU 1970:13). Energikommittén angav för åren 1975 och 1985 två något olika utvecklingsvägar, som främst återspeglade en osäkerhet om den framtida användningen av el för fastighetsuppvärmning. Den hittillsvarande utvecklingen har närmast kommit att ansluta sig till alternativet med en högre andel elvärme och detta alternativ har därför tagits till utgångspunkt för bedömningar i föreliggande betänkande.

År 1970 lade CDL fram en ny elkonsumptionsprognos och en översyn av tidigare studie över elproduktionens fördelning på olika kraftslag. Här redovisas ett något högre elbehov än det som energikommittén utgått från. I tabell 4:5 anges sålunda elbehovet år 1975 till 10 miljarder kWh och år 1985 till 20 miljarder kWh högre än vad som förutsatts av energikommittén.

I delbetänkandet "Olja i rör" (SOU 1970:57) har utredningen gjort en regional fördelning av energikommitténs prognoserade behov av drivmedel och bränsle år 1975. Härav framgår bl. a. att de tre storstadslänen

Stockholms, Göteborgs och Bohus samt Malmöhus län svarar för en tredjedel av de totala behoven. Elenergibehoven är på samma sätt koncentrerade till de mellersta och södra delarna av landet.

I kapitel 6 har den potentiella marknaden för naturgas berörts och resultatet sammanfattas i tabell 9:1. Som framgått av kapitel 8 ligger ett eventuellt framtida naturgasnät huvudsakligen inom Götaland och Svealand i regioner med stort behov av energi. I sydöstra Götaland liksom i nordvästra Svealand är möjligheterna för naturgasavsättning begränsade. Ett eventuellt naturgasnäts utbredning till regioner med måttliga behov av energi bestämmes till viss del av var naturgasen kan komma att inmatas i landet och hur stora mängder som blir aktuella. Det slutliga avsättningsområdets storlek är därför ej helt klart.

Den angivna potentiella avsättningen av naturgas kommer i praktiken inte att uppnås även om naturgaspriset i princip är jämförbart med priset på alternativ energikälla. Som närmare redovisas i avsnitt 6.7 har utredningen bedömt att den sannolikt möjliga naturgasavsättningen inom det aktuella geografiska området under slutet av 1970-talet kommer att begränsas till 8 miljarder m³/år. Uppskattningsvis faller hälften av denna marknad på östra och mellersta Sverige och hälften på västra och södra Sverige.

Tabell 9:1 Inventering av potentiell naturgasmarknad omkring år 1980

	Industri	Värme- verk	Kraft- verk	Gas- verk	Summa
Potentiell naturgasmarknad, miljarder m ³ gas/år	3,34	3,00	5,60	0,25	12,18
Motsvarande miljoner ton oljeekvivalent	3,0	2,7	5,0	0,2	10,9
varav ersättande tjocka eldn. oljor, miljoner ton oljeekvivalent	2,8	2,7	5,0	–	10,5
varav ersättande tunna eldn. oljor, miljoner ton oljeekvivalent	0,2	–	–	0,2	0,4

Anm.: Naturgasen värderad till 9000 kcal/m³.

Den bedömda praktiskt möjliga naturgasmarknaden (ca 8 miljarder m³/år) motsvarar sålunda två tredjedelar av den teoretiskt beräknade. Det bör dock ytterligare understrykas att naturgasmarknadens storlek är helt beroende av det gaspris till vilket avsättning kan ske hos konsumenterna.

Den antagna marknaden torde med hänsyn till ett nödvändigt uppbyggnadsskede ej i sin helhet kunna vara etablerad förrän mot 1970-talets slut. Ökningstakten under uppbyggnadsskedet torde bli bestämd av inmatningspunkten och utbyggnadstekniska begränsningar samt takten i marknadsföringen med tillhörande tekniska anpassningar hos konsumenterna. Ur ekonomisk synvinkel är det dock önskvärt att en stor marknad byggs upp så snabbt som möjligt.

För att snabbt åstadkomma en jämn utnyttjning av gasnätet finns möjlighet att utnyttja de oljeeldade kraftverkens relativt stora förbrukning av primärenergi. Efter kompletterande ombyggnad kan dessa utan större kostnader drivas alternativt med olja och gas. Härigenom kan säsongs- och dygnsvariationerna i gasnätets utnyttjning reduceras.

Naturgasen skulle således omkring år 1980 – under förutsättning att en marknad för 8 miljarder m³ byggs upp – kunna svara för ca 7 miljoner ton oljeekvivalent av det beräknade energibehovet om ca 70 miljoner ton oljeekvivalent, dvs. ca 10 % av tillförd energi.

Omkring år 1980 torde efterfrågan på tjockolja i Sverige vara inemot 20 miljoner ton oljeekvivalent om naturgas ej står till förfogande. Som framgått ovan väntas naturgas huvudsakligen ersätta tjocka oljeprodukter och naturgasen skulle därigenom kunna minska behovet av tjocka eldningsolja med ca en tredjedel.

I tabell 9:1 redovisades den teoretiskt möjliga storleken av naturgasmarknaden med uppdelning på industri, värmeverk, kraftverk och gasverk. Som redan nämnts bedömes emellertid marknaden i praktiken endast komma att omfatta två tredjedelar härav. Underlag för specificerad uppdelning på de nämnda konsumentkategorierna av den praktiskt möjliga storleken saknas.

9.2 Återverkan på oljemarknaden

På basis av energikommitténs prognos har konsumtionen av tjocka eldningsolja uppskattats komma att öka från ca 18 miljoner ton oljeekvivalent år 1975 till 21 à 22 miljoner ton oljeekvivalent år 1985. Ökningen under 10-årsperioden har således antagits till ca 2 % per år.

Om naturgasmarknaden skulle utvecklas som skisserats i avsnitt 9.1, skulle den omkring år 1980 kunna ersätta ca 6,5 miljoner ton oljeekvivalent tjocka oljeprodukter. Den totala konsumtionen av tjockolja år 1980 skulle därigenom bli ca 15

miljoner ton oljeekvivalent innebärande en minskning med ca 4 % per år under femårsperioden 1975–1980.

Denna nedgång i konsumtionen av tjocka oljeprodukter kan komma att medföra vissa omställningsbehov vid svenska raffinaderier. Möjlighet finns att minska tjockoljeandelen genom lämpligt val av råolja och genom att tekniskt anpassa processerna. Det bör också framhållas att avsättningen av tjockoljan från inhemska raffinaderier kan ske utom landet. Den skisserade nedgången i svensk tjockoljekonsumtion påverkar ej priset på tjockolja, som bestäms av den internationella marknaden.

9.3 Konsekvenser för transportsystemet för oljeprodukter

För närvarande distribueras tjockolja inom landet med fartyg samt på järnväg och landsväg. Ett eventuellt naturgassystem får betydande inverkan på det befintliga transportsystemet för tjockolja. Utredningen vill utan anspråk på någon djupare analys framhålla några faktorer av betydelse för de olika transportalternativen.

Ett naturgasnät berör direkt sjöfarten på Väner och Mälaren samt kustsjötrafiken. Oljetransporterna genom Trollhätte kanal har under de senaste 20 åren vuxit och svarar för den största delen av ökningen av godstrafiken på kanalen under denna period. År 1968 uppgick den totala godstrafiken på den egentliga kanalen (Lilla Edet-Vänersborg) till 3,6 miljoner ton. Härav utgjorde oljeprodukterna 1,4 miljoner ton, varav tjocka produkter 0,8 miljoner ton. Inom kanalverket räknar man för närvarande med en fortsatt kraftig ökning i första hand fram till mitten av 1970-talet. Den fördjupning av kanalen, som nu pågår, kommer att väsentligt öka kapaciteten.

Större delen av kanalverkets kostnader (exkl. lotskostnader) är fasta och relativt oberoende av trafikens omfattning. Ett bortfall av eller en drastisk minskning av transporten av tjocka oljeprodukter får sålunda

ekonomiska konsekvenser som inte är obetydliga.

Av övriga inre vattenvägar påverkas främst Mälaren, som f. n. utgör farled för betydande tjockoljetransporter till bl. a. Västerås och dess inland. Södertälje kanal skulle påverkas på i princip samma sätt som Trollhätte kanal. Även sjöfarten längs mellersta och södra Sveriges kuster påverkas inklusive transporter till Stockholm.

Hamnarna berörs av ett framtida naturgasnät genom minskad lossning av tjocka oljeprodukter. Hamnavgifterna baseras på självkostnaderna i respektive hamn inklusive skälig förräntning. Kapitalkostnadsandelen är hög och kan i större hamnar uppgå till 40 à 50 %. För vissa hamnar utgör inkomsterna från oljetransporter mer än två tredjedelar av de totala inkomsterna. Hälften eller ibland väsentligt mer av oljan är sådan tjockolja som kan komma att bli ersatt av naturgas. De ekonomiska konsekvenserna kan således bli mycket betydande för de hamnar som försörjer områden där en eventuell naturgasledning kommer att dras fram.

Järnvägarna svarar för närvarande för en relativt liten del av oljetransporterna i landet. Av den år 1968 totalt transporterade volymen – 2,53 miljoner ton oljeprodukter – utgjordes ca 50 % av tjocka produkter. Järnvägarnas oljetransporter har successivt ökat under efterkrigstiden, men mindre än den samtidiga ökningen i total oljekonsumtion. I delbetänkandet "Olja i rör" har möjligheterna av samordnade transporter på järnväg med hela oljetåg av betydande transportmängder diskuterats. Utredningen drog därvid den slutsatsen, att en sådan rationalisering skulle kunna förbilliga nuvarande tjockoljetransporter. Ett naturgasnät som delvis ersätter tjockoljemarknaden i bl. a. Mellansverige påverkar den marknadsförutsättning, varpå nämnda slutsats bygger. Naturgasen kommer således i viss utsträckning att överta stora tjockoljekonsumenter till vilka de bästa förutsättningarna för rationaliserade oljetransporter är knutna.

Inverkan av minskade tankbilstransporter av tjocka oljeprodukter på det totala trans-

portarbetet för lastbilarnas godstrafik är endast marginell. Med hänsyn till den allmänna expansionen av lastbilstrafiken torde denna minskning ej medföra problem för åkeriföretagen.

Tillkomsten av ett naturgasnät kommer att i viss mån påverka behovet av lagringsutrymmen för tjocka oljor. Emellertid förväntas att energilagring för att i olika lägen ersätta naturgas måste ske genom lagring av olja (jfr kapitel 13). Detta tillsammans med den successiva ökningen av lagringsbehov för andra oljeprodukter gör att de ekonomiska konsekvenserna för oljedepåerna av ett naturgassystem ej torde komma att bli alltför besvärande.

10.1 *Naturgassystemets särprägel*

Ett naturgassystem företer stora likheter med ett elkraftsystem. I båda fallen produceras nyttigheten samtidigt som den förbrukas. Avbrott i leveranskedjan från källan till förbrukaren får ej förekomma. Någon väsentligare lagring förekommer inte, vare sig hos förbrukaren eller på vägen mellan honom och produktionsanläggningen.

