

# Nordell

Årsberättelse  
Annual Report

1986

# Innehåll

Nordel	2
Nordel 1986	3
Nordels verksamhet 1986	4
Danmark	8
Finland	10
Island	12
Norge	14
Sverige	17
Naturgas i Norden	21
Statistik	51
Nordels medlemmar	70
Nordels utskott	71

# Contents

Nordel	30
Nordel 1986	31
Nordel's Activities in 1986	31
Denmark	34
Finland	36
Iceland	37
Norway	39
Sweden	41
Natural Gas in the Nordic Countries	44
Statistics	51
Nordel's Members	70
Committee Members	71

# Nordel

**N**ordel, som grundades 1963, är en sammanslutning för nordiskt elkraftsamarbete. Nordel består av ledande personer inom kraftförsörjningen i Danmark, Finland, Island, Norge och Sverige. Nordel är ett rådgivande och rekommenderande organ vars syfte är att befrämja internationellt, främst nordiskt samarbete beträffande produktion, distribution och konsumtion av elenergi. Nordel har följande fasta arbetsuppgifter:

- att kontinuerligt följa utvecklingen av produktionen och konsumtionen av elenergi i de nordiska länderna.
- att sammanställa konsumtionsprognosar och utbyggningsplaner uppgjorda inom de enskilda länderna.

- att publicera en årsberättelse som innehåller Nordels verksamhetsberättelse, ländernas årsredogörelser, specialartiklar och statistik.

En stor del av Nordels arbete utförs av utskotten och arbetsgrupperna. Genom dessa har man tillgång till specialister inom alla områden av elförsörjningen. För insamling av statistik och annan periodisk rapportering finns kontaktmän i de olika länderna. Inom Nordel finns också kontaktmän i många internationella organisationer.

Nordels ordförande väljs för en period om tre år. Ordförandeskapet cirkulerar mellan länderna. Ordförande utser sekreterare och svarar för sekretariatet.



# Nordel

# 1986

Den ekonomiska tillväxten i de västeuropeiska industriländerna har inte varit så stark som man förväntade sig efter oljans prisfall. På längre sikt innebär dock det nuvarande oljepriset en förbättring i de oljeimporterande ländernas ekonomi. Den allmänna ekonomiska politiken inom OECD-Europa har varit oförändrad. Finanspolitiken har varit neutral eller lindrigt begränsande. Räntenivån har sjunkit under årets lopp men detta antas inte öka inflationstakten som är rekordlåg inom OECD, endast 2,3 %. Totalproduktionen ökade inom OECD men stannade 1986 på samma nivå som föregående år, d.v.s. 2,7 %. Arbetslösheten inom OECD var hög, hela 8,0 %.

De nordiska länderna följer den allmänna ekonomiska utvecklingen inom OECD. Bruttonational produktens tillväxt varierade dock mycket i de nordiska länderna. Island har upplevt ett kraftigt ekonomiskt uppsving med BNP-tillväxt på 6 %. Danmark och Norge hade en tillväxt på 3–4 % medan Finland och Sverige låg något under 2 %. Konsumentprisindexet steg mest på Island där 13 % ökning mättes. Norge hade en ökning på 7 % medan Danmark, Finland och Sverige låg i intervallet 3–4 %. Arbetslöshestatistiken toppas av Danmark med 8 %, Finland hade 7 %, Sverige 3 %, Norge 2 % och Island 1 %. Sammanfattningsvis kan konstateras att Norden hade en tillväxttakt jämförbar med övriga OECD medan inflationen är något högre och arbetslösheten något mindre än OECD-ländernas genomsnitt.

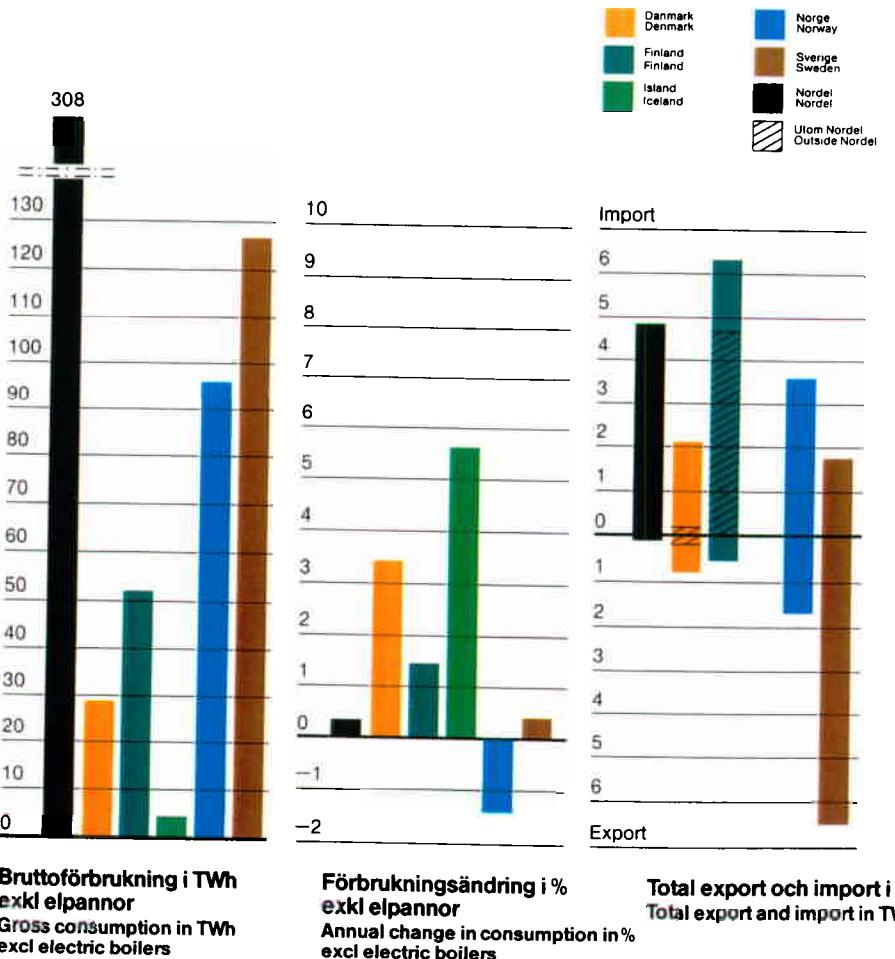
Den sammanlagda elförbrukningen i Nordelländerna ökade under 1986 med endast 0,3 % jämfört med föregående år. Bruttoförbrukningen var 308,1 TWh, exklusive de 5,5 TWh som levererades till avkopplingsbara elvärmepannor. Förbrukningsändringen länderna emellan varierade kraftigt. Den största förbrukningsökningen stod Island för, 5,6 %. Danmarks förbrukning ökade med 3,4 %, Finlands med 1,4 % och Sveriges med 0,4 %. Elförbrukningen minskade 1,5 % i Norge. Den största elkonsumtönen var Sverige med 126,7 TWh. Därefter kom Norge med 96,2

TWh, Finland med 52,6 TWh, Danmark med 28,7 TWh och Island med 3,9 TWh.

Vattenkraften, som är basen för elproduktionen inom Nordel, stod för 172,7 TWh. Detta är 55,9 % av den totala produktionen, vilken var 309,0 TWh. Norge var den största vattenkraftproducenten med 96,7 TWh. Sverige producerade 59,8 TWh, Finland 12,3 TWh, Island 3,8 TWh och Danmark 0,03 TWh med vattenkraft. Kärnkraften, som också har en viktig ställning inom Nordel, stod för 85,0 TWh, vilket är 27,5 % av produktionen. Sverige hade 67,0 TWh och Finland 18,0 TWh kärnkraftsproduktion. Övrig värmekraftproduktion som förekommer främst i Danmark, Finland och Sverige, stod för 51,3 TWh, vilket är 16,6 % av produktionen. Kol var det huvudsakliga bränslet och oljans andel i

elproduktionen var oväsentlig.

Kraftutbytet minskade betydligt från föregående år och var 9,1 TWh, vilket är 4,1 TWh mindre än 1985. Kraftutbytet blev endast 2,9 % av den totala förbrukningen. Den största importören inom Nordel var Norge med 3,6 TWh. Den största exportören var Sverige med 6,5 TWh. Norge var också den största nettoimportören med 1,9 TWh och Sverige den största nettoexportören med 4,6 TWh. Danmark hade 1,6 TWh och Finland 1,2 TWh nettoimport inom Nordel. Finland importerade dessutom 4,7 TWh från Sovjet. Danmark importerade 0,1 TWh från och exporterade 0,2 TWh till Förbundsrepubliken Tyskland. Nordel är totalt sett en nettoimportör, en följd av den stora Sovjetimporten.



# **Nordels verksamhet 1986**

---



**N**ordel höll sitt årsmöte i Stockholm den 28 augusti 1986. Vid årsmötet behandlades aktuell kraftsituation inom de nordiska länderna samt kraftbalanserna för de närmaste tre åren. Särskild uppmärksamhet fästes vid kärnkraften och dess framtid i Norden. Ett uttalande angående Nordens kraftförsörjning på 90-talet utarbetades och detta har delgivits Nordiska Ministerrådet. Vid mötet presenterade utskotten sin verksamhet under det gångna året samt verksamhetsplanerna för kommande år. Gruppernas och kontaktpersonernas verksamhet diskuterades och internationella kontakter rapporterades.

Vid årsmötet avgick *Jens Christian Clausen*, på basen av cirkulationsordningen som tillämpas i Danmark, och som ny medlem invaldes *Poul Erik Nielsen*. *Tapio Kunnas* från Finland avgick från sin aktiva tjänst och som ny medlem invaldes *Esa Hellgrén*. Den svenska representationen hade man beslutat

ändra på och sålunda avgick *Tage Nyten* och *Nils Holmin* och som nya medlemmar invaldes *Carl-Erik Nyquist* och *Lars Gustafsson*.

Driftutskottets ordförande post flyttades enligt rotationsordningen från Danmark till Finland och sålunda avgick *Arne Ring-Nielsen* som ordförande. *Anders Palmgren* utsågs till ny ordförande. Värmekraftutskottets ordförande post flyttades detta år från Sverige till Finland. *Lars Gustafsson* avgick och *Rauno Linkama* valdes till ny ordförande.

Nordels representanter träffade Nordiska Ministerrådets ämbetsmannakommitté för energipolitik den 4 december 1986 i Stockholm. Detta samarbete med energimyndigheterna bestod huvudsakligen av ömsesidigt informationsutbyte och diskussion kring aktuella energifrågor.

Nordel höll ett ordförande- och sekreterarmöte den 26 februari 1987 i Helsingfors där sekretariats- och utskot-

derna emellan, driftsäkerhet och drifttekniska frågor samt störningar inom det nordiska kraftsystemet.

För bedömning av kraftsituationen under de närmaste tre åren har effekt- och energibalanser avseende denna tidsperiod upprättats. Kraftbalanserna bedömes som goda. Dock har de senaste årens stora förbrukningsökning inneburit att Nordelsystemets effekt- och energimarginaler reducerats genom att förbrukningen varit snabbare än vad tidigare program förutsett.

Samtidigt har dock förbrukningsökningen år 1986 bromsat upp jämfört med tidigare år dels på grund av industriförbrukningens utveckling med även på grund av minskad ökningstakt hos allmänförbrukningen. Dock redovisar Danmark totalt en fortsatt relativt hög ökningstakt.

Vårfloden blev kraftig i Nordelsystemet men sommaren blev nederbördsfattig med påföljande mycket låga tillflöden och låga magasinslägen i Norge



**Nordel var en av utställarna på World Energy Conference i Cannes. Utställningen besötes också av Frankrikes president François Mitterrand.**

**Nordel was one of the exhibitors at the World Energy Conference in Cannes. The exhibition was also visited by Mr. François Mitterrand, President of France.**

tens verksamhet behandlades.

Nordels ordförande är *Klaus Ahlstedt* från Finland och vice ordförande är *Rolf Wiedswang* från Norge. Sekretariatet finns hos Imatran Voima Oy i Finland.

### **Driftutskottet**

Utskottet har liksom tidigare förlöpande behandlat aktuella samköningsfrågor såsom kraftsituationen i de nordiska länderna, kraftutbytena län-

och Sverige vid sommarens slut. Hösten blev däremot nederbörsrik speciellt i Sverige och kraftsituationen förbättrades successivt så att vid årets slut magasinsläget var över normalt i alla tre länderna.

Kärnkraften har fungerat mycket väl under hela året. I Sverige nedreglerades kärnkraften med 0,8 TWh under flödestid.

I Sverige har tillstånd erhållits att höja effekten på kärnkraftblocken Barsebäck B1 och B2, Forsmark B1 och B2, Ring-

hals B2 drivs tills vidare med 80 % effekt för att minska påfrestningarna på ånggeneratorerna.

Kraftutbytarna har under 1986 ej varit så omfattande som året innan. Under våren och försommaren samt under hösten exporterade Sverige kraft till Norge vilket bidragit till återfyllnaden av de norska magasinen. Under våren och sommaren samt under årets sista del exporterade Sverige kraft till Finland och Danmark som ersättning för fossilkraftproduktion.

Driftutskottets arbetsgrupp för systemfrågor, NOSY, har genomfört en omfattande analys av en störning på Själland som utlöstes genom pendlingar. Arbetet resulterar bl.a. i åtgärder i syfte att identifiera och bemästra pendlingar samt att detaljerat fastställa överföringsförmågor i samkörningsförbindelserna med tanke på risken för pendlingar.

En arbetsgrupp har behandlat frågan om prissättning av kraftutbyten. I uppdraget ingick bl.a. att studera om nuvarande regler leder till ett rationellt utnyttjande av elkraftsystemet samt om en rimlig fördelning sker av de ekonomiska fördelarna av kraftutbyten.

Efter Driftutskottets presentation av översynen av prissättningsfrågan vid NORDELS årsmöte 1986 fastslog NORDEL att 1971 års rekommendation "Driftsamarbete inom Nordel" med de tillägg som senare utarbetats skall fortsetta att gälla tills vidare.

Driftutskottet har i samarbete med Planeringsutskottet genomfört en analys av Nordelsystemets effektsbalans under kallperioderna i början av 1985 och 1987. För varje land och för totalsystemet redovisas

- förbrukning
- produktion
- ej tillgänglig produktion
- produktionsreserver
- kraftutbyten
- överföringar i viktiga snitt.

Målsättningen med analysen var främst att kartlägga produktionens verkliga tillgänglighet och de faktiska produktionsreservernas storlek.

Resultatet från dessa effektsbalanser samt driftdiferenheterna från kallperioderna är utgångspunkt för effekt- och energibalansanalyser för Nordelsystemet för åren 1990 och 1995 vilka genomförs av de båda utskotten gemensamt. Bakgrund till balansstudierna är att den ökade elanvändningen och svårigheter/förseningar med att få in ny produktion och överföringskapacitet innebär att effekt- och energimarginalerna i det samkörande nordiska kraftsystemet har minskat.

Driftutskottet har genomfört en översyn av sina arbetsuppgifter vilket resulterat i följande.

DU arbetar med målsättningen att eftersträva en optimering av resursnyttningen i det samkörande Nordelsystemet så att den ekonomiskt bästa

utnyttjning av de samlade resurserna erhålls under beaktande av uppställda säkerhets- och kvalitetskrav.

Som led i att eftersträva ovanstående mål arbetar DU med:

#### **Kraftbalanser**

Innevarande driftperiod. Uppföljning av kraftbalansen (utfall, aktuell kraftsituation, planer)

Kommande driftår (1–5 år). Effekt- och energibalanser

#### **Kraftutbyten**

Uppföljning av kraftutbyten och deras prissättning

Prissättningsprinciper för tillfälliga kraftutbyten

## **Planeringsutskottet**

Till Nordels årsmöte 1986 redovisade Planeringsutskottet rapporterna

- Beregning av nytteverdier för samkörningsförbindelser, en studie av det nordiske elkraftsystem
- Vindkraftens kostnader – en sammanfattningsrapport av nuläget
- Avvägning mellan el och annan energi.

Den förstnämnda rapporten beskriver den beräkningsmodell för samkörningsstudier på Nordelsystemet som framtagits av Produktionsgruppen samt redovisar resultat för beräkningar som genomförts på stadium 1995. Den framtagna modellen utgör ett värdefullt nytt hjälpmittel i den nordiska sampla-



#### **Teknisk samkörning**

Regler för driftreserver, frekvensreglering, belastningsfränkoppling, överföringsgränser m.m.

#### **Driftsäkerhet**

Information om och analys av inträffade störningar och intressanta händelser i kraftsystemet

DU har som en uppgift även att på ett sakligt och konstruktivt sätt ge information till massmedia med fakta inom sitt ansvarsområde enligt ovan.

Under april 1986 höll Driftutskottet ett gemensamt sammanträde i Köln med UCPTES representanter. Mötet bedömdes som värdefullt och viktigt bör bl.a. utbyte av erfarenheter. Nästa sådant möte är planerat till september 1987 i Finland.

Vy över kongresspalatset i Cannes där Nordel redovisade rapporten över Nordiskt elsamarbete.

**View over the Congress Palace in Cannes where Nordel submitted a report on Nordic electrical cooperation.**

neringen. Rapporten godkändes av Nordel.

Även de båda övriga rapporterna godkändes av Nordel som ansåg dem innehålla värdefull information såväl för personer som är verksamma inom kraftförsörjningen som för en bredare krets. Nordel beslöt att rapporterna skall tryckas och ges bred delgivning. Tryckningen pågår och rapporterna planeras kunna distribueras kring årrskiftet 1986–87.

*Produktionsgruppen* har tagit fram underlag för Nätgruppens studier om överföringskapaciteter i stadium 1995. Man arbetar nu med att förbättra och fördjupa datamaterialet för stadium 1995 och planerar en del ytterligare alternativstudier där man bl.a. skall se på inverkan av annan elanvändningsnivå än enligt de officiella prognoserna samt på inverkan av ändrade oljepriser. Vidare kommer man att ta fram effekt- och energibalanser för Nordelsystemet i stadium 1995. I Produktionsgruppens rapport till Nordels årsmöte nämndes att det fortfarande finns möjligheter att vidareutveckla modellen. Man har ambitionen att också ta itu med detta. En sammanfattningsrapport kommer att redovisas till ett ECE-seminarium (ECE=Economic Commission for Europe) om drift- och planeringsmodeller för elsystem, som hålls i Moskva i juni 1987.

Nätgruppens dominerande arbetsuppgift under året har varit studier om överföringskapaciteterna på samkörningsförbindelserna i stadium 1995. Underlag från Produktionsgruppen har utnyttjats i arbetet. En rapport i frågan samt förslag till Nordelrekommendation planeras bli redovisad till Nordels årsmöte 1987. En annan viktig arbetsuppgift för Nätgruppen är en översyn av Nordels nätdimensioneringsregler. Dessa regler antogs 1972 och har ej ändrats sedan dess. Hittills gjort arbete pekar mot att de fortfarande rätt väl täcker in de krav man har. Det gäller dock nästan alltid att några anläggningar är avställda för normal revision eller andra arbeten. Om ett dimensionerande fel uppstår i samband med några mera omfattande avställningar så kan det ibland innebära problem. Man avser att beakta detta i översynen. Eventuellt kommer man också att studera några felfall som är svårare än de som hittills varit dimensionerande.

I ett samarbetsprojekt mellan Drift- och Planeringsutskotten har studerats Nordelsystemets effektbalans under kallperioden i början av 1985 samt pågår studier om effekt- och energibalanserna i stadium 1990. Dessa studier görs för att klargöra marginalerna i systemet under toppbelastning. Svårigheter och förseningar med utbyggnad av ny produktionskapacitet och samtidigt ökande elanvändning leder till ökande problem att täcka elefterfrågan. De resultaten man hittills kommit fram till innebär att man med gällande prognoser synes klara kraftbalansen också i stadium 1990, dock med krympande marginaler. Planeringsutskottet kommer att göra motsvarande analys för stadium 1995. Rapportering planeras ske till Nordels årsmöte 1987.

Planeringsutskottet har svarat för den specialartikel om *Naturgas i Norden* som ingår i denna årsberättelse.

Under ett par veckor försommaren 1986 genomförde en delegation från

nio stater i södra Afrika som samarbetar i organisationen SADCC (Southern African Development Cooperation Conference) ett besök i de nordiska länderna. Målsättningen var att informera sig om elsamarbetet inom Nordel och förutsättningarna för att etablera någon form av liknande samarbete inom SADCC-regionen. Besöket inleddes med ett endagsseminarium med information om de nordiska länderna och om Nordel. Därefter gjordes en rundresa med studiebesök vid elanläggningar i Nordelländerna. Som avslutning hölls ett tvådagarsseminarium då man diskuterade hur man lämpligen skulle kunna starta någon form av elsamarbete mellan SADCC-länderna. Besöket finansierades av de nordiska biståndsorganisationerna (DANIDA, FINNIDA, NORAD



och SIDA). Planeringsutskottet svarade för programmet för besöket och sammordningen av de olika arrangemangen.

Till Världsenergikonferensen (WEC) 1986 hade Nordel redovisat rapporten "Nordic electrical cooperation - simple cooperation forms offer significant benefits". Rapporten hade tagits fram i samarbete mellan de tre Nordelutskotten med Planeringsutskottets sekreterare som samordnande. Rapporten utvaldes av organisationskommittén för WEC-kongressen till att introducera ämnesområdet "Exchanges of electricity between countries and regions". Planeringsutskottets sekretariats utsågs att som specialrapportör introducera ämnesområdet. Planeringsutskottet svarade också för presentation av rapporten vid en Poster Session. Vid WEC-kongressen medverkade också Planeringsut-

skottets ordförande i en paneldebatt över ämnet "Growing role of electricity in the energy spectrum". Underlag för hans redovisning hämtades bl.a. ur Planeringsutskottets rapport "Avvägning mellan el och annan energi".

För ett seminarium om kraftvärmefrågor som arrangerades av Statens Energiverk på uppdrag av Nordiska Ministerrådet deltog Planeringsutskottet i planeringsarbetet för seminariet. En av utskottets ledamöter deltog också som föredragshållare vid seminariet.

## Värmekraftutskottet

Värmekraftutskottet har aktivt fortsatt med sina arbetsuppgifter att etablera samarbete inom Norden kring den samlade produktionsapparaten för värmekraft, kartlägga kostnader vid utbyggnad och drift av denna apparat samt förbättra produktiviteten genom erfarenhetsutbyte och samarbete. Utskottets arbete sker i stor utsträckning genom dess arbets- och ad hoc-grupper.

Utskottets drift- och underhållsgrupp har under 1986 anordnat ett seminarium för driftchefer. Under seminariet behandlades inget speciellt tema för man ville täcka ett så brett ämnesområde som möjligt i syfte att ge driftcheferna idéer och impulser. Ett motsvarande seminarium för underhållschefer planeras. Gruppens arbete med informationservice för problemavhjälpling via erfarenhetsöverföring från andra nordiska värmekraftverk har fortsatt. Värmekraftutskottet har gett gruppen i uppdrag att tillsammans med ad hocgruppen för miljöfrågor utreda kostnaderna för avsvavling och deNOx i Norden. Utredningen skall vara färdig 1987.

Kärnbränslegruppen konstaterade i sin från det normala mindre omfattande årsrapport att marknadssituationen för kärnbränslen liksom tidigare kan karakteriseras som stabil med t.o.m. svagt fallande priser i USA. Då samtidigt dollarkurserna har fallit i förhållande till de nordiska valutorna har det reellt skett en nedgång i priserna.

Forsknings- och utvecklingsverksamheten inom NKA "Nordisk Kontaktorgan för Atomenergispörsgsmål" har fortsättningsvis bevakats av utskottet. För att närmare kunna följa upp NKA:s säkerhetsprogram för 1985-1989 har VU utsett en kontaktmannagrupp. Gruppens huvudsyfte är att erhålla praktisk användning av programmet för kraftindustrin.

Utskottet har ombildat "Ad hocgruppen för svavelutsläpp" till "Ad hocgruppen för miljöfrågor" med vidgade arbetsuppgifter beträffande värmekraftproduktionens miljöaspekter. Gruppen skall hålla sig informerad om forskningsresultat och gällande uppfattningar beträffande de biologiska konsekvenserna av olika miljöpåverkande utsläpp.

# Danmark



## Energipolitik

Et politiske ønske om mindsket afhængighed af importeret energi blev også i 1986 tilgodeset ved en stigning i produktionen af dansk Nordsø-olie og -gas. Denne produktion bidrog afgørende til, at energi af dansk oprindelse i 1986 udgjorde omkring 31 % af Danmarks bruttoenergiforbrug. Den samlede danske produktion af olie og gas i 1986 svarede til 48 % af det danske olie- og gasforbrug. Det danske forbrug af egen Nordsø-olie var 2,8 mio. tons og af naturgas 1,1 mia. m<sup>3</sup>. Herudover eksporteredes 0,6 mia. m<sup>3</sup> gas og 0,8 mio. tons olie.

Efterforskningsaktiviteten i den danske undergrund blev øget i 1986,

idet 12 grupper omfattende 44 selskaber nu har koncession på efterforskning og indvinding i udvalgte områder. Det er dog fortsat kun Dansk Undergrunds Consortium, der producerer olie og naturgas.

Elværkernes pligt køb af naturgas under aftalen med Dansk Naturgas A/S beløb sig i 1986 til 0,17 mia. m<sup>3</sup>. I december 1986 reducerede Dansk Naturgas A/S skønnet over det samlede pligt køb med yderligere 25 % til knap en trediedel af aftalens oprindelige ramme på 2,5 mia. m<sup>3</sup>.

Kul var med 93 % fortsat det dominerende brændsel på danske kraftværker i 1986 i overensstemmelse med det energipolitiske ønske om lav olieafhængighed. Importforholdene for kul

Vindkraftsparken på Masnedø är färdig och består av fem 750 kW anläggningar.

Construction of the Masnedø wind power farm, consisting of five 750 kW plants, was completed.

ændredes, efter at det med virkning fra november 1986 blev forbudt at importere kul fra Sydafrika. Som en delvis erstatning er der iværksat en betydelig import af kul fra Colombia.

Verdensmarkedet for brændsel prægedes af rigeligt udbud af kul og olie. Priseniveauet for kul var generelt meget lavt i 1986. For oliens vedkommende forekom voldsomme prissving-

ninger, som førte til ultimo priser på ca. det halve af priserne ved årets begyndelse. Men selv i sommermånederne, hvor årets laveste oliepriser for begrænsede mængder tangerede spotprisen for kul, var der i Danmark ikke grundlag for i nævneværdigt omfang at skifte fra kulfyring til oliefyring.

Forrige års aftaleforslag om, at elværkerne skal udbygge med mindst 100 MW store vindmøller og vindmølleparker blev i foråret bekræftet i de kompetente elværksforsamlinger.

Bag denne aftale ligger et politisk ønske om at fremme anvendelsen af vedvarende energi i elproduktionen. Som en fortsættelse af denne politik indgik regeringen og socialdemokratiet i juni en aftale om eludbygning. Denne aftale tilsigter at skabe politisk stabilitet om den eludbygning, som skal sikre 1990'ernes elforsyning. Ifølge aftalen skal den fremtidige eludbygning dækkes dels af mindre, decentrale kraftvarmeverk og dels af nye, store kraftværksenheder. Elværkerne bidrager til at sikre optimal udnyttelse af mulighederne for udbygning med decentrale kraftvarmeverk baseret på indenlandske energikilder såsom naturgas, halm, træflis, affald og biogas inden for en ramme på 450 MW. I de første fem år gennemføres et forsøgs- og demonstrationsprogram på 80-100 MW omfattende værker af forskellig størrelse, teknisk indretning og brændselstyper.

Aftalen indebærer også, at der skal gennemføres en målrettet indsats for at fremme energibesparelser. Sparekampanjer, der fokuserer på det afgiftsfriagte, erhvervsmæssige elforbrug, er igangsat.

Det blev i 1986 taget kraftige afgiftspolitiske virkemidler i brug på energiområdet, bl.a. med følgende konsekvenser:

- Afgifterne på el,olie og kul øgedes til mellem det dobbelte og firdobbelte.
- Forbrugerpriserne på energi søges fastholdt på et ensartet, højt niveau ved lejlighedsvis justeringer af afgifterne.
- De økonomiske vilkår for brug af naturgas og vedvarende energi blev væsentligt forbedrede gennem fortsat afgiftsfritagelse.
- De økonomiske vilkår for energisparprojekter blev forbedret ved de generelt høje forbrugerpriser på energi.