Ett rörsystem för naturgas skiljer sig således väsentligt från ett rörsystem för olja. I det senare fallet är rörsystemet endast en mellanlänk i en längre transportkedja (jfr kapitel 5 i delrapporten "Olja i rör"). Den fortsatta transporten från rörledningen till förbrukaren ombesörjs ofta av det oljeföretag, som äger oljeprodukterna. I oljefallet finns dessutom påtaglig konkurrens från andra transportformer än rörledningen. För naturgas finns det för närvarande ingen annan transportform än rörledningar när det gäller landtransporter av stora gaskvantiteter.

Om naturgas introduceras i Sverige, måste organisationer skapas såväl för engrosleveranser via ett stamledningssystem som för eventuell detaljdistribution till mindre gaskonsumenter. Av tekniska och ekonomiska skäl kommer det att råda monopolsituation inom gassektorn i båda dessa led, medan däremot konkurrens kommer att föreligga gentemot andra energiformer. Men hänsyn till det nära samband, som föreligger mellan rågasinköpen och avsättningsmarknaden, är

det naturligt, att ett och samma företag svarar både för rågasinköp, stamledningsnät och för engrosdistribution till större gaskonsumenter.

De inom naturgasens avsättningsområde befintliga gasverken kommer att anslutas till naturgassystemet och detaljdistribuera gasen till ett stort antal detaljkonsumenter. Såsom framgått av avsnitt 5.1 torde det däremot ej komma att byggas upp något större antal nya gasverk för detaljdistribution. De befintliga gasverken ägs helt av vederbörande kommuner och ingår ofta organisatoriskt i kommunala energiverk. De allmänna önskemålen om att upprätthålla viss konkurrens mellan energiformerna talar för att detaljdistributionen ombesörjes av naturgasföretaget. Detta skulle sannolikt ge den mest effektiva organisationen, eftersom flertalet av gasverken är små företagsenheter. Å andra sidan kan speciellt i de största städerna vissa besparingar göras genom gemensam ledningsdragnings och debitering med övriga energiformer, vilket lättare kan ske om hela distributionsverksamheten bibehålles i ett gemensamt energiverk. Utredningen anser det av denna orsak vara motiverat att de största gasverken behålls såsom självständiga återdistributörer, medan verksamheten hos de mindre gasverken integreras med det engrosdistribuerande naturgasföretaget. Fortsättningsvis behandlas väsentligen verksamheten hos naturgasföretaget.

10.2 Uppgifter för ett svenskt naturgasföretag

Erfarenheter av naturgasdistribution saknas i Sverige, varför en ny organisation måste byggas upp från grunden. Det finns dock värdefulla resurser inom landet av teknisk, ekonomisk, juridisk och kommersiell natur, när det gäller uppbyggnad och drift av energidistributionssystem. Dessa resurser finns exempelvis hos stadsgasverk och andra energiföretag och kan med fördel utnyttjas i en organisation som skapas för ett naturgas-system.

Eftersom naturgas endast kan tänkas bli introducerad i Sverige om den kan konkurrera med andra energiformer, främst eldningsolja, hos förbrukaren, bör ett företag för transport och distribution av naturgas drivas efter företagsekonomiska principer. En sådan målsättning överensstämmer även med de allmänna riktlinjer, som angivits av statsmakterna för såväl det energipolitiska som det transportpolitiska området i Sverige.

Ett naturgasföretag antas komma att få följande uppgifter:

Rågasinköp. Företagen bör bevaka möjligheterna till rågasköp och driva förhandlingar med leverantörer av naturgas.

Marknadsföring. En väsentlig uppgift blir att marknadsföra gasen så att den utnyttjas effektivt inom energimarknaden. De administrativa krav som därvid ställs på företaget blir väsentligt olika vid försäljning engros till stora kunder respektive i detalj till småindustri, hantverk och hushåll.

Byggherrefunktion. I uppgifterna bör ingå att effektivt bygga upp och finansiera det rörtransportsystem för naturgas, som är den nödvändiga förutsättningen för naturgasdistributionen inom företagets marknadsområde.

Drift och underhåll. Företaget skall effektivt driva och underhålla sitt rörsystem så att naturgasen kan tillhandahållas till så lågt pris som möjligt.

10.2.1 Rågasinköp

En primär administrativ uppgift för ett rörtransportföretag blir att föra förhandlingar med rågasleverantörer om villkoren för leverans av naturgas till Sverige. Förhandlingarna med rågasleverantörer kan väntas bli ett omfattande och komplicerat återkommande arbete. Med den nuvarande snabba utvecklingen i fråga om såväl nya gasfyndigheter i Sveriges närhet som det internationella systemet för gastransporter med rörledning och LNG-fartyg kan man vänta att nya leveransmöjligheter aktualiseras. För att täcka uppkommande behov av naturgas inom Sverige kan det också bli aktuellt för företaget att knyta kontakter med prospekteringsbolag inom och utom landet för gemensam utveckling av nya rågaskällor.

En förhandling med rågasleverantörer kan komma att röra bl. a. gaskvantiteter och utnyttjningstider för den levererade gasen, arbetstryck, leveranspunkter och eventuell anknötning till existerande system, leveranssäkerhet, gaskvaliteter, prisfrågor, bidrag till kostnader för rörsystem hos leverantören, hjälp vid finansiering av exploatering av rågasfynd etc. För att skapa ett mot konsumtionen väl avvägt gasproduktionssystem kan det också bli aktuellt att, vid sidan av rörgasleveranserna, bygga upp ett LNG-system för topproduktion. Detta innebär förhandlingar om köp och transporter av LNG samt uppbyggnad av terminaler.

Detta komplicerade förhandlingsarbete kräver en omfattande teknik, ekonomisk och juridisk kännedom om naturgassystem och om hur dessa kan byggas upp. Det är värdefullt om en väsentlig del av denna kunskap kan relateras till den aktuella kundstrukturen och rörsystemets geografiska lokalisering.

10.2.2 Marknadsföring

För att ett rörsystem för naturgastransport över huvud taget skall kunna realiseras krävs det en omfattande marknadsföringsinsats för

att trygga nödvändig basavsättning. Genom att i initialskedet rikta försäljningen mot stora förbrukare såsom värmeverk, kraftverk och större industriföretag bör man snabbt kunna fylla denna basavsättning. Övergång till en mera differentierad användning av gasen kan sedan ske när naturgasens användning ökar. Därvid gäller i första hand att driva förhandlingar och skriva kontrakt med blivande kunder och därjämte att allmänt arbeta för att naturgasens fördelar i olika användningar uppmärksammas och tas till vara.

10.2.3 Byggherrefunktion

Ett rörtransportsystem för naturgas kräver ett omfattande planerings- och projekteringsarbete innan själva byggandet av systemet kan börja. Detta arbete är av engångskaraktär och kräver stora insatser av såväl teknisk, juridisk som ekonomisk karaktär. Den lämpliga organisationen för planering och projektering beror på tillgängliga resurser i form av konsulter och andra enheter med erfarenhet från liknande uppgifter. Det måste dock finnas en ansvarig sammanhållande huvudmannafunktion för arbetet.

Oavsett vilken form som väljes för byggandet av ledningsnätet bör man sträva efter att hålla företagets egen personalstyrka på en låg nivå, så att övergången till normala driftförhållanden underlättas.

Utbyggnaden av naturgassystemet innebär stora leveransmöjligheter för svenska företag som producerar rör, elektriska motorer, kompressorer, turbiner, armatur etc. Från arbetsmarknadssynpunkt tillkommer – förutom dessa leveransmöjligheters effekt på svensk industri – ett omfattande byggnadsarbete för byggande av rörsystemet dels under en första relativt kort tid, då utbyggnaden av naturgassystemets huvudledningar sker, dels under en fortgående successiv utbyggnad av nätet.

10.2.4 Drift och underhåll

Det kontinuerliga drift- och underhållsarbetet på ett etablerat rörtransportsystem för naturgas är litet i förhållande till anläggningsarbetet. Erfarenheten från andra naturgassystem visar att de årliga drift- och underhållskostnaderna inklusive drift av kompressorstationer etc. utgör endast ca 2 % av den ursprungliga investeringen. Omfattningen av drift- och underhållsarbetet beror dock i viss utsträckning på hur stor andel detaljdistribution som ingår i naturgasförsäljningen och på hur mycket kompressorarbete som behövs i systemet.

Personalbehovet för den löpande drift- och underhållsverksamheten är relativt litet genom att kompressorstationer etc. manövreras med fjärrkontroll och automatik. Behovet inskränker sig till central driftpersonal, viss personal för löpande underhåll och någon central underhållsgrupp med erfarenhet och kunskap att klara av eventuella större störningar på nätet.

10.3 Företagsform för administration av ett naturgassystem

Formerna för drift och förvaltning av naturgassystem varierar från land till land. Helt statsägda är gassystemen bl. a. i, förutom öststaterna, Storbritannien och Frankrike, medan det t. ex. i Västtyskland och Förenta staterna finns ett flertal privata företag som köper, transporterar och säljer naturgas. Inom varje land har naturgassystemets organisatoriska form valts med hänsyn till rådande nationella förutsättningar i olika hänseenden. Så torde böra ske även för Sveriges del. Man bör alltså söka passa in ett naturgasföretag i den etablerade svenska rättsordningen och i det rådande närings-, transport- och energipolitiska mönstret. De företagsekonomiska principer, som utredningen i avsnitt 10.2 förutsatt skall komma att gälla för ett svenskt naturgasföretag, överensstämmer väl med detta mönster. Med hänsyn till svensk näringspraxis leder detta till att den självkla-

ra företagsformen för ett naturgasföretag är aktiebolagets.

Aktiebolagsformen ger möjligheter för olika intressenter att ingå som delägare i företaget. Med hänsyn till att ett naturgasföretag kommer att ha ett s. k. tekniskt monopol är detta särskilt viktigt. Enligt utredningens uppfattning bör naturgasföretagets kunder, åtminstone de större, vara delägare i företaget. Härigenom kan det indirekta inflytande som kunderna skulle ha haft vid en fullständig naturgasmarknad med flera säljare ersättas med ett direkt inflytande över företagets verksamhet.

Även finansieringsproblemet talar för att aktiebolagsformen med större kunder som delägare är det lämpligaste för ett naturgasföretag. Ett företag för byggande och drift av ett naturgassystem är under uppbyggnadsperioden i stort behov av kapital till investeringen i transportsystemet, medan det för avsättningen av gasen i hög grad är beroende av långfristiga kontrakt med ett antal större kunder. Genom att företaget byggs upp som ett aktiebolag med ett antal stora kunder som aktieägare skulle dessa kunna dels genom ägarettillskott bidra vid finansieringen och dels genom långsiktiga kontrakt ge säkerhet för bolagets långfristiga externa upplåning.

År 1969 bildades ett svenskt företag, AB Sydgas, som ett helägt dotterföretag till Sydsvenska Kraft AB (Sydkraft). Sydgas har till uppgift att köpa, distribuera och sälja naturgas inom Sydkrafts verksamhetsområde om förutsättningar för detta öppnar sig. Avsikten med bolagsbildningen har varit att skapa en juridisk person, som kan fungera som ansvarig förhandlingspart och som har intresse av och resurser för att följa naturgas-situationens utveckling. Sydgas är enbart inriktat på att försörja sydvästra Sverige, främst Malmöområdet, med naturgas. Företaget har också etablerat kontakter med danska naturgasintressenter.