## Elforbrug

Det samlede elforbrug i Danmark blev i 1986 godt 28 TWh, en stigning på ca. 3,9% fra 1985.

Det var først og fremmest industrien, som øgede elforbruget. Stigningen var her ca. 7%. I handel og service steg elforbruget omkring 5%, medens det hos private forbrugere, landbrug m.m. steg under 1%.

Elforbruget fordelte sig i 1986 på boliger med 43%, handel, service og land-

brug med 28% og industri med 29%.

Prognoserne for de kommende års elforbrug baseres fortsat på moderate stigningstakter omkring 3% pr. år.

Hvis den økonomiske vækst i Danmark fortsætter, kan noget større stigningstakter blive aktuelle. Modsætningsvis kan elspareforanstaltninger medføre lavere stigningstakter.

## Elproduktion

Den installerede effekt på danske elværker var ved udgangen af 1986 ca. 8.150 MW, 0,2% mere end året før.

Effekten fordeler sig med 95,4% på dampkraftanlæg, 3,7% på gasturbine- og dieselanlæg, 0,8% på privatejet vindkraft og 0,1% på vandkraft.

Ca. 5% af effekten findes i gamle, forældede anlæg, som kun i ekstreme situationer tages i brug, og som kræver et varsel på mindst et par dage.

En væsentlig del af effekten findes på kraftvarmeverk, hvor ydeevnen reduceres, når der leveres fjernvarme. Under topbelastning udgør denne reduktion omkring 600 MW.

En blok på 270 MW blev efter ombygning til kul-/oliefyring taget i drift i 1986. En anden blok på 295 MW er fortsat under ombygning.

Dampkraftanlæggene dækkes 94,6% af årets elforbrug, vindkraft 0,3% og vandkraft 0,1%. De resterende 5% dækkes af nettoimporten.

I samproduktion med elektricitet leverer kraftvarmeverkene ca. 47.500 TJ fjernvarme.

Dampkraftanlæggene forbrugte i 1986 brændsel svarende til ca. 11,5 mio. tons. Kul. Kulandelen blev 93%.

Byggeriet på Amagerværkets blok 3 og Avedøreværkets blok 1 fortsatte i 1986 med henblik på idriftsættelse i 1989 henholdsvis 1991. Hver blok får en elektrisk ydeevne på 250 MW netto og en kraftvarmeydeevne på 330 MJ/s.

Endvidere påbegyndtes opførelsen af en ny blok på Fynsværket med en ydeevne på ca. 350 MWe og 450 MJ/s varme.

Tre røgafsvøvlingsanlæg blev besluttet i 1986, alle med dansk hovedleverandør. Det drejer sig dels om to tørproces-anlæg, som skal idriftsættes på Studstrupværkets blok 3 og 4 - 2x350 MW - i henholdsvis 1988 og 1989, og dels om et vådproces-anlæg til Amagerværkets blok 3 på 250 MW med idriftsættelse i 1989.

Restproduktet fra vådprocessen er gips, som tillader udnyttelse i gipsplade-fabrikation og i cementindustrien. Restproduktet fra tørprocessen er en blanding af calciumsulfit og gips, der under visse forhold antages at kunne udnyttes som fyldmateriale. Væsentlige mængder afsvovlingsprodukter må dog vente at skulle deponeres.

To forsøgs- og demonstrationsanlæg, hvor kvælstofoxider - NO<sub>x</sub> - fjernes fra røgen, er sat i ordre hos danske virk-

somheder i 1986 og ventes klar i 1987. Endvidere er der på en række kraftværker i værksat undersøgelser og planlagt ændringer, som skal begrænse NO<sub>x</sub>-dannelsen i fyrrummet.

Opførelsen af ELKRAFT's Masnedø vindmøllepark med fem 750 kW møller blev afsluttet i 1986. Arbejdet med idriftsættelse fortsætter i 1987.

Opførelsen af ELSAM's 2 MW mølle nær Esbjerg skrider godt frem. Idriftsættelse ventes i efteråret 1987.

Den første fase af elværkernes aftale med Energiministeriet om udbygning med 100 MW vindmøller inden udgangen af 1990 er iværksat. Planerne omfatter henved ti vindmølleparker i størrelsen 2-5 MW og en samlet installeret effekt på 35-40 MW. Tilbud er indhentet, og der arbejdes med lokal- og regionplaner, miljøansøgninger og lignende. De samlede anlægsudgifter i denne første fase ventes at blive mellem 350 og 400 mio.kr.

## Elpriserne

I Januar 1986 faldt elpriserne med nogle få procent til gennemsnitlig 49 øre/kWh ved 3000 kWh/år og 34 øre/kWh ved 1 mio. kWh/år, ekskl. afgifter og moms. Samtidig øgedes energiafgiften fra 15,5 øre/kWh til 19 øre/kWh. I april steg afgiften til 29,5 øre/kWh (26 øre/kWh ved elvarme) og i oktober med yderligere 3 øre til 32,5 øre/kWh (29 øre/kWh ved elvarme).

På grund af uventede fald i brændselspriserne forstærket af dollaren fald blev elpriserne i oktober sat omkring 7 øre/kWh ned i gennemsnit, hvorefter forbrugerprisen ved årets slutning blev godt 90 øre/kWh ved et forbrug på 3-4000 kWh/år mod ca. 80 øre/kWh et år tidligere. Af de 90 øre/kWh udgjorde energiafgift og moms henved 55%.

## Eltransmissionsnettet

Konti-Skan forbindelsen mellem Jylland og Sverige fornyes og udbygges, bl.a. fordi den eksisterende forbindelse med 275 MW overføringsevne ventes at være nedslidt i midten af halvfemserne. Arbejdet på den nye forbindelse er igangsat, og anlægget sættes i kommersiel drift i 1988. Den nye forbindelse får en overføringsevne på 300 MW ved 285 kV jævnspænding. Forbindelsens længde er ca. 150 km, heraf 88 km i kabel under Kattegat.

Arbejdet i energiministerens og elværkernes udvalg vedrørende en elektrisk forbindelse under Store Bælt afsluttedes i 1986. Resultatet blev, at der ikke under nuværende forhold kunne findes tilstrækkeligt grundlag for etablering af en sådan forbindelse, hvis anlægspris anslås til ca. 820 mio.kr. Spørgsmålet om etablering af en forbindelse under Store Bælt skal fortsat overvejes i forbindelse med elværkernes udbygningsplaner.

# Finland

## Energiekonomi och -politik

År 1986 avstannade den ekonomiska tillväxten i Finland något jämfört med föregående år. Bruttonationalproduktens tillväxt var knappa 2%. Tillväxten tilltog mot slutet av året. Den avstannade tillväxttakten berodde på vårens strejker och på tillbakagång i den bilaterala handeln med Sovjetunionen på grund av oljeprissänkningar i början av 1986. Man fick inflationen under kontroll, levnadskostnadsindex steg med ca 3,5% och partipriserna sjönk med hela 4,5%. Utsikterna för 1987 har ljusnat något, främst till följd av att efterfrågan på skogsindustrins produkter ökat och exporten till både öst och väst förbättrats.

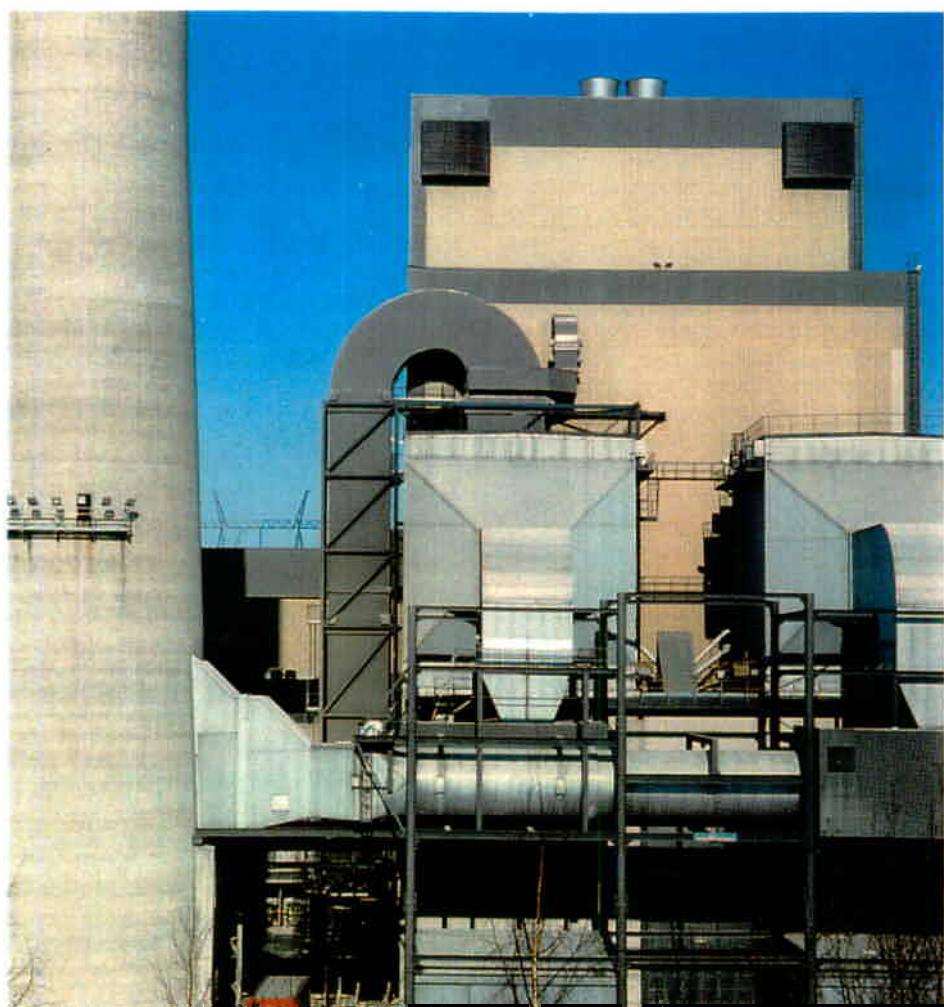
Energikonsumtionen minskade med ca 1% år 1986 från föregående år, vilket berodde på mildare väder, ekonomisk recession i början av året samt strejker under våren 1986.

Det kraftiga oljeprisfallet i början av året torde ha varit mest betydande för den finska energiekonomin. Vid årsskiften 1985/86 kostade tung brännolja ca FIM 103/MWh, medan den vid årsskiften 1986/87 kostade bara FIM 47/MWh. Även kol- och naturgaspriserna har sjunkit kännbart under året.

På våren 1986 grundade Imatran Voima Oy och Industrins Kraft Ab ett gemensamt bolag Perusvoima Oy med syfte att bygga ett femte kärnkraftverk i Finland. Kärnkraftsolyckan i Tjernobyl i Sovjetunionen förändrade dock förhållandena så att behandlingen av den ansökan som lämnats till handels- och industriministeriet avbröts. Till följd av olyckan har den allmänna opinionen blivit mer negativ till kärnkraft och kärnkraft är inte beaktad när man fattar beslut om elförsörjningen för början av 1990-talet. Mot slutet av året förbättrades dock kärnkraftens opinionsklimat.

Utbyggandet av naturgasnätet till Helsingforsregionen och Tammerfors slutfördes hösten 1986. I Tammerfors är ett gaseldat kraftverk under byggnad. Helsingfors stad har ännu inte fattat beslut om naturgas skall tas i bruk. På hösten tillsattes en arbetsgrupp på hög nivå för att utreda utbyggandet av rörledningen till västkusten, till t.ex. Åbo och Nystad.

Under våren och sommaren förnya- de och finslipade handels- och industri-



ministeriet det 'elpaket' som förberetts redan under hösten 1985. Elpaketet omfattar förslag till elförsörjning på 1990-talet. I november fattade statsrådet ett principbeslut om utveckling av elförsörjningen på 1990-talet. Enligt principbeslutet bör elanvändningen vara så effektiv och sparsam som möjligt. Kombinerad el- och värmeproduktion prioriteras och enligt beslutet kunde det totala kraftvärmeförbundet uppgå till ca 1100 MW fram till 1995.

Enligt beslutet byggs det första torveldade kondenskraftverket på 150 MW i Haapavesi i Uleåborgs län. Senare byggs eventuellt ett likadant kraftverk i Pudasjärvi. Dessutom nämns två 500 MW kolkraftverk, varav det ena skulle placeras i Björneborg och det andra i Kotka.

Energiskattreformen den 1.8.1986 hade en stor inverkan på energiekonomin. I reformen pålades energi en enhetlig 16% omsättningsskatt. Samtidigt

LIFAC-avsvavlingsanläggningen vid Ingå kraftverk.

The LIFAC desulphurization plant at the Ingå power plant.

avskaffades skilda el- och bränsleskatter med undantag av brännolja för transport. För att trygga de inhemska bränslenas konkurrenskraft har de befrids från omsättningsskatt.

I och med energiskattreformen blev också vissa produktionsinvesteringar avdragbara inom omsättningsbeskattningen. Investeringarna omfattar bl.a. kraftvärmeverk och värmecentraler samt de kondenskraftverk som eldas med inhemskt bränsle. Energiskattreformen minskade industrins energikostnader med sammanlagt över en miljard mark, medan den enskilda konsumentens energinota ökade med näs-

tan samma belopp.

I juni antog riksdagen en ny kärnenergilag, enligt vilken riksdagen fattar beslut om t.ex. byggandet av nya kärnkraftverk. Lagen träder dock i kraft först efter nyval våren 1987, förutsatt att den nya riksdagen antar lagen.

I november överlämnade den sk. svavelkommittén sitt betänkande till handels- och industriministeriet där man hade uttret vilka åtgärder man skall vidta för att uppnå målet och t.o.m. överträffa det. På basen av betänkandet beslöt statsrådet i februari 1987 om de åtgärder och utsläppsgränser som reducerar svavelutsläppen med 50 % från 1980 års nivå fram till 1995.