För den tänkbara naturgasmarknaden Storstockholm—Mälardalen—Bergslagen—Norrköpingsområdet kan bildandet av ett aktiebolag med intresse av att förse denna

marknad med naturgas aktualiseras. Bolaget bör då bildas av potentiella större kunder och andra intressenter inom marknadsområdet. Genom att Statens Vattenfallsverk är en av de största tänkbara naturgaskonsumenterna inom området, bör verket ingå som delägare i bolaget.

Flera skäl talar för att det bör finnas endast ett naturgasföretag inom landet om naturgasdistribution verkligen blir en realitet. Härigenom undviks resurskrävande dubblingar när det gäller den nödvändiga expertisen för byggnads- och driftfrågor. Det tidigare redovisade förhållandet att det inte torde finnas något att vinna i konkurrenshänseende med flera företag talar också för att ett naturgasföretag är tillräckligt. Om naturgas kommer att köpas endast från ett håll och i så stora kvantiteter, att större delen av den tänkbara avsättningsmarknaden kan täckas, varvid ett enda sammankopplat rörledningssystem byggs upp, synes det mot ovanstående bakgrund fullt klart att verksamheten bör bedrivas i ett enda företag.

Kan naturgas köpas från mer än ett håll, är det sannolikt att det till en början kommer att byggas upp skilda naturgas-system i Sverige. Detta kan komma att ske genom flera bolag. Om det etableras ett litet, lokalt distributionsområde t. ex. för Malmö med omnejd, kan det således visa sig lämpligt med separat bolagsbildning härför. Ändras förutsättningarna så att de lokala distributionsområdena får möjlighet att expandera, bör emellertid ett samgående ske till ett enda naturgasföretag.

Som framhållits i kapitel 8 bör man redan vid uppbyggnaden av lokala rörsystem förbereda en eventuell senare sammanknytning. Utredningen förutsätter att angivna önskemål kommer att kunna tillgodoses med den väntade koncessionslagstiftningen.

10.4 *Finansiering av ett rörtransportsystem*

De lönsamhetskrav, som under olika förutsättningar skall ställas på ett rörtransportföretag för naturgas, överensstämmer i stort

med dem som utredningen tidigare redovisat i "Olja i rör" för ett rörtransportföretag för oljeprodukter. Liksom i det fallet finner utredningen beträffande ett naturgassystem att det, vid en bedömning av projektets ekonomiska lönsamhet, är rimligt att räkna med att den årliga kapitalkostnaden kommer att utgöra 10 à 12 % av det totala investeringskapitalet.

Detta ställningstagande grundar sig på förutsättningen att rörtransportföretaget kan erhålla 70-80 % av investeringsbeloppet i långfristiga lån. Vidare har förutsatts att företaget kan utnyttja det s. k. Annellavdraget vid beskattning. Internationella jämförelser visar, att den förutsatta låneandelen är ett för europeiska förhållanden normalt kapitaltillskott från utomstående.

För ett naturgassystem, liksom för ett oljerörssystem, råder det emellertid finansieringssvårigheter beroende på ledningarnas bristande kreditvärdighet. Ledningssystemet har i sig inte något alternativvärde, eftersom det inte kan utnyttjas för något annat än transport av naturgas. För kapitalanskaffningen till systemet krävs därför, att rörtransportbolaget kan garantera ledningssystemets ekonomi. En framkomlig väg synes vara att låta köp- och säljkontrakt liksom förekomsten av en marknad för naturgas utgöra den reella säkerheten för belåning. Formellt torde det vara möjligt att knyta säkerheten till ledningens stamfastighet. Utredningen anser denna fråga vara av stor betydelse och förutsätter därför att ledningsrättsutredningen kommer att framlägga förslag som möjliggör belåning av bl. a. de här aktuella naturgasledningarna.

Med hänsyn till naturgasens stora betydelse för den svenska energiförsörjningen såsom en alternativ energikälla främst till oljeimporten, anser utredningen att staten bör underlätta ledningssystemets finansiering genom att ge statlig garanti för erforderliga obligations- eller förlagslån.

11.1 *Västeuropeisk lagstiftning för naturgas-system*

I Europa finns särskild lagstiftning rörande rörledningar endast i Frankrike, Storbritannien, Schweiz och Belgien. I övriga länder där rörledningar byggs, såsom Österrike, Tyskland, Nederländerna och Italien, har byggandet reglerats av allmänna lagar och oftast av speciellt utfärdade säkerhetsbestämmelser för rörledningar.

I betänkandet "Olja i rör" har utredningen redogjort för de franska, brittiska och schweiziska lagarna. Här skall några uppgifter också lämnas om den belgiska, österrikiska, nederländska och finska lagstiftningen samt om den franska speciallagstiftningen för s. k. geologisk lagring.

11.1.1 Belgien

Då import av naturgas från Groningen i Nederländerna blev aktuell tillkom den första belgiska lagstiftningen rörande transport i rörledningar, "Loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations". Lagens tillämpning har successivt utvidgats till att omfatta flytande kolväten, lösningar av klor, soda och kaustik soda samt flytande syre. Huvudpunkterna i lagens bestämmelser är följande.

Om den transporterade produkten skall

distribueras inom landet krävs en kunglig koncession. Skall produkten användas för annat ändamål, exempelvis transporteras via Belgien till annat land, är överföringen beroende av ett ministeriellt tillstånd. Skillnaden mellan koncession och tillstånd är att regeringen respektive ekonomiministern är beslutsfattare. Reglerna för ministeriellt tillstånd är eljest i allt väsentligt – inklusive ansvarsfrågan – desamma som för koncession.

Koncession utfärdas för ett bestämt antal år. Om allmännyttan så fordrar, kan de anläggningar, som koncessionen omfattar, efter regeringsbeslut övertagas av staten, vilken erlägger ersättning härför. Koncession är förverkad efter fem år, om vid denna tidpunkt koncessionshavaren inte uppfyllt de i koncessionen föreskrivna villkoren.

Om inga ansökningar om koncession inkommit beträffande viss anläggning, kan regeringen föreskriva att arbetet skall utföras av en offentlig myndighet. Byggandet och utnyttjandet av anläggningarna sker på koncessionshavarens risk och ansvar i enlighet med till koncessionen fogade bestämmelser. Koncessionen beviljas inte förrän berörda kommunala myndigheter fått yttra sig om det tilltänkta projektet. Myndigheterna har rätt att föreskriva ändringar beträffande en planerad eller utbyggd installation om så krävs med hänsyn till allmän säkerhet, naturvård m. m. Kostnaderna för förändring-

en skall bestridas av koncessionshavaren.

För anläggningar, för vilka koncession erhållits, kan fast egendom exproprieras. Expropriationen skall beslutas av regeringen. Den expropriationssökande kan få tillgång till fastigheten utan att invänta att expropriationsdomen vunnit laga kraft, sedan han deponerat det provisoriska ersättningsbeloppet i en bank.

11.1.2 Österrike

Någon speciell lagstiftning för anläggande och drift av rörledningar för olja och gas finns inte. Driften av oljeledningar betraktas som fri industriell verksamhet. Drift av gasledningar behandlas enligt bestämmelserna för gasdistributionsanläggningar i "Energiewirtschaftsgesetz". De oklarheter och luckor i lagstiftningen, som detta förhållande gett upphov till, samt den snabba utvecklingen på området har emellertid lett till att arbete på en speciell lagstiftning rörande rörledningar nu inletts. Vilken utformning denna lagstiftning kan komma att få är emellertid ännu ovisst.

Innan en anläggning för gasdistribution byggs, måste, enligt nu gällande bestämmelser, anmälan göras till departementet för handel och industri, med undantag för vissa lokala ledningar. Departementet kan förbjuda att en gasdistributionsanläggning byggs.

11.1.3 Nederländerna

I nederländsk lag finns inga särskilda bestämmelser beträffande transport av olja eller naturgas i rörledningar. Följande uppgifter rörande organiseringen av utvinning och transport av naturgasen från Groningen är dock av intresse.

Koncessionsinnehavare för utvinning av denna naturgas är Nederländse Aardolie Mij., NAM (till lika delar ägt av Shell och Esso), som också äger produktionsanläggningarna. NAM är ansvarigt för att produktionen motsvarar såväl utvecklingen av den inhems-

ha konsumtionen som exporttagandena. NAM bedriver verksamheten i samarbete med Nederländse Staatsmijnen enligt vilket det statliga företaget bidrar med 40 % av NAM:s kostnader och erhåller 40 % av vinsten.

Den av NAM producerade naturgasen övertas direkt av Nederländse Gasunie, ett företag där staten äger 10 %, Staatsmijnen 40 % och NAM 50 %. Gasunie äger det vittförgrenade rörledningssystemet och sköter genom detta dels distribution till kommuner och större industrier i landet och dels transport till mätstationer vid landets gränser. Där övertas gasen av NAM Export för försäljning till andra europeiska länder.

All naturgas från Groningen skall transporteras i Gasunies ledningssystem. Den förblir Gasunies egendom så länge den är kvar på nederländsk mark.

Regeringen har prövningsrätt då det gäller att bevilja koncession efter förslag av ekonomiministern. Då det gäller att bevilja eller avslå koncession tar regeringen hänsyn till såväl allmänna som ekonomiska intressen. Avgörandet huruvida arbetena är av allmännyttigt intresse fattas efter förslag från kommunikationsministern.

Tillstånd av kommunikationsministern erfordras för arbeten som berör lokalvägar, vattenvägar, dammar under central förvaltning och järnvägar. Bostadsministern kan göra invändningar mot ett projekt om det är oförenligt med riksplanering, regional planering eller en investeringsplan. Anläggandet av kompressorstationer som utgör delar av ett rörledningssystem fordrar tillstånd av borgmästaren och kommunstyrelsen i den kommun där stationen skall byggas. Enligt lag om farliga anläggningar fordras för kompressorstationer tillstånd även av andra myndigheter i den kommun där anläggningarna skall byggas. Själva rörledningen anses dock inte som farlig anläggning.

Det finns även särskilda provinsiella och kommunala förordningar avsedda att förhindra förorening av mark och grundvatten. Enligt dessa förordningar fordras tillstånd för rörledningar och kompressorstationer.

När samtliga ett projekts detaljer har offentliggjorts i de olika kommuner där den fasta egendom som berörs av företaget är belägen, får sakägare framställa sina invändningar.

Har koncession erhållits, får man, om så erfordras, ta annans fasta egendom i anspråk. Skälig ersättning skall utgå. I vissa fall krävs dock expropriation. Koncessionen, förklaringen att arbetena är i det allmännas intresse, och beslut av berörda fackministrar kan innehålla särskilda förpliktelser för koncessionshavaren. Dessa hänför sig i praktiken till tekniska bestämmelser, driftmetoder, underhåll och säkerhetsbestämmelser. Ansvarsfrågan regleras av allmän lag.

De allmänna domstolarna får handlägga alla mål, som har samband med anläggande och drift av rörledningar. Koncessionerna innehåller ibland en bestämmelse om att vissa tvister skall avgöras genom skiljedom.