I december antog riksdagen också den sk. forsskyddslagen. I enlighet med lagen fridlyses de flesta outbyggda forssar och älvar i Finland från kraftverksbruk. Därefter kan vattenkraftproduktionen främst höjas med tilläggskapacitet i befintliga kraftverk. Riksdagen har också behandlat en lagreform som gäller beskattning av vattenkraft. Lagen antogs i februari 1987 och den innebär att kraftverkens beskattningsvärdet kommer att öka så att de närmar sig gångbara värden och kraftverksorternas skatteinkomster från kraftbolagen ökar avsevärt.

## Elförbrukning

År 1986 ökade den totala elförbrukningen med 1,2 % till 52,7 TWh. Den ringa konsumtionsökningen på 0,7 TWh berodde på att lågkonjunkturen fortgick till hösten 1986 och ledde till att industrins elförbrukning inte ökade nämnvärt. Vädret var också betydligt mildare än året förrut. I slutet av året, när konjunkturutvecklingen förbättrades, hämtade industrielförbrukningen sig. Elkonsumtionen ökade år 1986 mest inom civilsektorn, i synnerhet inom bostads- och servicesektorn. Elvärmeförbrukningen fortsatte att öka och antalet nya eluppvärmda bostäder ökade med närmare 30 000 till 360 000 i slutet av 1986. Elandelen av den totala slutförbrukningen av energi ökade från 22 % 1985 till 23 % år 1986.

I Finland var vecka 2/1987 århundradets kallaste och hela landet drabbades av det rekordkalla vädret. På flera orter, särskilt i södra Finland, slogs nya koldrekord. Under vecka 2 var medeltemperaturen i t.ex. Helsingfors-Vanda flygfält -30,4°C och en ny rekordtemperatur, -34,3°C, uppmättes i Helsingfors.

På grund av den stränga kölden uppnådde elförbrukningen rekordsiffror. Enligt preliminära uppgifter uppstått landets nya toppeffekt, drygt 10 000 MW, den 12.1.1987. Den förra toppeffekten, 8900 MW, var från år 1985.

## Elproduktion

Elproduktionen uppgick till ca 46,9 TWh år 1986. Produktionen svarar för

89 % av totalförbrukningen och nettoimporten, som utgjorde ca 5,8 TWh, för 11 %.

Med vattenkraft producerades ca 12,3 GWh år 1986. Vattenkraften täckte 26 % av elproduktionen. Vattenkraftens energimagasin var i Finlands reglerade huvudvattendrag vid årsskiftet 1986/87 29 % större än vad genomsnittet brukar vara vid motsvarande tidpunkt. 1986 var ett nederbördssiktigt år och nederbördsmängderna var i genomsnitt 7 % större än normalt. I norra Finland var mängderna nära genomsnittet, medan det i södra Finland regnade betydligt mer än normalt.

Med kärnkraft producerades ca 18,0 TWh och dess andel av totalproduktionen uppgick till 38 %. Kärnkraftens tillgänglighet vid alla kraftverk var god och den genomsnittliga utnyttjningsfaktorn för Lovisa och Olkiluoto kraftverksenheter var 89,3 %. Kärnkraftens utnyttjningsfaktor för respektive kraftverk var följande:

- Lovisa I 91,0 %
- Lovisa II 81,9 %
- Olkiluoto I 88,1 %
- Olkiluoto II 94,2 %

Med mottrycks kraft producerades sammanlagt ca 12,4 TWh och dess andel av totalproduktionen utgjorde 26 % år 1986.

Med övrig värmekraft, främst kolkondenskraft, producerades ca 4,2 TWh el. Mängden utgör bara 9 % av totalproduktionen, men under de närmaste åren kommer mängden och andelen kolkondenskraft att öka markant.

Från Sovjetunionen importerades ca 4,7 TWh och nettoimporten från Sverige var ca 1,1 TWh.

## Utbyggnad

År 1986 slutfördes 180 MW ny kraftverkskapacitet i Finland. De nya kraftverken omfattar bl.a. Imatran Voimas torveldade kraftvärmeverk i städerna Jyväskylä (80 MW) och Joensuu (60 MW). Imatran Voimas andra enhet vid Nådendal kraftverk konverterades till ett kraftvärmeverk och effekten sjönk från 115 MW till 85 MW.

Av de kraftverk som var under byggnad vid årsskiftet 1986/87 var följande de mest betydande: Tammerfors naturgaseldade kraftvärmeverk på 132 MW, Kajana torveldade kraftvärmeverk på 70 MW samt det industriella mottrycks-kraftverket på 53 MW i Uleåborg.

Under 1986 fattades beslut om byggandet av det första torveldade kondenskraftverket. Imatran Voima bygger ett 150 MW kraftverk i Haapavesi. Kraftverket skall bli färdigt fram till slutet av 1989.

Under 1986 byggdes 33 km 400 kV och 450 km 110 kV ledningar. I slutet av året fanns det 34 km 400 kV ledningar under byggnad och 80 km under planering. En 220 kV samkörningsförbindelse från norra Finland till Nordnorge

är under byggnad och förbindelsen beräknas bli färdig 1988. För Fennó-Skan förbindelsen har offertförfrågningar utsänts och de slutliga anläggnings- och kabelleverantörerna väljs under våren 1987.

Transformatorstationerna på 400/100 kV i Seinäjoki och Esbo togs i drift. Seinäjokis 400 kV kopplingsstation är den första 400 kV gasisoleraade kopplingsstation som tagits i bruk i Finland. I Kemi, Tammisto och Raumo är transformatorstationer under byggnad.

## Elektricitetens prisutveckling

Elektricitetens genomsnittliga detaljpris förblev stabilt fram till energiskattreformen den 1.8.1986. Vid energiskattreformen avskaffades den tidigare elskatten och den ersattes med en omättningsskatt som inriktar sig på elektricitetens försäljningspris. Detta ledde till att beskattningen av el ökade och elektricitetens detaljpris steg med ca 10 %.

Det genomsnittliga realpriset för detaljelektricitet inkl. skatt har minskat med ca 40 % från 1967 även om realpriset för detaljelektricitet steg med 8,5 % under 1986 i och med att energiskattreformen genomfördes. Det genomsnittliga konsumentpriset för hushållsel i höghusbostäder var 42,3 p/kWh den 1.1.1987 och i småhus 36,4 p/kWh. Det genomsnittliga konsumentpriset för direktelvärme var 28,2 p/kWh och för ackumulerande uppvärmning 23,8 p/kWh. Det skattefria konsumentpriset för storindustrin var 13,8 p/kWh den 1.1.1987.

## Forskning och utveckling

Ett nytt forskningsområde var förlängning av livslängden hos gamla kraftverk. När kraftverken föråldras och kostnaderna för nya kraftverksinvesteringar samtidigt stiger, lönar det sig att renovera gamla anläggningar och hålla dem i drift. Därför undersökte man grundligt två kraftverk och en kopplingsstation som representerar en äldre 'generation'.

Efter det att några stagade stolpar oförklarligt fallit omkull år 1985 började man utreda orsakerna till det sorn skett. Orsaken visade sig vara underjordisk korrosion av stagen. Man utredde mekanismerna som orsakat korrosionen och utvecklade metoder, med vilka denna sällsynta korrosion kan konstateras och elimineras.

Ett finskt LIFAC-avsvavlingssystem har utvecklats under ett par år. Vid Ingå kolkraftverk inleddes i början av 1986 fullskaliga prov för att testa systemet.

I Kopparnäs, som ligger vid sydkusten nära Ingå, togs ett 300 kW vindkraftverk i drift. Det var också det första vindkraftverket som kopplades till elnätet i Finland.

# Island



## Ekonомisk udvikling

Året 1986 var i Island præget af et økonomisk opsving. BNP vokste med 6,0 % i reel værdi værdien af fiskeriprodukter, landets vigtigste produktkategori, med 10,0 % og industriproduktionen med 5,0 %. Investeringer i 1986 var omtrent på samme niveau som i 1985. Arbejdsløsheden var fortsat meget lav; i gennemsnit 0,7 % af arbejdsstyrken (0,9 % i 1985). Måske det mest iøjnefaldende træk i landets økonomiske udvikling i 1986 er et fortsat fald i inflationsraten. Ved udgangen af 1986 var den 15 % p.a., medens års-gennemsnittet i 1983 var 84,3 %; i 1984 29,2 % og 32,5 % i 1985. Konsumtionsprisen steg i gennemsnit med 13,0 % fra 31. dec. 1985 til 31. dec. 1986.

## Energipolitik og lovgivning

Ingen nye love på energiområdet, eller ændringer af ældre love, blev vedtaget af Altinget i 1986. Regeringens erklaerede mål angående udnyttelse af landets energikilder, vandkraft og geo-

termisk energi, til energikrævende industri står uændret, og det såkaldte Storindustriudvalg fortsatte i året sine forhandlinger med udenlandske koncerne, men endnu uden konkrete resultater. Opdræt af laksesmolt i geotermisk opvarmet vand var et voksende erhverv i 1986 og kan muligvis i fremtiden opvise et lovende marked for geotermisk energi i landet.

## Elkonsumtionen

I Island udgjorde elkonsumtionen i 1986 4058 GWh brutto (d.v.s. inklusive transmissions- og distributionstab, samt elværkernes egetforbrug), mod 3837 GWh i 1985. Der var en vækst på 5,7 % i 1986. I 1986 gik 52,8 % af totalforbruget til kraftkrævende industri mod 52,2 % året før. Dens forbrug forøgedes med 7,0 %. Det almindelige forbrug voksede med 4,5%; men temperaturkorrigert almindeligt forbrug med 3,8 %. Forbruget bestod af 3553 GWh fastkraft og 505 GWh ikke garanteret kraft.

Energiprognoseudvalget udsendte mod slutningen af 1986 en ny prognose

over energiforbrug til rumopvarmning i Island 1986-2015, opdelt på energislag. Denne prognose viser et lavere forbrug i denne sektor end en tilsvarende prognose i 1980. Forskellen skyldes hovedsagelig en antaget langsommere vækst i befolkningstallet ifølge den nye prognose end den forrige samtid at der nu regnes med større energibesparelser i opvarmningen end før, især i områder uden adgang til særlig billig geotermisk varme (hvilket stort set vil sige udenfor hovedstadsområdet hvor opvarmning nu kan ske til priser modsvarende 43 % af hvad det koster at fyre med gasolie). Prognosens resultat for Island som helhed frem til århundredsskiftet er gengivet nedenfor (nyttiggjort varme)

Energislag	1986	1990	1995	2010
Geotermisk	1Wt	3782	4120	4447
Elværk	%	85,5	85,4	85,0
Vandkraft	1Wt	336	672	780
Økologisk	%	12,1	13,9	14,9
Industri	GWh	2053	2150	2250
Totalt	1Wt	4424	4827	5231
	100,0	100,0	100,0	100,0

## Elproduktionen

I Island i 1986 udgjorde elproduktionen i alt 4058 GWh mod 3837 året før. Heraf blev 94,7 % produceret i vandkraftværker (95,4 % i 1985); 5,2 % ved geotermiske kraft (4,5 % året før) og 0,1 % diesekraftværker; samme andel som i 1985.

Installeret effekt i islandske kraftvær-

kommer til at vokse yderligere 1991 når Blanda tages i drift, medmindre der i mellemtiden er kommet til ny belastning for kraftkrævende industri. Det er Reykjavik Fjernvarmeverk som står som bygherre for Nesjavellir. Varmeværket er beregnet til at dække stigende varmebehov i hovedstadsområdet samt til at aflaste nuværende produktionsområder, som for tiden er overpumpede.

prisudligningsafgift på el (16%) afskaffet. Igennem mange år har denne afgift været pålagt salg af elektricitet til endelige forbrugere i Island, med undtagelse af kraftkrævende industri og elektrisk opvarmning. Formålet har været at formindskes forskellen i detaljprisen på el mellem forbrugere i udkantområder og tyndt befolkede landområder på den ene side, og forbrugere i Reykjavik og andre større tætsteder på den anden si-



ker var 922 MW ved udgangen af 1986 (921 MW i slutningen af 1985), hvoraf 752 MW i vandkraftværker (uforandret fra forrige år); 129 MW i konventionelle varmekraftværker (diesel; kondens; gasturbiner) (128 året før) og 41 MW i geotermiske værker (41 MW).

Bygningsarbejderne ved Blandavandkraftværket i det vestlige Nord-Island fortsatte i 1986 i noget afdæmpet tempo idet idrifttagningen nu er blevet udskudt fra 1989 til 1991 som følge af lavere vækst i det almindelige elforbrug og usikre udsigter til ny kraftkrævende industri.

Reykjaviks byråd besluttede i dec. 1986 at gå i gang med første etape af et geotermisk kraftvarmeverk på Nesjavellir, 27 km øst for Reykjavik. Det bliver landets største værk af denne art, og er planlagt for i hvert fald 300 MW nyttiggjort varme + 50 MW el i modtryksproduktion. Beslutningen gælder foreløbig første etape af varmeverket, på 100 MW nyttiggjort varme, men tidspunktet for eludbygning er endnu ikke bestemt. Det er for tiden en betydelig overskuds kapacitet i det islandske elsystem som

## Elpriser

Landsvirkjuns engros tarif forhøjedes den 1. jan. 1986 med 14 %. Den 1. marts 1986 sænkes den med 10 % efter ønske fra regeringen som et led i foranstaltninger fra regeringens side til at få LO og Arbejdsgiverforeningen til at indgå en general lønoverenskomst som ikke skulle være inflationsfremmende og modvirke regeringens økonomiske politik. Den 1. jan. 1987 forhøjedes prisen med 7,5 % efter at Landsvirkjun efter regeringens ønske havde opgivet en planlagt prisforhøjelse på 10 %. I reelle værdier (inflationskorrigert) betyder dette at engrosprisen d. 1. jan 1987 var 17,7 % lavere end d. 1. jan. 1986, og 32,5 % lavere end den 1. maj 1984.