11.1.4 Finland

Det finska handels- och industriministeriet utreder f. n. föreskrifter för konstruktion och användning av naturgasledningar. De väntas komma att omfatta

beräknings- och materialbestämmelser för rör som används för transport av naturgas, bestämmelser för svetsning av rör, bestämmelser för konstruktion, funktion och placering av ventiler, apparatur för tryckreducering etc. samt för annan utrustning, bestämmelser som reglerar hur omgivningen kring rörledningen får utnyttjas för exempelvis byggnadsverksamhet, bestämmelser rörande kontinuerlig kontroll och övervakning av rörledningens driftsäkerhet.

Därutöver utarbetas bestämmelser bl. a. för driftpersonalens säkerhet.

I huvudsak baseras arbetet på kanadensiska och västtyska bestämmelser. I viss mån bygger man också på brittiska, amerikanska och sovjetiska normer. Man förbereder också föreskrifter för inlösen av erforderlig mark för naturgasledningar.

11.1.5 Fransk lagstiftning för "geologisk lagring"

Underjordisk gaslagring har bl. a. i Frankrike blivit föremål för särskild lagstiftning. Dess syfte är främst att skydda grundvattnet från föroreningar. Föreskrifter reglerar bl. a. hur man förebygger att grundvattenföroreningar uppstår vid själva borrningsoperationerna till det blivande gaslagret.

Enligt lagstiftningen skall grundvattnet vid gaslagret och i omgivningen genomgå regelbunden kontroll. Grundvatten från lagerområdet får inte användas som dricksvatten utan särskilt tillstånd från bl. a. hälsovårdsministeriet. Stor uppmärksamhet ägnas i bestämmelserna åt den inlagrade gasens sammansättning. Föroreningar som aromatiska kolväten, fenoler, svavel- och ammoniumföreningar samt cyanider måste avskiljas innan gasen pumpas in i reservoaren. Det bör dock anmärkas att denna bestämmelse kommit till därför att man i Frankrike i stor utsträckning även inlagrar syntetiskt framställd gas. Naturgasen är redan tillfredsställande renad vid utvinningsorten och kan pumpas ner i lagret direkt utan ytterligare rening. Runt ett lagringsområde lägger man ut ett skyddsområde inom vilket allt grundvattenuttag i princip är förbjudet. Skyddsområdets huvudsakliga ändamål är att skydda själva gasreservoaren mot ändringar i det hydrostatiska trycket och därmed att förhindra att gasen sprider sig i omgivande marklager.

11.2 Västeuropeiska säkerhetsbestämmelser

Rörledningar för naturgas byggs numera i allmänhet med diametrar på upp till 1400 mm och för arbetstryck på ca 70 bar. Utvecklingen tyder på att det snart också kommer att byggas ledningar för 100 bars arbetstryck. Dessa höga tryck ställer särskilda krav på material och utförande. För närmare studium av säkerhetsföreskrifter och andra anvisningar som tillämpas utomlands hänvisas till den litteratur som upptas i

tabell 11:1. Här redogörs för det som i allmänhet tas upp i västeuropeiska säkerhetsbestämmelser, vilka i sin tur bygger på långvariga amerikanska erfarenheter.

Tabell 11:1 Förteckning över säkerhetsbestämmelser

1. Reglement de sécurité des ouvrages de transport de gaz combustibles par canalisation. Publicerad i Journal Officiel de la République Française, 11.5.1970.
2. Belgiska säkerhetsbestämmelser för gasledningar av den 11.3.1966. Publicerade på franska och holländska i Moniteur Belge den 16.3.1966.
3. Provisoriska säkerhetsbestämmelser för gasledningar i Nederländerna. Publicerade på holländska i september 1970 av Nederland Normalisatie Instituut.
4. Richtlinien für den Bau von Gasleitungen, DIN 2470.
5. Petroleum pipe-lines safety code, från 1967. Utarbetad av Institute of Petroleum i Storbritannien.
6. Code for pressure piping: Gas transmission and distribution piping systems, från den 31.8.1968. Utarbetad av American National Standard Institute. Publicerad av American Society of Mechanical Engineers.

I allmänhet krävs statens tillstånd för att få bygga en naturgasledning. Utöver denna licens krävs ofta att lokal myndighet godkänner ledningens sträckning liksom dess konstruktion i detalj.

Föreskrifterna ställer sålunda krav på konstruktion, byggande och drift av en rörledning från säkerhetssynpunkt, men även andra synpunkter beaktas när man fastställer specifikationer för en rörledning. Föreskrifterna är inte att se som en uppslagsbok efter vilken man kan konstruera en ledning. Erfarenhet och teknisk kunskap utöver vad som anförs i föreskrifterna krävs.

När det gäller konstruktionskrav fastställer man i princip vilka villkor en ledning skall uppfylla med hänsyn till terrängförhållandena samt ledningens kapacitet. Anordningar för att tillåtna tryck inte över- respektive underskrids skall vidtas. Vid konstruktionsarbetet skall hänsyn också tas till tänkbara temperaturspänningar.

I konstruktionsanvisningarna påpekas vanligen att godstjockleken bör variera med

hänsyn till de områden som passeras. Högre krav ställs t.ex. när ledningen dras genom tätbebyggda områden. De ökade risker för skador på ledningen som kan föreligga vid vägkorsningar, vattenövergångar och dylikt skall beaktas. Materialfrågorna tas särskilt upp i bestämmelserna. De stålsorter som godkänns är vanligen listade. Rörledningarna skall isoleras med specificerat material till sådan tjocklek att det elektriska motståndet per ytenhet inte underskrider angivet värde. För byggande av rörledningar rekommenderas hur röjning, borttagning av matjord och så vidare bör utföras och dessutom ställs krav på markens återställande till ursprungligt skick. I föreskrifterna finns angivet den vidd som rörgraven bör ha vid olika ledningsdimensioner. Även djupet diskuteras, bl. a. mot bakgrunden av att antalet rörböjar bör hållas lågt. Föreskrifterna påpekar också att ledningen skall utföras så att andra ledningar och kablar kan repareras utan att rörledningen skadas.

Rörledningen utförs vanligen genom hopsvetsning av 12 m långa pipor. I föreskrifterna betonas att rör som är isolerade måste hanteras försiktigt och att inget ovidkommande får komma in i ledningen. Anvisningarna säger också att röriporna skall observeras så noggrant att eventuella ytliga defekter upptäcks. För svetsningsarbetet finns detaljerade anvisningar. Lägsta temperatur som får råda vid svetsning anges – i allmänhet $+5^{\circ}\text{C}$. Sjunker temperaturen under denna, måste särskilda åtgärder vidtas om arbetet skall utföras. Endast licensierade svetsare får användas.

Noggranna bestämmelser finns om provning och inspektion av rör både i rörverken och vid läggandet av ledningar. Alla svetsar som utförts på byggnadsplatsen inspekteras visuellt. Därutöver kontrolleras upp till en tredjedel av svetsarna med t. ex. ultraljud. Där ledningen passerar bebyggda eller andra känsliga områden kontrolleras samtliga svetsar på detta sätt. Bestämmelser finns också för kallbockning. Minsta tillåtna böjningsradie i förhållande till rördiametern samt ett minsta avstånd till närmaste svetsfog anges.

Normalt ingår också allmänna anvisningar om var ventiler bör placeras på ledningen i säkerhetsbestämmelserna.

Katodiskt korrosionsskydd utförs numera i stor utsträckning och anvisningar för detta är vanligen införda i säkerhetsbestämmelserna.

Ledningen bör utmärkas på marken så att den kan friläggas om så påfordras. Märkning- en bör innehålla telefonnummer till underhållspersonalen.

När ledningen är färdigbyggd sker i allmänhet kontroll och rengöring av rörledningen genom att den fylls med vatten. Vattentrycket i ledningen höjs till 20–25 % över maximalt arbetstryck för kontroll av tätheten. Trycket hålls kvar i 24–48 timmar. Hänsyn tas till eventuella tryckförändringar på grund av temperaturvariationer.

I säkerhetsbestämmelserna understryks vikten av att vid drift bl. a. punkterna nedan noga iakttas av rörledningsbolagen. Dessa faktorer är avgörande för driftsäkerheten hos en rörledning.

- Säkerhetsanordningar för eliminering av varje risk för att för högt tryck uppstår.
- Varningssignaler om ledningen av någon anledning blir skadad.
- Regelbunden inspektion.
- Samarbete med lokala myndigheter, brandkår, polis, vattenverk m. fl. så att omedelbara åtgärder kan vidtas om läckage, brand eller annan olyckshändelse inträffar.
- Förebyggande av rostbildning i ledningen.
- Regelbunden inspektion av katodskydden.

11.3 Svensk lagstiftning

I Sverige saknas särskild lagstiftning för stora gasledningar.

I maj 1966 tillsatte kommunikationsministern en sakkunnig – utredningen om oljeledningar – med uppdrag att utreda behovet av lagstiftning om anläggande och utnyttjande av rörledningar för transport av olja m. m. Enligt direktiven skall utredningen behandla frågor om expropriation, kon-

cession, ansvarighet för skada orsakad genom anläggningen eller dess drift samt säkerhetsåtgärder. Denna utredning har sedermera samordnat sitt arbete med en utredning – ledningsrättsutredningen – om rätten till dragning av vissa andra typer av ledningar.

Arbetet i dessa utredningar är långt framskridet och resultatet beräknas läggas fram under första delen av år 1972. Enligt vad som blivit bekant torde utredningen om oljeledningar komma att föreslå en lagstiftning enligt vilken koncession i princip erfordras för anläggande och begagnande av rörledningar för transport av petroleum, naturgas m. m.

Med hänsyn till arbetet inom utredningen om oljeledningar och ledningsrättsutredningen samt i enlighet med sina direktiv har 1968 års utredning om rörtransport av olja och gas lämnat de rättsliga aspekterna av ett naturgassystem å sido.

11.4 Svenska säkerhetsbestämmelser

Några svenska säkerhets- och konstruktionsanvisningar för stora gasledningar finns inte. I vissa fall är dock den allmänna lagstiftningen tillämplig för naturgasledningar. De risker som med naturgasledningar föreligger för allmänhet samt drift- och anläggningspersonal är förknippade med dels anläggningsarbetenas karaktär, dels med gasens brandfarlighet och dels med det höga trycket i en gasledning.

För anläggningsarbetenas utförande gäller i tillämpliga delar ”Allmänna Material- och Arbetsbestämmelser”, AMA, speciellt Mark-AMA och VVS-AMA. För allt yrkesarbete gäller vidare arbetarskyddslagen. För yrkesarbete med bl. a. drift av högtrycksanläggningar gäller speciellt § 33 arbetarskyddslagen.

För naturgas är vidare förordningen om brandfarliga varor (SFS 568/1961) tillämplig. *Brandfarlig vara* är enligt denna bl. a. ”gas som vid en temperatur av +21°Celsius eller därunder kan antändas och brinna i luft (*brandfarlig gas*)”.

I förordningen finns ett avsnitt som reglerar transport av brandfarlig vara. Där föreskrivs att rörledning för transport av brandfarlig gas skall vara utförd så, att det föreligger betryggande säkerhet för att det vid transporten inte skall kunna vållas skada genom brand "eller annorledes". Kommerskollegium äger meddela närmare bestämmelser om vad som skall iakttas vid transport av brandfarlig gas. Kollegiet skall utfärda de föreskrifter som fordras för tillämpning av förordningen liksom allmänna anvisningar som kan behövas. I en kungörelse 1967 har kollegiet lämnat ett antal föreskrifter beträffande utförande, förläggning och provning av rörledning, som är ansluten till cistern. Dessa bestämmelser avser visserligen inte sådan gasledning som vanligen benämns "pipe-line", men de grundprinciper som kommit till uttryck i bestämmelserna är tillämpliga på dylik gasledning. Anledningen till att kollegiet ännu inte utfärdat särskilda bestämmelser om utförande, förläggning, provning och besiktning av pipe-line för transport av brandfarlig gas är att det hittills inte varit aktuellt att bygga någon sådan ledning. Kollegiet har emellertid under hand förklarat sig beredd att påbörja arbetet med bestämmelser på detta område.

Ledningar för transport av naturgas räknas som tryckkärl. Normer för tryckkärl i industrin utfärdas och godkännes av arbetarskyddsstyrelsen som därvid ser till att arbetarskyddslagen är uppfylld. Normerna utarbetas av Tryckkärlskommissionen, som är ett fristående tekniskt organ med anknytning till Ingenjörsvetenskapsakademien. Sålunda har Tryckkärlskommissionen utarbetat "Rörledningsnormer 1967" vilka användes inom industrin. Dessa normer kan dock inte utan omarbetning användas för naturgasledningar. Under år 1971 togs initiativ för att göra en sådan omarbetning. Tryckkärlskommissionen har upprättat ett arbetsprogram för detta och förklarat sig beredd att administrera en kommitté för "Normer för naturgasledningar". För att genomföra arbetsprogrammet har ett samarbete redan etablerats mellan Svenska gasföreningen,

Sveriges standardiseringskommission, Sveriges mekanförbunds standardcentral och Tryckkärlskommissionen.

I anslutning till förordningen om brandfarliga varor har Svenska gasföreningen utarbetat anvisningar för gasinstallationer, vilka även omfattar regler för utförande av gasledningar. Dessa anvisningar väntas bli godkända av kommerskollegium enligt bemyndigande i förordningen. Därjämte har Gasföreningen utarbetat anvisningar för utförande av stadsgasinstallationer som är normgivande för kommunerna.

11.5 *Utredningens förslag*

Mot bakgrund av den bedömda utvecklingen mot gynnsammare förutsättningar för en svensk naturgasimport föreslår utredningen att kommerskollegium i enlighet med sitt bemyndigande i förordningen om brandfarliga varor utfärdar tillämpningsbestämmelser för anläggande och drift av transportledningar för naturgas. Dessa bestämmelser bör även innefatta till ledningen hörande anläggningar såsom kompressor- och tryckreduceringsstationer, lagringsanläggningar etc. Utarbetandet av dessa bestämmelser kan lämpligen ske tillsammans med bl. a. Tryckkärlskommissionen, Svenska gasföreningen och Sveriges standardiseringskommission.

12.1 *Naturgasens miljöegenskaper*

Naturgas är en mycket ren produkt, som varken under hantering, transport eller förbränning i nämnvärd grad inverkar negativt på miljön. Den skiljer sig därmed från olja, som i alla dessa led medför störningar eller risker för störningar. Jämförelsen med olja ligger närmast till hands, eftersom det just är olja som naturgas kommer att ersätta i Sverige vid etablerande av en eventuell naturgasmarknad.

Den naturgas, som levereras till konsumenten för uppvärmningsändamål, innehåller mellan 80 % och 95 % metan, små mängder etan och tyngre kolväten samt en inte brännbar del, huvudsakligen bestående av kvävgas. Övriga beståndsdelar som inte är brännbara och som kan ingå i obehandlad naturgas avlägsnas liksom eventuella flytande kolväten redan på utvinningsorten (jfr avsnitt 3.1). Normalt innehåller gasen inga korroderande ämnen. I enstaka fall kan dock små mängder svavelväte – under 0,1 % – förekomma.

Den reade naturgasen är praktiskt taget luktfri. Den är inte heller giftig. Endast om svavelväte skulle ingå i halter omkring eller över 0,1 % får gasen en karaktäristisk lukt och blir i viss mån giftig. Den naturgas som distribueras till konsumenterna luktar dock. För att underlätta upptäckten av läckage tillsätts nämligen mycket små mängder

starkt luktande ämnen, t. ex. metylmerkaptan. Naturgas är lättare än luft och bildar tillsammans med luften mycket explosiva blandningar. Den största faran vid ett gasläckage är därför explosionsrisken och av den anledningen måste såväl transport- som lagringssystem samt distributionsnäten och konsumenternas anläggningar byggas med betryggande säkerhet.

Skulle tillfälliga naturgasläckage inträffa, avgår gasen snabbt i luften utan att efterlämna några restprodukter på mark eller i vatten. Detta innebär från vattenvårdssynpunkt en stor fördel för naturgas vid jämförelse med olja.

12.2 *Transportsystemets effekter*

Ett rörtransportsystem för naturgas består av rörledningsnät, reducer- och mätstationer, kompressorstationer samt centraler för driftkontroll. Av dessa anläggningar är det främst kompressorstationerna som kan ge miljöpåverkan. Större stationer brukar utrustas med turbokompressorer, som direkt drivs av gasturbiner, varför risken för bullerstörningar från kompressorstationerna måste beaktas.

Rörledningarna läggs i möjligaste mån under jord och efterlämnar få synliga spår i naturen. Ett läckage på en nedgrävd ledning, vilket är sällsynt på moderna rörsystem,

synes inte medföra någon risk för vattenförorening. De smärre naturgasförekomster inom Sverige, som finns i bl. a. Östergötland, har inte påverkat vare sig vattentillgångar eller vegetation trots att gasen på sina håll tränger fram kontinuerligt ur marken, ur vattendrag och även ur enstaka dricksvattenbrunnar.

I Nederländerna konstaterades ökad dödlighet för träd i städer när man i början av 1960-talet gick över från stadsgas till naturgas. Förklaringen till att fenomenet uppträdde just vid övergången är att de gamla rörledningssystemen, som hållit tätt för stadsgasen, började läcka i liten skala för naturgasen. Anledningen till läckagen var att naturgas i motsats till stadsgas är nästan helt torr och därmed torkade ut vissa packningar i rörskarvarna, som inte var svetsade. En bidragande faktor var också att naturgas distribueras med högre tryck än stadsgas. Den ökade trädödligheten berodde inte på att gasen var giftig utan på att den rubbat syrebalansen i marken genom att gasutbytet med luften hindrades av gatornas asfaltbeläggning. Därmed påverkades bl. a. rotsystemen skadligt. Problemen med vegetations-skador torde nu ha lösts genom att man tätat rörskarvarna och ordnat med ventilation genom gatubeläggningen så att marken återfått sin normala syrebalans.

12.3 Miljöpåverkan från lagringsanläggningar

Naturgas kan lagras i gasform eller kondenserad som vätska, vilket mer i detalj diskuteras i kapitel 7. I det senare fallet måste temperaturen vara mycket låg, $-161,5^{\circ}\text{C}$. Så låga temperaturer ställer stora krav på konstruktionsmaterialen för cisterner. Kondenserad naturgas kan förutom i cisterner lagras i oinklädda håligheter i marken (lösa jordlager) täckta med gastätt tak. Hålrumsen göres gastäta genom nedfrysning av omgivande mark. Vid lagringen avdunstar små mängder gas. Värden mellan 0,003 % och 0,3 % har uppmätts. Den avdunstade

gasen tillvaratas och ger således inte upphov till någon luftförorening.

Gas, som lagerhålls i kondenserad form, måste förgasas för att kunna distribueras i rörledningar. Vid förgasningen går det för uppvärmning via värmväxlare åt stora mängder vatten som därvid avkyles. Sådant vattenutsläpp torde dock inte påverka vattenmiljön, om recipienten är lämpligt vald.

Lagring i gasform i stor skala kommer bara i fråga när geologiskt bildade reservoarer i underjorden kan utnyttjas (se kapitel 7). Metoden har med framgång använts under många år i utlandet.

På senare tid har man, framförallt i Förenta staterna och Sovjetunionen undersökt möjligheterna att genom sprängning med kärnladdningar åstadkomma underjordiska lagringsutrymmen. Tekniken härför är ännu inte färdigutvecklad. Det är främst riskerna för strålning och förorening med radioaktivt material som måste ägnas uppmärksamhet.

Som redan nämnts i kapitel 11 angående lagstiftning och säkerhet finns det i bl. a. Frankrike en särskild lagstiftning för underjordisk lagring av gas. Den har tillkommit för att i första hand skydda grundvattnet från föroreningar. Risk för sådana uppträder bl. a. vid borrningar och andra arbeten med anläggningen. Såvitt utredningen vet har det aldrig förekommit att s. k. geologisk gaslagring givit några skador på vattentäkter. En noggrann prövning av föroreningsriskerna måste dock ske i varje enskilt fall om det skulle bli aktuellt med underjordisk lagring av naturgas i Sverige.

12.4 Förbränningsrester

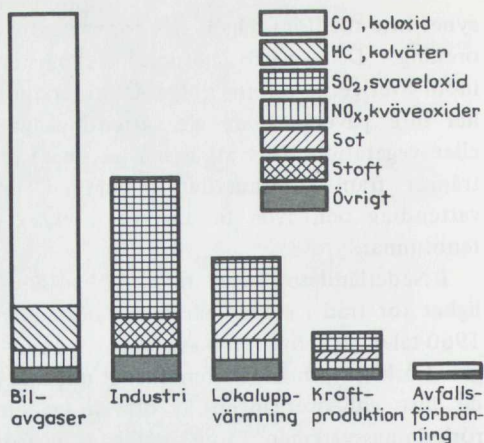
Förbränning av fossila bränslen i olika energianläggningar ger stora mängder luftföroreningar. För fasta anläggningar spelar i Sverige den tjocka eldningsoljan en dominerande roll som föroreningskälla. Den innehåller bl. a. svavel, som vid förbränning till största delen övergår till svaveldioxid. Även andra föroreningar såsom kväveoxider, kol-

oxider och partiklar bildas vid förbränning. Eldningsoljans svavelhalt utgör i viss mån ett mått på de luftföroreningar den kan ge upphov till.

Utsläpp av svavel, som huvudsakligen sker i form av svaveldioxid, ger upphov till två typer av problem. Det ena uppträder i föroreningskällornas omedelbara närhet. Där kan svaveldioxid förekomma i luften i koncentrationer som menligt påverkar människans hälsa och ger skador på vegetation och material. Dessa direkta effekter av svaveldioxid är begränsade till ett avstånd av några kilometer från källan. Hur höga halterna blir i omgivningen beror på källornas utformning, deras bränsleförbrukning, meteorologiska förutsättningar samt några andra faktorer. Det andra svavelproblemet består i deposition av svavelsyra. Detta ger en ackumulerande förändring i mark- och vattensystem och kan därigenom ändra de biologiska betingelserna. Dessa effekter av svavelutsläpp synes kunna förekomma inom ett avstånd av storleksordningen 1 000 kilometer från källan. Tänkbara verkningar av surare nederbörd är försämrad skogsåterväxt, minskat utbyte av jordbruket samt fiskdöd till följd av sjövattnets ökade surhetsgrad.