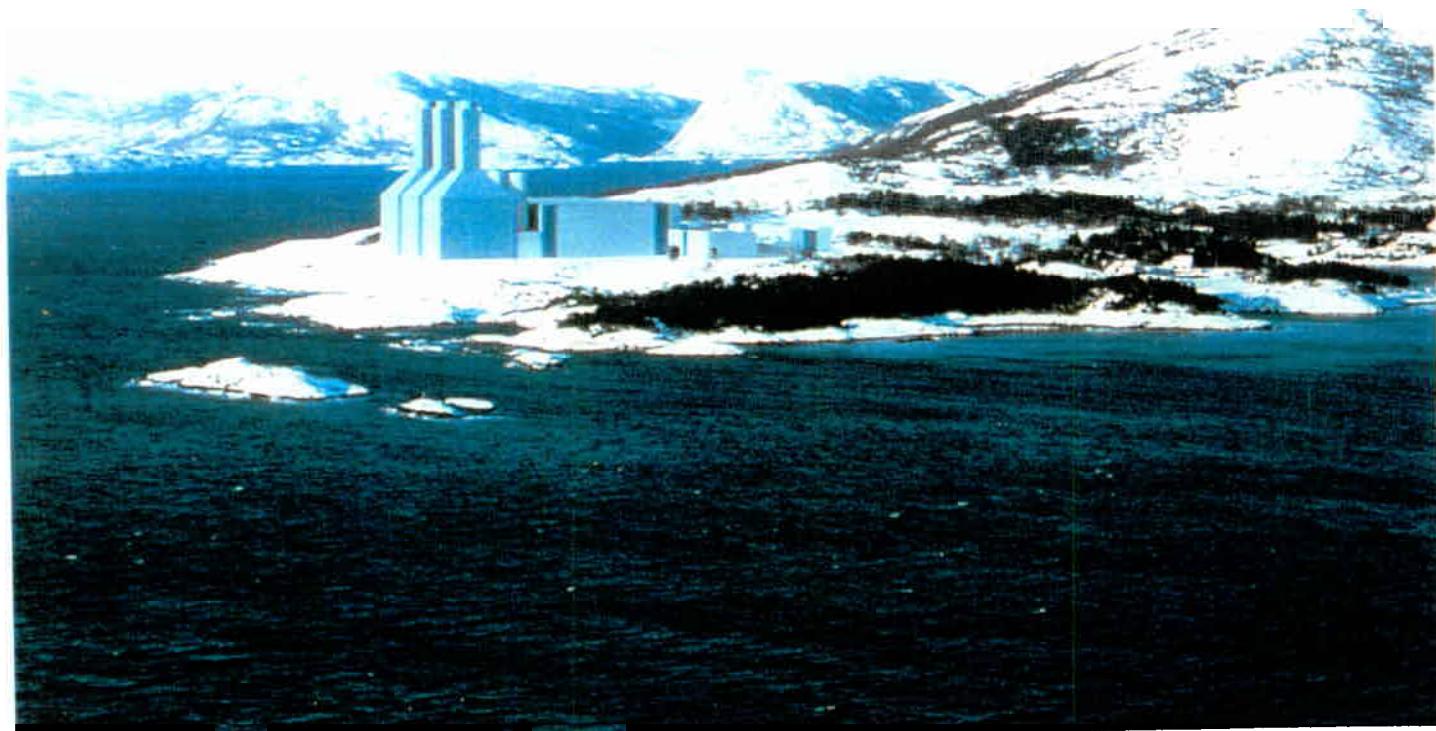
På grund af lave prisnoteringer på aluminium i hele 1986 var Landsvirkjuns kraftpris til Det islandske alumimumselskab nede på 12,5 mUSD/kWh i alle kvarter. Dette modsvarerede 0,085 SEK/kWh ifølge kurserne d. 31. dec. 1986.

Som et led i regeringens foranstaltninger i forbindelse med lønoverenskomsterne i februar blev den såkaldte

de. Denne afgift har længe været et torn i øjnene på mange islandske elværksfolk, navnlig fra de større byer, som har ment at den var en uheldig måde at jævne ud elprisen på, og de har derfor længe kæmpet for dens afskaffelse. Fra modtageralværkernes side indtog man det standpunkt at prisudjævningen var en politisk og ikke en elværksteknisk sag, og at det derfor var op til politikerne at bestemme hvordan de nødvendige midler skulle fremskaffes.

For at elprisen på landet ikke skulle forhøjes som følge af afgiftens afskaffelse har Altinget nu vedtaget at statskassen overtager en del af gældsbyrden fra Statens elværker og Vestfjordenes Energiselskab, de to selskaber som hidtil har modtaget det meste af midlerne fremskaffet af prisudligningsafgiften.

# Norge



## Energipolitikk

Stortinget behandlet i 1986 en rekke saker av stor betydning for energipolitikken i Norge i årene fremover. Med få endringer ga Stortinget sin tilslutning til Stortingsmelding nr. 63 (1984-85) "Om Samlet plan for vassdrag" og Stortingsproposisjon nr. 89 (1984-85) "Verneplan III for vassdrag". Gjennom Samlet plan for vassdrag har man fått en samlet landsomfattende gjennomgang og kartlegging av landets gjenværende vannkraftpotensiale og konsekvenser av vassdragsutbygging for andre brukerinteresser. I Samlet plan er vurdert 540 prosjektaalternativer i 310 vannkraftprosjekter som tilsvarer en kraftmengde på i underkant av 40 TWh midlere årsproduksjon. Prosjektene i Samlet plan inndeles i 3 kate-

gorier. Kategori I omfatter prosjekter med samlet middelproduksjon på 11 TWh/år, prosjekter som alle kan behandles straks og fortøpende for å bidra til energidekningen i årene fremover. Prosjekter som etter nærmere vurdering kan nytes til kraftutbygging eller andre formål er plassert i Kategori II og omfatter ca. 7 TWh midlere kraftproduksjon. I den tredje kategorien er prosjekter som hittil ikke anses aktuelle for kraftutbygging på grunn av meget stor konfliktgrad med andre brukerinteresser og/eller høye utbyggingskostnader. Samlet plan forutsettes videreført med tanke på revurdering av prosjektene plassering i de ulike kategoriene og innpassing av nye prosjekter som hittil ikke har vært vurdert. Den første videreføringen av Samlet plan ventes fremlagt for Stortinget i 1987.

I Verneplan III ble i motsetning til Samlet plan bare behandlet et utvalg av vassdrag der verneinteressene er særlig store. Med de vassdrag som tidligere er vernet i Verneplan I og II er nå til sammen 21 TWh undergitt varig vern. Det totale vannkraftpotensial i Norge er anslått til 170 TWh midlere årsproduksjon. Pr. 1.1.1987 er av dette 103 TWh utbygd, 4,4 TWh under utbygging, 12,2 TWh konseksjon søkt for og 6,6 TWh forhåndsmeldt. Når varig vernede vassdrag fratrekkes, blir det resterende potensiale 23 TWh. I henhold til Stortingets vedtak i forbindelse med Verneplan III, skal det utarbeides en Verneplan IV for vassdrag.

I Energimeldingen (Stortingsmelding nr. 71, 1984-85) la Regjeringen frem en oversikt over Norges energistatus og trekker opp hovedretningslinjer for energipolitikken frem mot år

2000. Meldingen tar spesielt for seg utviklingen i innenlands etterspørsel frem til 1995, med særlig vekt på kraftetterspørselen og tiltak for å dekke denne. Energiprisene vurderes som det viktigste virkemiddel for å fremme en effektiv og rasjonell bruk av energiressursene idet det er forutsatt forholdsvis høy priselastisitet. Energiprisene bør avspeile samfunnets kostnader ved å fremskaffe mer energi. For petroleumsprodukter

selsprognosene i meldingen var basert på et slikt prisforløp. Stortinget ga ikke sin tilslutning til en slik gradvis opptrapping av prisberegningsgrunnlaget, og ba om at saken blir videre utredet i den "mini" energimelding som forutsettes fremlagt våren 1987. Som basisalternativ for den videre planlegging hadde regjeringen lagt til grunn en prognose som gir et fastkraftforbruk i alminnelig forsyning på 70 TWh i 1990, 75,5 TWh i

med ca. 10% i disse månedene. Fra 1. februar 1987 og i 6 måneder fremover tar Norge sikte på å redusere oljeproduksjonen med 7,5% ut fra de opprinnelige produksjonsplaner. Totalproduksjonen i 1987 vil ventelig likevel bli høyere enn i 1986.

## **Elektrisitetsforbruk**

Bruttoforbruket i alminnelig forsyning og kraftintensiv industri ble til sammen 96,2 TWh i 1986. Dette er en nedgang på 1,4 TWh fra året før. Som gjennomsnitt for de siste 10 år har dette forbruket øket med 2,8% pr. år.

Referert kraftstasjon økte fastkraftforbruket i alminnelig forsyning med 1,4% til 66,7 TWh. Innenfor fyringssesongen var imidlertid 1986 et noe kaldere år enn normalt, og korrigert til normale temperaturforhold er forbruket beregnet til 65,6 TWh – 3% økning fra tilsvarende forbruk året før.

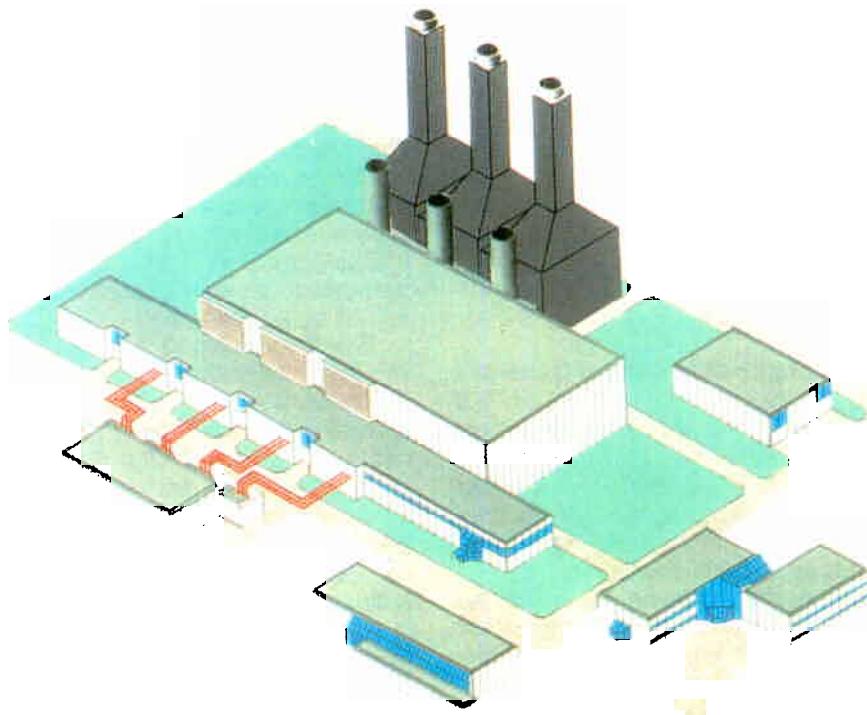
Veksten i forbruket i alminnelig forsyning har siden slutten av 1970-årene vært langt sterkere enn forutsatt i de to sist fremlagte energimeldinger fra Regjeringen (i 1980 og 1985). Det temperaturkorrigerte forbruket i 1985 (65,5 TWh) er til sammenligning henholdsvis 4,4 og 1,9 TWh høyere enn antatt i disse meldingene. På grunn av de høye oljeprisene hadde vi i årene 1980 og frem til 1984 en sterk overgang fra lettolje til elektrisitet for romoppvarming, og i denne perioden tilsvarte økningen i elforbruket stort sett reduksjonen i lettoljeforbruket. I 1985 stoppet denne overgangen opp, både på grunn av at den lettest gjennomførbare overgangen da antagelig allerede var realisert, og at prisgapet mellom lettolje og el nå var mindre. Prisfallet på olje fortsatte gjennom 1986, og i annet halvår var det de fleste steder i landet klart billigere å fyre med lettolje fremfor el der utstyr for slikt allerede finnes.

At elforbruket likevel har fortsatt å øke med nærmest samme vekstrate gjennom 1985 og 1986 antas i første rekke å skyldes den generelle økonomiske situasjonen i disse årene. Det har vært en sterk vekst i de tjenesteytende næringer, og privat disponibel inntekt og det private konsumet har hatt en uvanlig sterk stigning.

Omregnet til ekvivalent mengde elektrisitet levert forbruker ser salget av lett fyringsolje i 1986 ut til å være 11,3 TWh, ca. 6% økning fra 1985.

Kraftintensiv industri har i 1986 brukt 29,3 TWh referert kraftstasjon, 1,7 TWh mindre enn året før. Gjennom egenproduksjon og faste kontrakter var industrien i 1986 sikret et fastkraftkvantum på i underkant av 30 TWh.

Reduksjonen i forbruket har vært sterkest – over 20% – for produktgruppen kjemiske råvarer. Ferrolegeringsindustrien gjennomlevde et av sine svakeste år, med innslag av permittering og bedriftsnedleggelse, og reduserte



**Bruk av naturgas fra den norske kontinentalsokken for kraftproduksjon utredes.**

**The use of gas from the Norwegian Continental Shelf for energy generation is being considered a future energy source.**

og andre energivarer som har et internasjonalt marked, holder Regjeringen fast ved en prispolitikk som innebærer at verdensmarkedets priser danner utgangspunktet for innenlandsprisene. Når det gjelder fastkraft til alminnelig forsyning, mener Regjeringen at samfunnets kostnader ved å fremskaffe ny fastkraft bør være retningsgivende også for prissettingen. Siden utbyggingen av fastkraftkapasiteten er svært kapitalkrevende, blir kostnaden for nedlagt kapital, d.v.s. kalkulasjonsrenten, vesentlig for den samlede kostnad for ny kraft. Mens det i de senere år har vært vanlig å legge til grunn en kalkulasjonsrente på 5% ved prissammenligninger, forutsatte Regjeringen at kraft til alminnelig forsyning i 1995 skulle prises i samsvar med kostnaden for ny kraft beregnet med 6% kalkulasjonsrente. Etterspør-

1995 og 83,0 TWh i 2000. Stortinget ga uttrykk for at prognosene syntes lave, og ønsket at prognosene blir revurdert i den nye meldingen. For krafttilgangen til kraftintensiv industri hevet Stortinget de foreslalte rammetall fra Regjeringen, fra 33,2 til 34 TWh i 1990, og fra 35 til 36 TWh i 1995. Med disse høyere tildelinger til industrien, Regjeringens prognosenter til industriens for alminnelig forsyning, samt nødvendige påslag for usikkerhet i etterspørselutviklingen, blir de foreløpige måltall for nødvendig fastkrafttilgang 105,5 TWh i 1990 og 112,5 TWh i 1995.