Med hänsyn till dessa effekter har naturvårdsverket lagt fram ett program för nedtrappning av eldningsoljans svavelhalt. Målsättningen är att de totala utsläppen av svaveldioxid inte skall överstiga 1970 års värden. Användning av naturgas, som är svavelfritt, skulle avsevärt kunna bidra till att uppnå ett sådant mål.

En jämförelse av utsläpp som erhålles vid förbränning av olika bränslen framgår av tabell 12:1 och figur 12:1. Allmänt kan sägas att renheten från luftvårdssynpunkt ökar då man går från fast över flytande till gasformigt bränsle. Kol finns i många olika kvaliteter och innehåller oftast såväl svavel som vissa metaller. Andelen askbildande ämnen är stor i många kolsorter. Förbränning av olja ger per avgiven värmeenhet omkring sex gånger så stor mängd stoft som gas. Kol ger tio till hundra gånger mer stoft än vad gas gör.



Figur 12:1 Relativ fördelning av det årliga utsläppet av luftföroreningar i Sverige från olika föroreningskällor.

De stora vinsterna från luftvårdssynpunkt vid övergång från olja till naturgas uppstår emellertid i fråga om utsläppen av svaveldioxid. Förbättringen kan där bli av storleksordningen tusen gånger. År 1970 uppgick det totala svaveldioxidutsläppet i landet till ca 865 000 ton och därav svarade de tjocka eldningsoljorna för 623 000 ton. År 1980 beräknas förbränningen av oljor – exkl. utsläppen från industriella processer – med en antagen oförändrad svavelhalt ge upphov till ett svaveldioxidutsläpp på ca 1 093 000 ton, varav från tjocka oljor ca 930 000 ton. Utgår man ifrån att svavelhalten i oljorna trappats ned till maximalt 1 % blir motsvarande siffror ca 509 000 ton respektive 431 000 ton. Om man antar att naturgas introduceras i Sverige och att förbrukningen når ca 8 miljarder m³ år 1980, innebärande att gasen tar över ca en tredjedel av marknaden för tjocka eldningsoljor, skulle de angivna värdena för svaveldioxidutsläppet från sådana oljor minska i motsvarande mån.

Det bör dock uppmärksammas att utsläpp av svaveldioxid förekommer även i samband med olika industriella processer, främst inom skogs- och metallindustrin. De industriella processutsläppen av svaveldioxid uppskattas för år 1970 till omkring 150 000 ton, eller inemot 20 % av de totala utsläppen av

Tabell 12:1 Utsläpp vid förbränning av fossila bränslen
Ton per tusen ton oljeekivalent.

Typ av bränsle	Anläggningstyp	Svaveloxider som SO ₂	Kväveoxider som NO ₂	Stoft
kol	bostadsuppvärmning	10-24	6	14-53
	industri an lägg n .	14-27	12-14	2- 9
	stort ångkraftverk	27	3-14	1-12
olja	bostadsuppvär m n.	5-50	1- 2	1- 3
	industri an lägg n .	20-50	8-12	1- 3
	stort ångkraftverk	20-50	12	1
gas	bostadsuppvär m n.		1- 2	0,25
	industri an lägg n .	0,001-0,007	4- 5	0,32
	stort ångkraftverk		7	0,32

svaveldioxid. Detta innebär att en ersättning av en viss andel av eldningsoljan med gas inte ger en motsvarande minskning av totala svaveldioxidutsläppen med samma andel.

13.1 Allmänt beredskapspolitiska aspekter

Sverige är för sin energiförsörjning starkt beroende av import. Oljeprodukternas dominans i energibilden framgår av kapitel 4 liksom av delbetänkandet "Olja i rör".

Om naturgas skulle börja användas i Sverige kommer den i första hand att ersätta eldningsolja. Skulle naturgasen komma att stå till förfogande i mycket stora kvantiteter och till låga priser kan den på längre sikt komma att konkurrera även med andra energikällor, främst kärnkraft, vid etablering av nya kraft- och kraftvärmeanläggningar. Naturgas kan vidare komma att användas som industriråvara.

Av distributionsekonomiska skäl blir naturgas i första hand aktuell för stora energiförbrukare – värmekraftverk, kraftvärmeverk, fjärrvärmeverk och storförbrukare inom industrin. Dessa avnämare bedriver verksamhet som är av central betydelse för samhällets funktion och som därför måste kunna upprätthållas i tillfredsställande omfattning under krislägen. Samma gäller om detaljdistribution av naturgas för bostadsuppvärmning blir aktuell.

Om *importerad* naturgas tas i anspråk för vår framtida energiförsörjning kommer importberoendet inte att minska. Detta gäller vare sig naturgasen ersätter eldningsolja eller utnyttjas för att täcka tillkommande behov. Om importerad naturgas ersätter

kärnkraft snarare skärps importberoendet. Det behövs därför beredskapsåtgärder för att möta eventuella störningar i naturgastillförseln. För att nå målet för vår utrikespolitik – alliansfrihet i fred, neutralitet i krig – skall uppnås och vinna förtroende måste samma krav ställas på försörjningsberedskap och uthållighet i krislägen för normalt naturgasbaserad energiförbrukning som för de hittills utnyttjade importbränslena.

Vid bedömningar av naturgasens förutsättningar på den svenska energimarknaden får man alltså inte förbise beredskapskostnaderna. Utredningen utgår från att ansvaret för försörjningsberedskapen för naturgas kommer att läggas på näringslivet på samma sätt som för övriga petroleumprodukter och att beredskapskostnaderna därmed kommer att tas ut av konsumenterna genom prissättningen.

För närvarande härrör – direkt och indirekt – omkring 75 % av Sveriges oljeimport från Mellersta Östern och Nordafrika. Oljefyndigheter i t. ex. Nordsjön kan komma att något minska detta beroende. Fyndigheterna i Mellersta Östern och Nordafrika är dock så stora, att vårt land också i framtiden torde komma att förbli starkt beroende av råoljan från dessa områden. Om en del av oljeimporten ersätts med naturgas kan detta bidra till att öka Sveriges försörjningstrygghet vid kriser inom den internationella oljemarknaden, som orsakas av störningar i

Mellersta Östern och Nordafrika.

För försörjningen med naturgas är ur försörjningsmässiga och säkerhetspolitiska synvinklar en fördelning på flera importkällor till fördel och bör därför eftersträvas.

Om naturgas skulle kunna utvinnas i tillräckliga mängder inom svenskt fastlandsområde, bortfaller behovet av särskilda beredskapsåtgärder för det fall då Sverige inte är indraget i krig. För ett krigsfall blir förhållandet däremot annorlunda, eftersom de mest sannolika fyndområdena för naturgas har ett i krig utsatt läge och rörledningssystemet dessutom är sårbart. Tryggad krigsförsörjning av naturgas kräver därför beredskapsåtgärder liksom för importerad gas.

Även naturgasfyndigheter som kan påträffas inom Sveriges del av kontinentalsockeln måste för krigsfall av samma skäl likställas med importgas. Mera komplicerad blir beredskapsfrågan för det fall då Sverige inte är indraget i krig men risk finns för krigshandlingar i omgivande farvatten.

Enligt 1958 års Genèvekonvention om kontinentalsockeln, som ratificerats av Sverige, har vårt land suverän rätt att utforska och utvinna naturtillgångar på sin del av sockeln även utanför territorialgränsen. Närmare regler om detta finns i lagen (1966:314) om kontinentalsockeln. Enligt denna äger Konungen eller myndighet, som Konungen utser, bestämma att det till skydd för anläggning för utvinning av naturtillgångar från sockeln skall finnas en säkerhetszon "med en utsträckning av högst 500 meter från anläggningens yttersida" liksom också meddela föreskrifter för att trygga säkerhetszonen.

Svensk suveränitet över en anläggning på Sveriges del av kontinentalsockeln för utvinning av naturgas och över en säkerhetszon kring denna är sålunda erkänd av de stater, som ratificerat 1958 års Genèvekonvention. Trots detta torde man inte kunna bortse från att i ett neutralitetsläge med krig i Sveriges närhet stora risker kan uppstå för naturgasproduktion på kontinentalsockeln. I ett sådant läge är risken också stor för att rörledningen från fyndplats till fastland

skadas. Dessa risker medför att naturgas från i varje fall kontinentalsockeln utanför svenskt territorialvatten för nu ifrågasättande krisläge i försörjningsberedskaps hänseende bör likställas med importgas och med hänsyn härtill betingade beredskapsåtgärder vidtagas.

13.2 Konkreta beredskapsåtgärder för energiförsörjningen

I kapitel 7 diskuteras anordningar för belastningsutjämning i ett naturgassystem. Sådana anordningar minskar också effekterna av avbrott i leveranserna på grund av skador på ledningsnätet, strejker vid naturgaskällan eller inom rörledningsorganisationen liksom andra störningar, som kan inträffa under normala fredsförhållanden.

Belastningsutjämnande åtgärder i form av lagring kommer dock av ekonomiska skäl att begränsas till det absolut nödvändiga. Sådana åtgärder torde därför endast kunna möta relativt kortvariga störningar och de kan alltså inte ge mer än marginella bidrag till försörjningstryggheten vid längre och allvarligare kriser.

För krissituationer, som orsakas av avspärrning eller krig, fordras beredskapsåtgärder med en helt annan försörjningsuthållighet. När det gäller att trygga normalt naturgasbaserad energiförsörjning blir i första hand beredskapslagring av olja aktuell. Framförallt blir det därvid fråga om lagring av eldningsolja. För speciella ändamål, t. ex. drift av industriugnar, kan det dock vara lämpligare att lagra gasol.

Beredskapslagring av okondenserad naturgas kan med hänsyn till de stora volymer, varom det blir fråga, knappast tänkas i annan form än s. k. geologisk lagring. Som anges i kapitel 7 vet man dock ännu inte om det finns möjligheter för denna lagringsmetod i Sverige. Om närmare undersökningar av frågan skulle ge positivt resultat och lagringen kan åstadkommas till samma kostnad som en energimässigt likvärdig lagring av olja, kan även beredskapslagring av okonden-

serad naturgas tänkas – dock endast för avspärrningsfallet. Med hänsyn till sårbarheten hos ett naturgassystem bör nämligen beredskapslagring för krigsfallet uteslutande baseras på oljeprodukter.

För lagring av olja som beredskap för normalt naturgasbaserad energiförsörjning talar dels möjligheterna att få en bättre lokalisering av beredskapslagren än med ”geologisk” naturgaslagring, dels att man därigenom kan undvika längre avbrott i energitillförseln till försvars- och samhällsviktiga objekt, som kan bli följden av t. ex. sabotage mot rörledningssystemet.

För att olja skall kunna användas som beredskapslager för naturgas krävs dock att varje förbrukare av naturgas håller sådan utrustning, som medger omedelbar omställning från naturgas till olja med bibehållet effektutbyte. Om användning av naturgas skulle medföra sådan minskning av konventionella transportmedel för olja, att återgång i krislägen till oljekonsumtion äventyras genom bristande transportresurser, kan särskilda beredskapsåtgärder för att trygga oljetransporterna bli nödvändiga. Denna fråga – som skulle kunna aktualiseras även vid övergång till rörledningstransport i stor skala av oljeprodukter – har berörts av utredningen i det tidigare betänkandet ”Olja i rör” (s. 79).

Även om försörjningsberedskapen för naturgasbundna energibehov baseras på oljelagring, kan det av försvarsberedskapshänsyn bli nödvändigt med en extra reparationsberedskap för att begränsa effekterna av skador på gasledningssystemet inom svenskt territorium.