Fra 1. januar 1987 trer en ny lov om bygging og drift av fjernvarmeanlegg, "Fjernvarmeloven", i kraft. For bygging og drift av fjernvarmeanlegg over en viss størrelse vil det kreves konsesjon. Ethvert fjernvarmeanlegg kan påleggess å knytte seg til andre fjernvarmeanlegg såfremt anlegget har et varmesystem som kan tilknyttes, og det kan påleggess tilknytningsplikt for nye bygg innenfor det område som konsesjonen omfatter.

Det sterke prisfallet på olje i den senere tid har medført at Norge har innført lettelser i produksjonsbeskatningen for virksomheten i Nordsjøen. Som et lite bidrag til å redusere utbudet av olje på det internasjonale markedet ble statlig avgiftsolje i november og desember brukt til oppbygging av beredskapslagrene. Dette reduserte vår oljeeksport

sitt forbruk med over 8%. For aluminium og andre metaller var markedet bedre og for denne industrien var det en mindre forbruksvekst. Aluminiumsindustrien alene står for ca. halvparten av det samlede kraftforbruket innen kraftintensiv industri.

Kjelkraft, d.v.s. kraft til elektrokjeler i parallel med oljefyrte kjeler, representerer et marked som baserer seg på bruk av såkalt tilfeldigkraft. Dette markedet har øket betydelig de senere år. Spesielt har det vært mange nyinstallasjoner av elektrokjeler der fyrsalternativet er lettolje og der lønnsomheten følgelig er størst. Men av et totalt innenlandskjelmarked på ca. 6 TWh på årsbasis, har fortsatt ca. 60% av markedet tungolje som alternativt brensel. Denne del av markedet finnes for en stor del innen treforedlingsindustrien, og har et geografisk tyngdepunkt i Østlandsområdet.

Omsetningen av tilfeldigkraft til elektrokjeler var i 1986 2,2 TWh – en halvering i forhold til 1985. Grunnen til det forholdsvis lave forbruket var de gjennomgående høye tilfeldigkraftprisene kombinert med lave oljepriser, noe som stort sett gjorde det lønnsomt for eiere av tungoljekjeler å fyre med olje i stedet for tilfeldigkraft.

Den maksimale systembelastning som refererer seg til det innenlandske forbruket, inntraff 20. februar og er anslått til 16.658 MW. I 1985 var maksimalelastningen 17.545 MW.

Elektrisitet dekket i 1986 45,6% av energiinnholdet i energibærere levert til forbrukerne (netto sluttforbruk). Petroleumsprodukter dekket 41% og faste brensler 13,3%. Fjernvarme er lite utbredt i Norge, og fjernvarmeleveranse dekket bare ca. 0,1% av netto sluttforbruk.

## **Elektrisitetsproduksjon**

Vannkraftproduksjonen ble i 1986 vel 96,7 TWh. Med tillegg av i overkant av 0,4 TWh varmekraft ble totalproduksjonen 97,2 TWh. Dette er 6 TWh lavere produksjon enn året før.

Det nyttbare tilsiget til kraftproduksjonssystemet i årets 9 første måneder var 8% eller 7,4 TWh lavere enn normalt. Store nedbørsmengder i 4. kvartal kompenserte imidlertid for svikten tidligere i året, slik at samlet tilsig i 1986 ble nærmest normalt.

I 1986 var produksjonsevnen for fastkraft i det norske kraftsystem ca. 97 TWh, medregnet antatte importmuligheter. Nye installasjoner i løpet av året økte produksjonsevnen med ca. 2 TWh. Midlere årlig produksjonsevne for systemet er beregnet til 103 TWh.

Kraftutvekslingen med nabolandene resulterte i en rekordhøy netto import, 2 TWh. Mot Sverige eksporterte vi 1,6 TWh og importerte 4 TWh, og mot Danmark eksporterte vi 600 GWh og importerte 150 GWh. I tillegg kommer en mindre import på 65 GWh fra Sovjet.

Tilveksten i maskinkapasiteten (maksimal stasjonsytelse i stasjoner med ytelse 1 MW eller mer) var i 1986 890 MW – i det alt overveiende nye installasjoner i Ulla-Førre utbyggingen som nå på det nærmeste er sluttført. Total maskinkapasitet ved årsskiftet 1986/87 er 24.693 MW, hvorav 311 MW er varmekraft. Statkraft eier over 30% av maskinkapasiteten. Vel 50% eies av kommuner og fylkeskommuner, og resten eies av private og industriselskaper.

Magasinkapasiteten har bare økt med 0,2 TWh til 73,8 TWh i løpet av kalenderåret 1986. Ved årets utgang var magasinbeholdningen 56 TWh, svarende til en fyllingsgrad på 76 prosent. Dette er noe i overkant av det normale for årstiden. Til sammenligning var magasinbeholdningen under 50 TWh ved årets begynnelse.

## **Elektrisitetspriser**

Statkraftprisen for levering til allminnelig forsyning økte fra 15,45 øre/kWh til 16,53 øre/kWh 1. mai 1986. Stortinget har fattet vedtak om ytterligere økning med 10% til 18,20 øre/kWh fra 1. mai 1987. Prisen er beregnet gjennomsnitt ved 6000 timers brukstid og referert sentralt sted, nedtransformert.

Gjennomsnittsprisen for elektrisitet levert til husholdninger og jordbruk var 36 øre/kWh, alle avgifter inkludert. Prisvariasjonene mellom de ulike forsyningsområdene kan imidlertid være betydlige. Forholdet mellom høyeste og laveste elpris er omtrent 3:1. Tjenesteytende virksomhet betaler gjennomgående en noe høyere pris enn husholdningene for sin kraft. Den forbruksavhengige kostnadene i en H-4 tariff, som er den vanligste, var i landsgjennomsnitt 32,5 øre/kWh inkl. avgifter, mens ekvivalent energikostnad ved lettoljefyring var ca. 40 øre/kWh ved årets begynnelse for så å synke kraftig, slik at prisen i 2. halvår var ca. 25 øre/kWh.

Den generelle elektrisitetsavgift som belastes forbruker innenfor allminnelig forsyning var i 1. halvår 1986 3,1 øre/kWh og i 2. halvår 3,2 øre/kWh. For 1987 er elavgiften fastsatt til 3,4 øre/kWh. For kraftintensiv industri var elavgiften i 1986 3,1 øre/kWh og den ble ikke endret ved årsskiftet 1986/87.

Langtidsgrensekostnad for allminnelig forsyning referert forbrukers vegg er beregnet til ca. 30,5 øre/kWh inkl. mer-verdiavgift. Det er da benyttet 5% kalkulasjonsrente og pengeverdi pr. 1.1. 1986.

## **Stamnettet**

Viktigste større overføringsanlegg som ble idriftsatt i 1986 var 300 kV linjen Rana – Trøndelag. Arbeidet med å utrede det fremtidige overføringsbehovet fra områdene Hardanger/Indre Sogn mot Østlandet er avsluttet, og aktuelle nettforsterkingstiltak er under videre bear-

beiding. Overføringen vil bl.a. bli styrket med en ny 420 kV ledning på den østre del av strekningen.

Vurderingen av nettforsterkningsbehovet i det sentrale Østlandet med Oslo er også avsluttet, og de konkrete nettforsterkingstiltakene bearbeides videre. I første omgang er det nødvendig å installere utstyr for styring av lastflyten. Om noen få år må enkelte eksisterende overføringsanlegg nord for Oslo forsterkes. På litt lengre sikt er det nødvendig med nye større overføringsanlegg her. Videre er det planer under utarbeidelse for en 420 kV-forsterkning av overføringssevnen mellom Ulla-Førre (Sør-Vestlandet) og Oslo-området, med idriftsettelse i 1989.

Den nye 220 kV mellomriks kraftforbindelsen mellom Porttipahta i Finland og Varangerbotn i Norge for gjensidig kraftutveksling er under bygging, og fremdriften går etter planen. Forbindelsen er beregnet ferdig i 1988.

Størst forbrukstap (ca. 900 MWh) ved en enkelt driftsforstyrrelse i 1986 ble forårsaket da en 300 kV samleskinnekortslutning oppsto etter at en Hf-sperre havarerte og viklet seg ut. Kortslutningen medførte også flere uønskede 300 kV utlösninger og resultatet ble stans i 50 min. til ca. 5 timer for områder vest for Oslo. Forøvrig kan det nevnes at det i årets løp har vært flere tilfeller av driftsforstyrrelser forårsaket av feil i SF<sub>6</sub>-anlegg. Blant annet har det i ett og samme 300 kV SF<sub>6</sub>-anlegg vært samleskinnekortslutninger på mindre enn 3 måneder. Generelt avsløres det ved relativt mange driftsforstyrrelser en foruroligende stor mengde feilfunksjoner i venn og utstyr.

## **Annet**

I november ble Norges første vindkraftverk i moderne tid satt i drift. Anlegget er lite – 55 kW, og er plassert på øya Frøya utenfor Trøndelagskysten. Det er et prøveprosjekt, og målsettingen er å utvikle et prototypeanlegg for kombinasjon av vindkraftverk og et diesellaggregat i samdrift. Slike anlegg vil bl.a. kunne være egnet til elforsyning av små øyfamfunn.

Bruk av gass fra norsk kontinentalsockel til kraftproduksjon fremtrer etterhvert som et høyst realistisk supplement og senere alternativ til forsatt vannkraftutbygging. Statkraft og den norske stats oljeselskap, Statoil, inngikk på sensommeren en rammeavtale om levering av 1 mrd. Sm<sup>3</sup> naturgass årlig til gasskraftproduksjon fra 1991 og utover. Dette tilsvarer en årlig produksjonsevne på ca. 5 TWh i et såkalt kombinert anlegg. Også Norsk Hydro har lansert planer om bygging av et noe mindre gasskraftverk. Det ble i løpet av året innlevert forhåndsmelding for to gasskraftverk – fra Norsk Hydro for et på 420 MW og 3 TWh/år, og fra Statkraft for et på 700 MW og 5 TWh/år.

# Sverige



## Energipolitik

Riktlinjerna för den svenska energipolitiken har fastställts av riksdugen våren 1985. Ett kortfattat referat av dessa och av regeringens strategi för kärnkraftavvecklingen lämnades i föregående årsberättelse.

Strategin för kärnkraftavvecklingen kan komma att påverkas av den reaktorolycka som inträffade i Tjernobyl den 20 april 1986. Regeringen uppdrog den 7 maj åt rådet för långsiktiga elanvändnings- och elproduktionsfrågor, energirådet, att mot bakgrund av denna olycka på nytt pröva de grundläggande frågorna om kärnkraftens säkerhet m.m. Rådet skulle skyndsamt klarilägga oyc-

kans orsaker och kartlägga dess effekter. Vidare skulle man utvärdera hur olyckan påverkar bedömningen av säkerheten vid de svenska kärnkraftverken samt lämna förslag som ökar säkerheten i Sverige vid utländska kärnkraftolyckor. Rådet fick vidare uppdrag att särskilt utreda de miljömässiga och ekonomiska konsekvenserna av en förtydlig nedläggning av Barsebäcksverket.

Regeringen tillkallade samtidigt en expertgrupp för att ta fram underlag för energirådets ställningstaganden. Den 26 juni tillsattes ett vetenskapligt råd med uppgift att granska expertgruppens slutsatser.

Energirådet överlämnade i november sitt betänkande om Tjernobyloly-

**Barsebäck kärnkraftverk, ca 1 200 MW.**

**The Barsebäck nuclear power plant, about 1 200 MW.**

kans konsekvenser till regeringen. Betänkandet bygger på den av expertgruppen för kärnsäkerhet och miljöframtagna rapporten "Efter Tjernobyl". I expertgruppens utredningar har medverkat myndigheter som statens energiverk, kärnkraftsinspektionen, strålskyddsinstitutet och naturvårdsverket samt elproducenter och näringsorganisationer.

Expertgruppens bedömning av den tekniska riskbilden är att den inte ger anledning att ompröva användningen av kärnkraft i Sverige.

Efter remissbehandling skall regering och riksdag under våren 1987 ta ställning till om och i vilken omfattning erfarenheterna efter Tjernobylolyckan påverkar den fastlagda strategin för kärnkraftavvecklingen.

Som en följd av Tjernobylolyckan har beslut fattats om tre slags åtgärder. Olycksberedskapen skall höjas och de

tionen, statens energiverk och strålskyddsinstitutet biföll regeringen i mars. Vattenfalls ansökan att få byta ånggeneratorer i Ringhals 2. Genom ändring av Vattenfalls instruktion skall vidare verkets ansvar för kärnkraftavvecklingen markeras.

Riksdagen antog under hösten en lag med förbud mot att uppföra kärnkraftreaktorer. Även förberedelser som syftar till uppförande av nya reaktorer inom landet blir straffbart. Bestämmelserna skall ej förhindra tekniskt utveck-

Statens energiverk har under våren fått regeringens uppdrag att följa genomförandet av riksdagens tidigare beslut om utbyggnad av vattenkraften till 66 TWh per år. En lägesredovisning lämnades i december 1986.

Det efter 1979 års energikris beslutade oljeersättningsprogrammet ersattes under 1986 av ett program för utveckling och introduktion av ny energiteknik. Stödet vidgades därmed från att vara ett renodlat oljeersättningsstöd till att främja utveckling och introduktion av ny teknik.



som drabbats av radioaktivt nedfall skall få ekonomisk ersättning. Sverige har undertecknat två av IAEA utarbetade konventioner angående samarbete med andra länder vad gäller hjälp och tidig information vid bl.a. radioaktiva utsläpp. Bilaterala avtal rörande informationsutbyte har hittills träffats med Danmark, Norge och Polen.

Regeringen beslutade i februari att alla svenska kärnkraftverk måste vidta åtgärder för att begränsa utsläppen av radioaktiva ämnen vid svåra härdhaverier. Tidigare har detta endast gjällt Barsebäck. Åtgärderna avser tryckreducerande anordningar och filtreringsanläggningar.

Efter tillstyrkande av kärnkraftinspek-

lingsarbete t.ex. för att förbättra säkerheten i svenska reaktorer eller Sveriges deltagande i internationellt kärnteknik-samarbete.