Krisbehoven av naturgas för att tillgodose av statsmakterna fastställd försörjningsuthållighet för avspärrning respektive krig – omräknade efter bestämda ekvivalenstal till aktuell eldningsoljekvalitet respektive i förekommande fall gasol – ger underlag för att fastställa det totala beredskapslagringsbehovet av olja och gasol. Detta lagringsbehov bör fördelas på förbrukare och säljare av naturgas i förhållande till vars och ens konsumtion respektive försäljning. För den-

na basmängdsberäkning bör i övrigt gälla samma regler som för beräkning av oljemängderna i det gällande tvångslagringsystemet för oljor. Även övriga principer och regler i detta system bör i tillämpliga delar kunna tillämpas på den tvångslagring, som erfordras vid ett införande av naturgas. Det gäller bl. a. fastställande av årligt lagringsmål, lagerlokalisering och andra lagringsföreskrifter, rapportering, oljeavgifter och påföljder i överigt.

Utredningen har inte funnit anledning att utarbeta detaljerade förslag till beredskapslagringsbestämmelser utan förutsätter att detta uppdrages åt överstyrelsen för ekonomiskt försvar om naturgasen blir aktuell som försörjningskälla för Sverige. Det får då närmare övervägas bl. a. om naturgasfynd inom svenskt territorium kan – vad avser avspärrningsreserv – motivera sådant undantag från beredskapslagringsplikt som gäller för skifferolja.

Bland tänkbara naturgaskonsumenter finns åtskilliga stora, redan nu tvångslagringspliktiga förbrukare av eldningsolja. Dessa storförbrukare torde redan av tekniska och kommersiella skäl skaffa sig möjlighet att utnyttja såväl naturgas som olja. För dessa förbrukare medför därför utredningens förslag sannolikt enbart begränsade merkostnader för utrustning, som möjliggör *omedelbar* omställning. I andra fall, bl. a. då försörjningsberedskapen baseras på gasol, kan mera betydande investeringar bli aktuella.

13.3 Beredskapsåtgärder för naturgas som industriråvara

I kapitel 6, liksom i IVA:s naturgasrapport, behandlas naturgasens förutsättningar som råvara för metallurgisk och kemisk industri. Åtskilliga produkter från dessa industribranscher är av väsentlig betydelse för totalförsvaret och folkhushåll. Om naturgas skulle tas i anspråk som råvara, måste råvarubehovet tryggas i den omfattning, som önskad försörjningsberedskap i krislägen kräver.

Om det visar sig att "geologisk lagring" av naturgas är omöjlig i Sverige, måste andra vägar prövas. Således kan beredskapslagring ske antingen av *oljeprodukter* om omställning till sådana är tekniskt möjlig, av *kondenserad naturgas* eller av de naturgasbaserade *produkterna*.

Om inte säkerhetsmässiga hänsynstagen- den utgör absolut hinder, bör givetvis den teknisk-ekonomiskt fördelaktigaste kombi- nationen av dessa alternativ väljas.

Det må framhållas, att beredskapslagring av oljeprodukter för råvaruändamål faller utanför oljelagringsförordningen. I april 1971 tillkallade dock chefen för handelsde- partementet särskilda sakkunniga – försörj- ningsberedskapsutredningen – som enligt sina direktiv skall beakta försörjningsbered- skapen bl. a. för den petrokemiska indu- strin. Utredningen förutsätter att försörj- ningsberedskapsutredningen kommer att uppmärksamma de beredskapsåtgärder, som kan behövas om naturgas tas i anspråk som råvara inom svensk industri över huvud taget.

14.1 *Marknadsbedömning*

Utredningen har i delbetänkandet "Olja i rör" funnit att det föreligger tekniska och ekonomiska möjligheter för att under 1970-talet etablera en rörledning för transport av tunna oljeprodukter, huvudsakligen bensin och eldningsolja 1, och att ytterligare och mer detaljerade utredningar med sikte på att bygga ett sådant system är motiverade. Samtidigt anförde utredningen att det är angeläget att transporter av alla oljeprodukter rationaliseras, främst genom utökad och samordnad utnyttjning av järnvägstransporter. Utredningen framhöll dock att ett eventuellt beslut om att bygga oljeledningar bör anstå till dess utredningen slutfört sitt uppdrag även beträffande naturgasledningar.

Utredningens undersökningar av den tänkbara marknaden för naturgas visar (kapitel 6 och 10) att den helt övervägande del av oljemarknaden, som gasen skulle ersätta, utgöres av tjockolja produkter. Tillfrågade industriföretag har redovisat att ungefär 0,2 miljoner m³ tunn eldningsolja skulle kunna vara aktuell för att ersättas med gas. I befintliga gasverk kan naturgas komma att ersätta tunna oljeprodukter i samma omfattning. Den med sikte på naturgasanvändning inventerade delen av värmesektorn liksom kraftsektorn baseras helt på tjocka produkter.

Marknadsbedömningen tyder således på

att den i "Olja i rör" skisserade oljeledningen för tunna produkter skulle förse en annan marknadssektor med energi än den som en naturgasledning skulle betjäna. I ett längre perspektiv kan kanske ett omfattande naturgasnät komma att successivt erövra vissa ytterligare marknader, som nu försörjs med tunna eldningsoljor. Detta kan gälla naturgasförsörjda fjärrvärmeverk, som i något ökande omfattning kan komma att ersätta tidigare individuellt tunnoljaledade fastigheter.

14.2 *Inverkan på råoljaledningar*

Utredningen har i "Olja i rör" diskuterat oljeledningar för transport av råolja till raffinaderi på ostkusten eller i inlandet. Den samlade marknaden synes ge tillräckligt underlag för lokalisering av ytterligare raffinaderikapacitet av betydande omfattning på ostkusten, t. ex. i Stockholmsområdet, även om naturgas tillföres landet. Om en sådan lokalisering av ekonomiska eller andra skäl kommer till stånd, kan en råoljaledning från västkust till ostkust bli av intresse. Förutsättningen är givetvis att en sådan ledning anses ge fördelar jämfört med råolja transporter sjövägen. Denna slutsats från delbetänkandet kvarstår således oberoende av om naturgas introduceras i landet.

I "Olja i rör" gav utredningen uttryck åt

teksamhet i fråga om raffinaderilokalisering i inlandet. Ett huvudargument för sådan lokalisering har varit att inlandets tjockoljemarknad därigenom skulle kunna tillgodoses utan alltför omfattande tjockoljetransporter. I betydande grad skulle därför ett inlandsraffinaderis storlek bli bestämt av närområdets tjockoljemarknad. Om ett naturgas-system byggs ut i Sverige, skulle emellertid stora delar av det mellansvenska inlandets nuvarande behov av tjockolja kunna ersättas med naturgas. Slutsatsen blir att en naturgasledning genom Mellansverige, som berör även Bergslagen, kraftigt skulle försvaga de redan förut begränsade företagsekonomiska förutsättningarna för raffinaderilokalisering i inlandet.

14.3 Inverkan på produktledningar.

Enligt marknadsbedömningen under 14.1 skulle en produktledning för tunna oljeprodukter inte i väsentlig omfattning komma att konkurrera med en naturgasledning. Prövningen av en produktledning för tunna oljor är således i huvudsak oberoende av naturgasfrågan.

En ledning för tjocka produkter har i "Olja i rör" inte ansetts realiserbar med hänsyn till ogynnsamma tekniska och ekonomiska förutsättningar. Vid en utbyggnad av det skisserade naturgasnätet skulle dessutom marknaden för produkterna från en sådan ledning elimineras eller i varje fall reduceras avsevärt.

14.4 Möjligheter till samordning av olje- och gasledningsprojekten

I "Olja i rör" har beräknats att vinster kan göras genom minskade investeringar om ca 12 % (ca 35 miljoner kronor) och minskade årliga transportkostnader om ca 10 % om en tjockoljeledning kunde byggas gemensamt med en tunnoljeledning jämfört med separat ledningsdragning.

Preliminära skisser över sträckning för

ledningen för tunna oljeprodukter respektive naturgasledningar indikerar att dessa sannolikt inte bör följa samma sträckning. Det torde vidare knappast bli aktuellt med en samtidig utbyggnad för båda systemen. Några möjligheter att göra väsentliga ekonomiska vinster genom samordning av själva utbyggnaden av de båda systemen torde därför inte föreligga.

Ett bolag med främst större kunder som intressenter är sannolikt en lämplig organisationsform för ett gasledningsprojekt (se kapitel 10). För ett oljeledningsprojekt har utredningen bedömt att oljebolag tillsammans med staten skulle vara intressenter. Ett och samma företag för båda projekten synes sannolikt ej vara en lämplig samordningsform.

14.5 Inverkan på rationaliseringen av oljetransporter via järnväg

Utredningen har i delbetänkandet "Olja i rör" framhållit möjligheterna att nå gynnsamma transportkostnader via järnväg för större samlade transportvolymmer. Detta skulle uppnås genom samordning mellan oljeföretagen och inom ramen för fasta planer med hela oljetåg till stora kunder och stora terminaler för vidare distribution.

Utbygges ett naturgasnät som tar över en betydande del av tjockoljemarknaden minskar de möjliga järnvägstransporternas omfattning och därmed försämras i viss mån förutsättningarna för billiga järnvägstransporter. De kvarstående volymerna oljeprodukter, som kan transporteras via järnväg, är dock alltså av sådan omfattning att gynnsammare villkor bör vara möjligt att uppnå genom samordning av transportererna.

Utredningen konstaterar att det bör finnas tillräckligt stora avsättningsmöjligheter för naturgas i Sverige för att ett naturgassystem skall kunna etableras. (Avsnitt 6.6.) En förutsättning är dock att gasen kan levereras till konsumenterna till ett pris, som är konkurrenskraftigt gentemot eldningsolja. Huruvida denna förutsättning är möjlig att uppfylla kan endast bli klarlagt genom förhandlingar med tänkbara naturgasleverantörer. Vidare krävs en noggrann kostnadsberäkning av ett gasdistributionssystem med tanke på de mycket betydande investeringsbehov som aktualiseras. Enbart själva huvudrörnätet för ett system av maximalt diskuterad omfattning kostar över en miljard kronor att bygga. Inverkan på energimarknaden är också betydande. Vid slutet av 1970-talet skulle ca 10 % av det prognoserade totala energibehovet och ca en tredjedel av prognoserad tjockoljekonsumtion komma att ersättas av naturgas.

Utredningen har i en särskild skrivelse till chefen för industridepartementet föreslagit, att förhandlingar med tänkbara naturgasleverantörer snarast möjligt påbörjas. Utredningen noterar med tillfredsställelse att förberedelser härför nu pågår. Enligt utredningens mening är de reella förutsättningarna för att Sverige skall få tillgång till naturgas inom det närmaste decenniet så gynnsamma, att vissa ytterligare förberedelser omgående bör vidtagas.

Den naturgas som kan komma att distribueras via de nuvarande stadsgasnäten kommer endast att utgöra en mindre del av den totala svenska naturgasförbrukningen. Trots detta bör nedläggning av i varje fall större gasverk ej ske utan hänsyn till de ändrade förutsättningar, som inträder om ett svenskt naturgassystem etableras. (Avsnitt 5.1.)