Utdrdeningen om el och inhemska bränslen (ELIN) avgav i januari betänkandet "Vägar till effektivare energianvändning" (SOU 1986:16).

I samband med beslutet om Ringhals 2 uppdrog regeringen åt statens energiverk att i samråd med den tillverkande industrin och kraftföretagen göra en utredning om energihushållning och rationell elanvändning samt åt utredningen om el och inhemska bränslen (ELIN) att utreda orsakerna till den senaste tidens starka ökning av elförbrukningen.

som bidrar till ett effektivare och mer miljövärt energisystem.

Inför kärnkraftsavvecklingen är det viktigt att möjligheterna till elproduktion i mottrycksanläggningar utnyttjas. Statens energiverk har på regeringens uppdrag utrett möjligheterna att använda industriellt mottryck och kraftvärme. En särskild rapport om småskalig kraftvärme har också presenterats.

Efter invigningen av Sydgasprojektet sommaren 1985 har utbyggnaden av naturgasnätet fortsatt. Förlängningen av stamledningen från Helsingborg till Göteborg (Sydgas 2/Västgas 1-projektet) pågår och har vid årets slut hunnit till i höjd med Falkenberg. Ansvarig för import av naturgas och ägare till stamled-

ningen är Swedegas AB. Swedegas AB är ett dotterföretag till Vattenfall. Under 1986 inträdde Shell, Statoil och DONG som delägare med tillsammans 40 % av aktierna.

Ett bolag för utvecklingsverksamhet inom vindkraftområdet har bildats med Vattenfall (50 %), Sydkraft (25 %) och övriga företag inom Kraftverksföreningen (25 %) som delägare. Bolaget skall bygga en medelstor anläggning samt utföra en konceptstudie för ett verk i 2-3 MW-klassen.

ningsberedskapen inom bränsle- och drivmedelsområdet under perioden 1987/88-1991/92 (SOU 1986:42). Regeringsförslag väntas komma våren 1987.

Riksdagen beslutade i juni om höjning av energiskatten på vissa bränslen fr.o.m. 1 januari 1987. Skatten på olja höjs från 411 kr till 610 kr/m<sup>3</sup>, kolskatten från 140 kr till 305 kr/ton och skatten på industrigasol från 125 kr till 185 kr/ton. Skatten på naturgas blir även fortsättningsvis 308 kr/1 000 m<sup>3</sup>. Som skäl för

älvsträckor och vattenområden kompletterats bl.a. med Råneälven.

Den 1 januari 1987 inrättas ett miljö- och energidepartement.

## Elanvändningen

Den totala elförbrukningen i Sverige, inklusive överföringsförluster, uppgick under 1986 till 129,0 TWh. Jämfört med 1985 är detta en minskning med 2,1 TWh eller 1,6 %. Mellan 1984 och 1985 steg förbrukningen med 9,3 % och mellan 1983 och 1984 med 8,4 %.

Av den totala elförbrukningen utgjordes 2,3 TWh (5,3) av leveranser till avkopplingsbara elpannor (inkl. beräknade överföringsförluster). Den prima elförbrukningen inom landet var således 126,7 TWh, vilket är 0,4 TWh eller 0,4 % högre än 1985. Mellan 1984 och 1985 steg förbrukningen exklusive elpannor med 11,0 %. Nedgången av förbrukningstillväxten beror på gynnsammare temperaturförhållanden, stagnerad industriproduktion och sänkta bränslepri-  
ser.

Efter omräkning till normaltemperatur och normalkonjunktur erhålls följande värden på utvecklingen av den prima elförbrukningen.

1983-84	+ 7,0 TWh(6,6 %)
1984-85	+ 6,5 TWh(5,7 %)
1985-86	+ 3,5 TWh(2,9 %)

Industrins elanvändning uppgick 1986 till 47,7 TWh, vilket är 0,1 TWh eller 0,1 % mindre än 1985. Under andra halvåret har förbrukningsutvecklingen varit nedåtgående. Ökningstakten 1984 till 1985 var 3,4 %.

Av totala industriförbrukningen utgjordes 0,6 TWh av leveranser till avkopplingsbara elpannor. Exkluderas dessa är årsökningen 1,1 %.

De branscher som procentuellt ökat sin elanvändning jämfört med 1985 är verkstadsindustrin exkl. skeppsvärven (4 %) samt den kemiska industrin (3 %). För järn-, stål- och metallverk noteras en minskning med 7 % eller 0,6 TWh. Även textil- och jord- och stenvaruindustrin förbrukade mindre. Övriga branscher hade ungefär oförändrad elförbrukning.

Järn- och spårvägarnas elförbrukning var i stort sett oförändrad jämfört med 1985, d.v.s. 2,6 TWh.

Förbrukningen inom sektorn bostäder, service, värmeverk m.m. uppgick till 68 TWh varav 1,7 TWh var avkopplingsbar elpannekraft. Jämfört med 1985 har totala elförbrukningen inom sektorn minskat med 1,5 TWh eller 2,2 %. Elpanneleveranserna minskade med 2,0 TWh.

Förbrukningens högsta timvärde under året blev 23 864 MWh och inträffade den 17 januari mellan kl 8 och 9. Värdelet är något lägre än 1985 års effekttopp. Den med hänsyn till elbelastningens geografiska fördelning vägda medeltemperaturen kl 7 denna dag var -17,5°C, vilket är drygt 12 grader under normalvärdet.



**Märkning vid Sädva vattenkraftverk i Skellefte älv.**

**Marking at the Sädva hydro power station at the River Skellefte.**

**Järvissle vattenkraftverk, 85 MW.**

**Järvissle hydro power station, 85 MW.**

Energiforskningsutredningen avgav i april betänkandet "Förslag till program för forskning och utveckling inom energiområdet" (SOU 1986:31). Det nuvarande programmet utlöper under budgetåret 1986/87 och avsikten är att ett nytt energiforskningsprogram skall kunna presenteras våren 1987.

Flera forskningsprojekt pågår beträffande eventuella hälsorisker i samband med elektriska och magnetiska fält vid kraftledningar. Statens energiverk som har uppdrag att följa utvecklingen konstaterar i en första redovisning att hittills framkomna resultat ej ger anledning till skärpta bestämmelser.

1985 års energiberedskapsutredning har framlagt förslag om försörj-

skattehöjningarna har regeringen anfört dels att lönsamheten hos investeringar i syfte att minska oljeberoendet bör bibehållas vid ett sjunkande oljepris, dels att det låga oljeprisets positiva effekt på bytesbalansen urholkas om den privata konsumtionen ökar för kraftigt. Skattehöjningarna föreslogs slå igenom även för den del av industrien som är berättigad till nedsättning av energiskatt.

I anslutning till höjningen av kolskatten beslutade riksdagen dock att dispensemöjlighet skall föreligga för koleldade värmekraftverk samt att byggmaterialindustri som använder mycket kol skall kunna få befrielse även från den nya skatten.

Riksdagen antog hösten 1986 en naturresurslag (NRL) som skall styra hushållningen med mark och vatten. Lagen ersätter 1972 års riktlinjer för den fysiska riksplaneringen och den tidigare byggnadslagens regler om regeringsprövning av vissa industrier och energianläggningar. När det gäller fossileldade anläggningar har kravet på regeringstillstånd sänkts från 500 MW till 200 MW. Vidare har listan över skyddade

## Eltillförsel

Elproduktionen inom landet, med avdrag för kraftverkens egenförbrukning, uppgick under 1986 till totalt 133,6 TWh, vilket är 1,0 TWh (0,7%) mer än 1985. Vattenkraftproduktionen var 59,8 TWh, en minskning med 10,3 TWh (15%) jämfört med fjolårets rekordnivå. Normalproduktionen är 62,1 TWh.

Magasinsfyllnadssgraden för samtliga regleringsmagasin var ca 74 % vid årets början, och ca 71 % vid årets slut, vilket motsvarar en lagrad energimängd av 24 TWh. Högsta magasinsfyllnaden uppnåddes i början av november och var då ca 81 %, vilket ligger strax över medianvärdet. Årstillrinningen översteg medelvärdet för perioden 1950-1980 med 4 %. Vårflodsvolymen var större än normalt, medan tillrinningen under sommaren var liten.

Kärnkraftverkens produktion under 1986 var 67,0 TWh, en ökning med 11,1 TWh (20 %) jämfört med 1985. Kärnkraften svarade därmed för 50,1 % av landets totala elproduktion.

Ur driftsynpunkt var 1986 ett mycket bra år för svensk kärnkraft, nästan lika bra som 1985 som är det hittills bästa året. Så gott som alla uppställda mål för produktionsekonomi och säkerhet har överträffats. Mycket få stora påtvingade stopp har stört driften. Energitillgängligheten var i medeltal 84 %, vilket kan jämföras med världsgenomsnittet som var 70 % för lättvattenreaktorer. Det högsta värdet för de svenska reaktorerna noterade Fosmark 1 och 2, båda med 93 %. Ringhals 2 stod för det lägsta värdet med en energitillgänglighet på 57 %.

Mottrycksproduktionen uppgick till 6,2 TWh, vilket är 0,4 TWh (8%) högre än under 1985. Produktionen i kondensverk, gasturbiner m.m. var 0,7 TWh jämfört med 0,9 TWh året före.

Fossilkraften utgjorde 5,1 % av landets totala elproduktion. Andelen fossilkraft var ungefär lika stor under 1985.

Importen av elenergi uppgick under 1986 till 1,8 TWh (5,1 TWh föregående år). Exporten blev 6,5 TWh, vilket är 0,2 TWh mindre än året innan. Kraftutbytet med grannländerna resulterade således 1986 i ett kraftigt exportöverskott på 4,6 TWh, att jämföra med fjolåret då exporten var 1,5 TWh större än importen.

Den installerade effekten i vattenkraftstationer ökade under 1986 med ca 122 MW. De största nytillskotten utgjordes av Laxede i Lule älvs (70 MW) samt Bjärna och Gideå i Gideälven (17 resp. 18 MW).

Under året har Forsmark erhållit tillstånd till effekthöjningar. De tre blockens effekt har höjts med sammanlagt

126 MW. Den totala nettoeffekten i de svenska kärnkraftverken uppgick vid slutet av året till 9591 MW. Fr.o.m. januari 1987 höjer Barsebäck effekten med 45 MW. Några större konventionella värmelektriker har inte tillkommit under 1986.

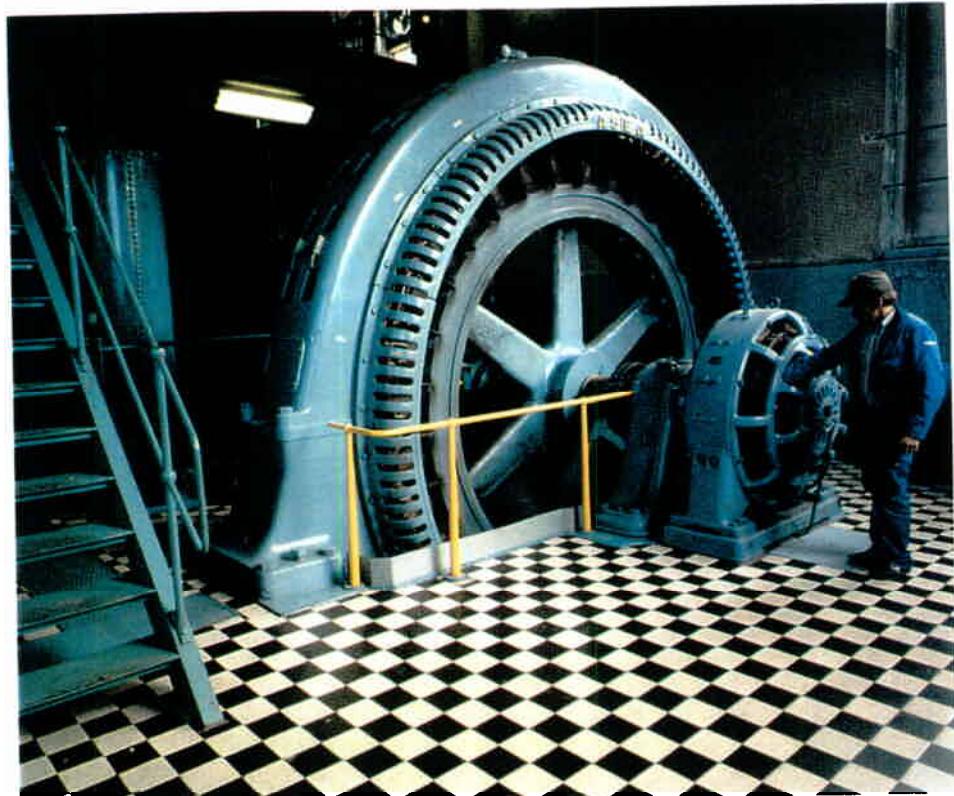
## Stamnät och samkörningsförbindelser

Första etappen av arbetet med att ersätta fem av de sex 220 kV överförings-

tenfalls kunder har högspänningstariferna under 1986 ökat med 4 %. Inom Sydkraft blev ökningen drygt 5 %. Prisutvecklingen inom andra företag har varit likartad. Inflationen uppgick under 1986 till 3,2 %.

Den 1 januari 1986 höjdes lågspänningstarifferna med 4 % av Vattenfall och med 5 % av Sydkraft.

Under 1986 har energiskatten på elvarit oförändrad. Industrier med en förbrukning på mer än 40 000 kWh/år betalar för närvarande 5 öre/kWh. För övri-



Sikfors vattenkraftverk, generatorhjul.

Sikfors hydro power station, generator wheel.

ledningarna från Norrland till Mellansverige med två 400 kV ledningar har påbörjats. Det är på en ledningssträcka inom Kopparbergs län som arbetena igångsatts. Den första 400 kV ledningen planeras klar 1990, den andra 1996.

För att höja kortslutningssäkerheten och belastningsförmåga på stamnätet har förstärkningsåtgärder genomförts och är under arbete på ett flertal ledningar och stationer.

En ny 132 kV samkörningsförbindelse mellan Eidskog i Norge och Charlottenberg i Sverige togs i drift i maj 1986. Kapaciteten är 100 MW i vardera riktningen. Ledningen är främst avsedd för lokala kraftutbyten.

ga elabonnenter är elskatten 7,2 öre / kWh utom i vissa delar av norra Sverige där den är 6,2 öre/kWh.