Det är angeläget att den totala naturgaskvantitet som tillförs landet är jämt fördelad över året och att de mest kapitalkrävande delarna i naturgassystemet får en så jämn belastning som möjligt. Detta kan bl. a. åstadkommas genom gaslagring. Även om s. k. geologisk lagring inte är en nödvändig förutsättning för etablerandet av ett naturgassystem, kan sådan lagring ha stor ekonomisk och beredskapsmässig betydelse. Genom Sveriges geologiska undersöknings försorg bör därför förutsättningarna för geologisk lagring i Sverige snarast klarläggas. (Avsnitt 7.3.)

Av betydelse vid bedömning av naturgasens förutsättningar att konkurrera med andra energislag är kännedom om beskattningen av olika energislag. Den nuvarande energibeskattningen ger ingen vägledning i fråga om behandlingen av naturgas i skattehänseende. Den frågan bör därför snarast klarläggas. (Avsnitt 6.3.)

Ekonomisk betydelse har även de villkor, som av beredskapskäl fastställs för naturgasen. Överstyrelsen för ekonomiskt försvar

bör därför få i uppdrag att överväga frågan om beredskapsbestämmelser för naturgas. Så snart det kan konstateras, att det är realistiskt med svensk naturgasimport måste detaljerade bestämmelser utarbetas. (Avsnitt 13.2.) I detta sammanhang vill utredningen också framhålla vikten av att försörjningsberedskapsutredningen även studerar lämpliga åtgärder från beredskapssynpunkt, om naturgas introduceras som en industriråvara. (Avsnitt 13.3.)

Så snart det kan bedömas som sannolikt att naturgas kan inköpas i sådan omfattning och till sådant pris, att avsättning på den svenska marknaden borde kunna ske, måste kostnaderna för erforderliga rörsystem noggrant beräknas.

Stora krav kommer att ställas på finansieringsförmågan hos ett eventuellt naturgasföretag. Utredningen anser det betydelsefullt att de formella förutsättningarna för belåning av naturgasledningar förbättras och utgår från att ledningsrättsutredningen kommer att lägga fram förslag härom. Utredningen föreslår därutöver att staten underlättar ledningssystemets finansiering genom statlig kreditgaranti. (Avsnitt 10.4.)

Vidare krävs att de juridiska och säkerhetsmässiga villkoren för ett naturgassystem i Sverige klarlägges. Tillstånds-, skadestånds- och markfrågor behandlas av andra utredningar. Beträffande säkerhetsfrågorna föreslår utredningen att kommerskollegium får i uppdrag att utfärda tillämpningsbestämmelser för anläggande och drift av rörtransport-system för naturgas i enlighet med förordningen om brandfarliga varor. Kommerskollegium bör också tillsammans med Tryckkärskommissionen utarbeta föreskrifter för naturgasledningar med dessa betraktade som tryckkärl. (Avsnitt 11.5.)

Ett eventuellt införande av naturgas i Sverige kan komma att få en betydande inverkan på den svenska energimarknaden. Förändringarna är dock inte sådana, att de slutsatser som redovisas i det tidigare delbetänkandet "Olja i rör" avsevärt rubbas. Utredningens förslag om rationalisering av järnvägstransporterna av olja står kvar. För-

utsättningarna för att uppnå den i betänkandet angivna lägre prisnivån för järnvägstransporterna försämras vid den begränsning av den samlade transportvolymen för oljeprodukter som blir en följd av att en betydande del av tjockoljemarknaden bortfaller.

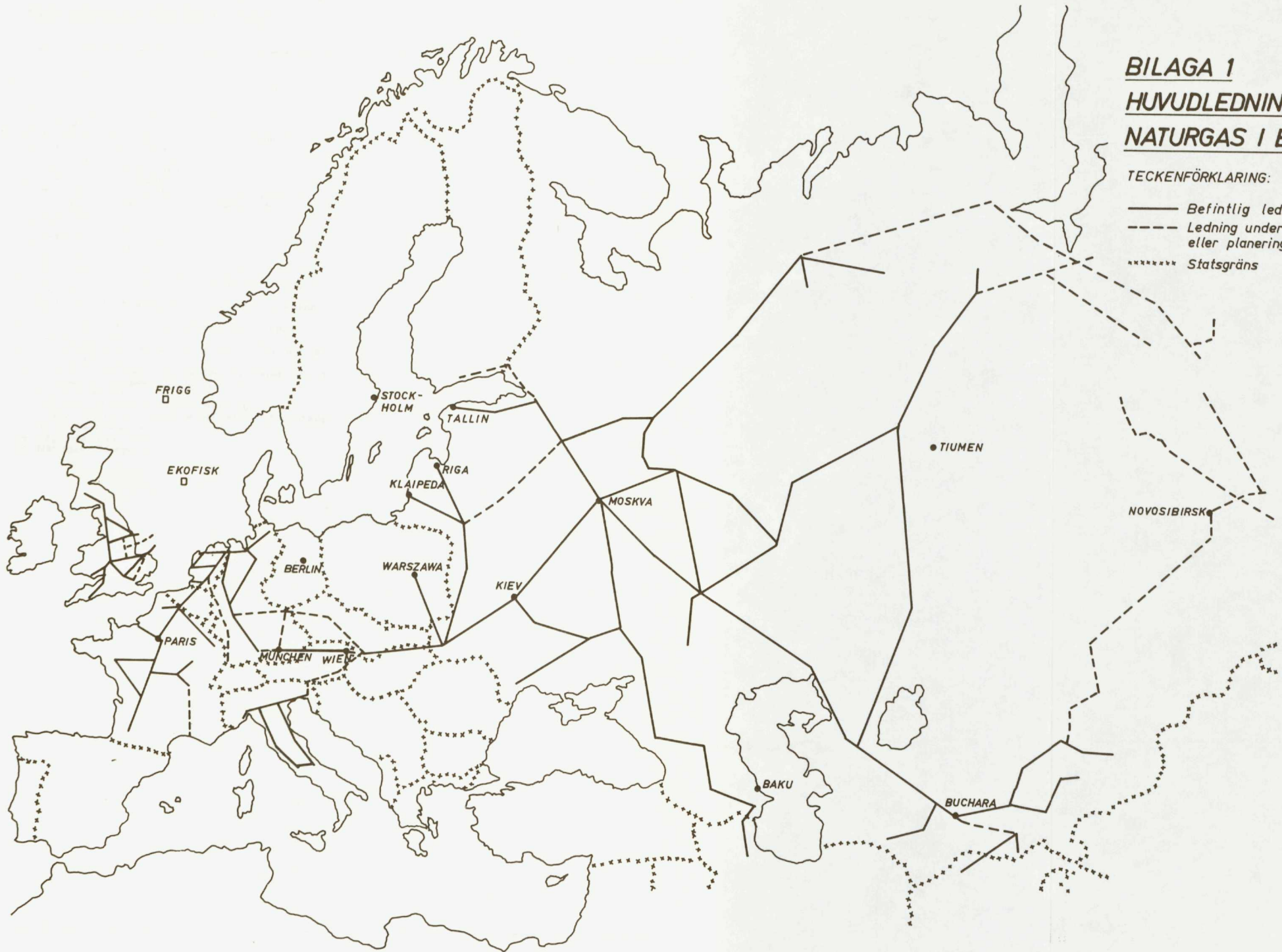
Eftersom naturgasen huvudsakligen synes komma att användas för eldnin hos storförbrukare kommer den väsentligen att konkurrera med de tjockaste oljeprodukterna. Utredningens slutsats från "Olja i rör", att det kan vara ekonomiskt motiverat att under 1970-talet bygga ut ett rörtransportsystem för tunna produkter från västkusten till Mälardområdet och dess uppland, kvarstår därför.

KUNGL. BIBL.
29 MAJ 1972
STOCKHOLM

BILAGA 1 HUVUDLEDNINGAR FÖR NATURGAS I EUROPA

TECKENFÖRKLARING:

- Befintlig ledning
- - - Ledning under byggnad eller planering
- Statsgräns



Kronologisk förteckning

1. Ämbetsansvaret II. Ju.
2. Svensk möbelindustri. I.
3. Personal för tyg- och intendenturförvaltning. Fö.
4. Säkerhets- och försvarspolitiken. Fö.
5. CKR (Centrala körkortsregistret) K.
6. Reklam I. Beskattning av reklamen. U.
7. Reklam II. Beskrivning och analys. U.
8. Reklam III. Ställningstaganden och förslag. U.
9. Reklam IV. Reklamens bestämningsfaktorer. U.
10. Godsbefordran till sjöss. Ju.
11. Förenklad löntagarbeskattning. Fi.
12. Skadestånd IV. Ju.
13. Kommersiell service i glesbygder. In.
14. Revision av vattenlagen. Del. 2. Ju.
15. Ny regeringsform • Ny riksdagsordning. Ju.
16. Ny regeringsform • Ny riksdagsordning. (Följdförfattningar) Ju.
17. Nomineringsförfarande vid riksdagsval • Riksdagen i pressen. Ju.
18. Norge och den norska exilregeringen under andra världskriget. Ju.
19. Uppsökande verksamhet för cirkelstudier inom vuxenutbildningen. U.
20. Läs- och bokvanor i fem svenska samhällen. Litteraturutredningens läsvanestudier. U.
21. Svävarfartslag. K.
22. Domstolsväsendet IV. Skiljedomstol. Ju.
23. Högre utbildning — regional rekrytering och samhälls-ekonomiska kalkyler. U.
24. Vägfraktavtalet II. Ju.
25. Naturgas i Sverige. I.

Systematisk förteckning

Justitiedepartementet

Ämbetsansvaret II. [1]
Godsbefordran till sjöss. [10]
Skadestånd IV. [12]
Revision av vattenlagen. Del 2. [14]
Grundlagberedningen. 1. Ny regeringsform • Ny riksdagsordning. [15] 2. Ny regeringsform • Ny riksdagsordning (Följdförfattningar) [16] 3. Nomineringsförfarande vid riksdagsval • Riksdagen i pressen. [17] 4. Norge och den norska exilregeringen under andra världskriget. [18]
Vägfraktaftet II. [24]

Försvarsdepartementet

Personal för tyg- och intendenturförvaltning. [3]
Säkerhets- och försvarspolitik. [4]

Kommunikationsdepartementet

CKR (Centrala körkortsregistret) [5]
Svärfartslag. [21]

Finansdepartementet

Förenklad löntagarbekattning. [11]

Utbildningsdepartementet

Reklamutredningen. 1. Reklam I. Beskattning av reklamen. [6] 2. Reklam II. Beskrivning och analys. [7] 3. Reklam III. Ställningstaganden och förslag. [8] 4. Reklam IV. Reklamens bestämningsfaktorer. [9]
Uppsökande verksamhet för cirkelstudier inom vuxenutbildningen. [19]
Läs- och bokvanor i fem svenska samhällen. Litteraturutredningens läsvanestudier. [20]
Högre utbildning - regional rekrytering och samhälls-ekonomiska kalkyler. [23]

Inrikesdepartementet

Kommersiell service i glesbygder. [13]

Industridepartementet

Svensk möbelindustri. [2]
Naturgas i Sverige. [25]

Allmänna Förlaget



ISBN 91-38-00187-X