För elenergi, eldningsolja och fasta bränslen som används i viss industriell tillverkning kan regeringen liksom tidigare efter prövning från fall till fall medge nedsättning av energiskatten till 1,5 % av de tillverkade produkternas försäljningsvärde. Avkopplingsbara leveranser till elpannor har även under 1986 varit befridde från elskatt under perioder då elenergi inte producerats i oljeeldade kraftverk.

## Elpriserna

Vattenfall har just nu en löpande kontraktstid för högspänningsabonneren från 1984 till 1988 medan Sydkraft under 1986 haft ett ettårsavtal. För Vat-

# Naturgas i Norden

## *Innehåll*

Introduktion

Naturgastillgångar och leveransvillkor

Transporter av naturgas

Naturgasens marknadssituation

Naturgas för elproduktion

Slutsatser

# Naturgas

Artikeln har sammansättts av en ad hoc-grupp inom Nordens plane- ringsutskott.

Knut Berge, ELKRAFT  
Seppo Aho, Imatran Voima  
Sigbjørn Modalsli, Norges vassdrags- og energiverk  
Sven Groop, Vattenfall  
Anders Löf, Vattenfall

## Introduktion

Internationellt är naturgasen en stor energiråvara och svarar för ca 20 % av världens primärenergi. År 1984 användes totalt närmare 1600 miljarder m<sup>3</sup> (Gm<sup>3</sup>), grovt fördelat med en tredjedel på vardera USA, Sovjet och resten av världen.

Som framgår av figur 1 finns de största naturgastillgångarna i Sibirien, Mellanöstern och Nordamerika. Betydande tillgångar finns också i Europa, Afrika, Sydostasien och Sydamerika. Gasen används huvudsakligen i produktionslandet. Exporten utgör 13 % av totala produktionen.

I Västeuropa har användningen av naturgas skjutit fart efter de holländska, brittiska och senare danska och norska gasfynden i Nordsjön. Naturgasen utgör ca 15 % av primärenergin vilket år 1984 innebar ca 200 Gm<sup>3</sup>. Förbrukningen ökar relativt långsamt.

Danmark har egna gasfält i Nordsjön. Produktionen startade 1984. Gasen används dels inom landet och dels för export.

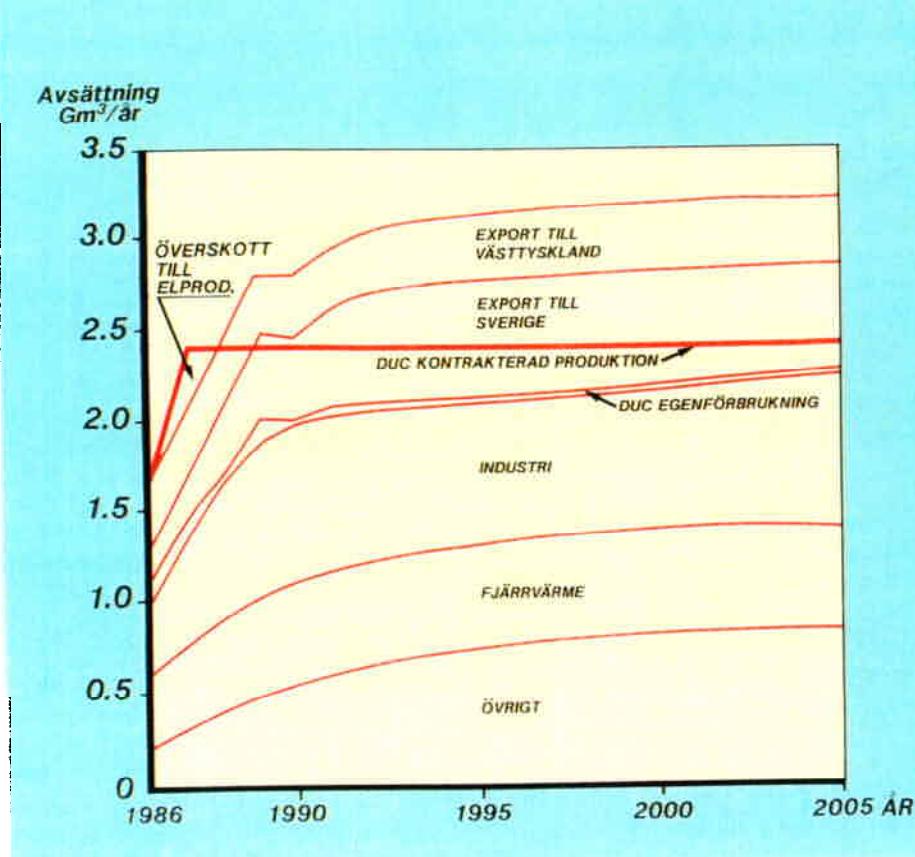
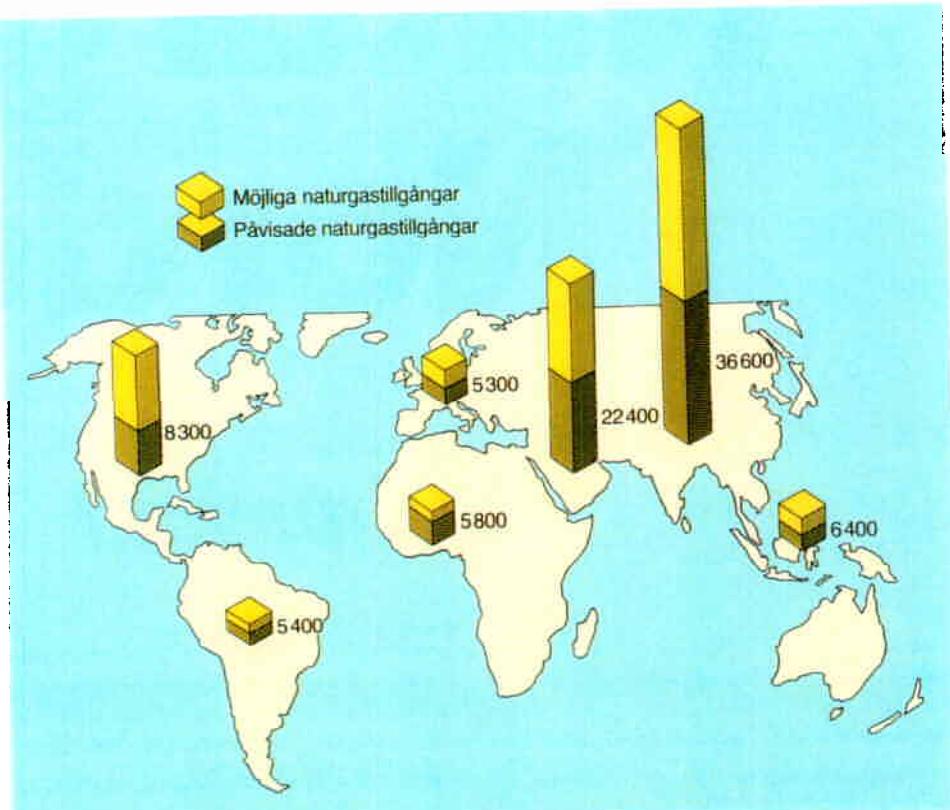
Finland har inga egna tillgångar av gas men började som första land i Norden att använda naturgas redan 1974. Importen sker från Sovjet.

Norge har Västeuropas största gas tillgångar men ännu ingen egen användning inom landet. Produktionen startade 1977 och all gas har sedan dess exporterats till Kontinenten och till Storbritannien. Norge är den tredje största exportören i världen av naturgas.

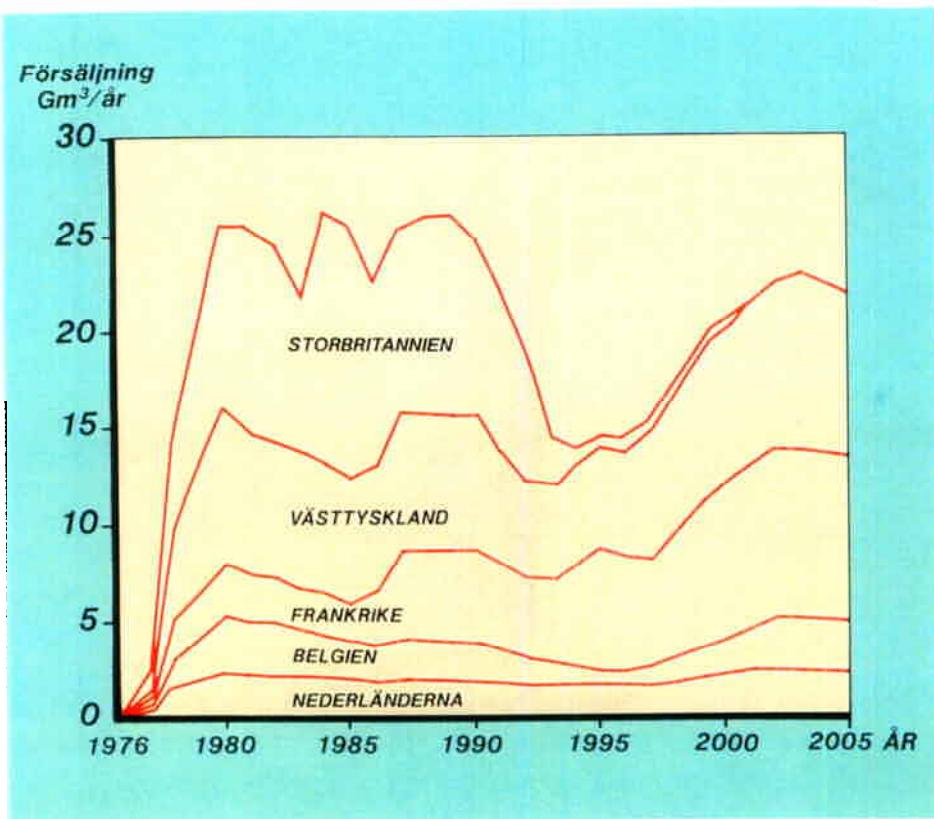
Sverige saknar egna tillgångar av gas men borning pågår i ett djupgas projekt. Sverige började använda naturgas 1985. Gasen importeras från Danmark.

## Naturgastillgångar och leveransvillkor

Naturgas finns dels i egna fält, dels också tillsammans med oljefyndigheter.



# i Norden



Figur 1. Världens naturgastillgångar i miljarder m<sup>3</sup> (Källa: Petroleum Economist, 1984)

Figur 2. Prognosrad uppbyggnad av den danska naturgasmarknaden

Figur 3. Prognosrad utveckling av den norska naturgasförsäljningen

Inom Norden har Danmark och Norge egna naturgastillgångar, i båda fallen belägna på Kontinentalsockeln i Nord-sjön.

Redovisning lämnas om producerad volym, om påvisade reserver och om möjliga ytterligare tillgångar. Med påvisade reserver avses den säkert eller med stor säkerhet påvisade volym som kan utvinnas kommersiellt och med känd teknik. Ökande gaspriser och förbättrade utvinningsmetoder kan öka reserverna. De möjliga ytterligare tillgångarna inkluderar dessutom sådana tillgångar som inte är påvisade med samma säkra metoder och där det är mera tveksamt om de kan utvinnas.

## Danmark

De danska naturgasfyndigheterna finns på Kontinentalsockeln ca 200 km

väster om Esbjerg. Det största fältet är Tyra. Hittillsvarande naturgasproduktion har från starten 1984 uppgått till drygt 3 Gm<sup>3</sup>. Den har varit snabbt ökande och uppnår under 1987 nivån 2,5 Gm<sup>3</sup>/år.

Enligt danska Energistyrelsen uppgår de påvisade reserverna till ca 90 Gm<sup>3</sup>, vilket innebär att produktionsvolymen 2,5 Gm<sup>3</sup>/år skulle kunna upprätt-hållas i närmare 40 år. De möjliga ytterligare tillgångarna bedöms uppgå till storleksordningen det dubbla av de påvisade reserverna.

## Norge

Gasleveranser från den norska delen av Kontinentalsockeln började 1977. Fram till 1980 växte produktionen upp till nivån ca 25 Gm<sup>3</sup>/år och har sedan förlorit relativt konstant. Från ca 1990 kom-

mer gasleveranserna successivt att sjunka ner mot ca 15 Gm<sup>3</sup>/år. Minskningen är dock kortvarig och redan 1993 ökar leveranserna igen för att kring sekelskiftet åter komma upp till ca 25 Gm<sup>3</sup>/år. Ökningen sammanhänger med nyligen träffade avtal om leveranser till Kontinenten av naturgas från Troll- och Sleipnerfältet.

Avtalen innebär försäljning till köpare på Kontinenten av ca en tredjedel av Trollfältets totalt 1200–1300 Gm<sup>3</sup> och ca 200 Gm<sup>3</sup> från Sleipnerfältet. Produktionen planeras växa till 19,3 Gm<sup>3</sup>/år vid sekelskiftet. Investeringen för de beslutade utbyggnaderna inkl. transportsystem uppgår till ca 60 miljarder NOK i 1986 års prisnivå. Projektet innebär således en exceptionell ekonomisk insats liksom det också innebär utomordentliga tekniska utmaningar. Optioner om utvidgningar av leveranserna intill 35 Gm<sup>3</sup>/år har givits.

De påvisade norska naturgasreserverna som med dagens teknik är ekonomiskt utvinningsbara är så stora att de med nuvarande produktion på ca 25 Gm<sup>3</sup>/år skulle kunna upprättthållas i 115 år.

Enligt Oljedirektoratet i Norge så uppgår de påvisade reserverna till följande ungefärliga belopp:

Beslutade utbyggnader söder om 62° N	1500 Gm <sup>3</sup>
Ikke beslutade utbyggnader söder om 62° N	1100 "
Haltenbanken	300 "
Tromsøflaket	200 "
Summa	3100 Gm <sup>3</sup>

För gasfyndigheterna på Haltenban-ken pågår värdering av olika utbygg-nadsalternativ. På grund av fältens be-gränsade storlek, stora havsdjup och stort avstånd till traditionella gasmark-nader fordras samordnade och kost-nadsreducerande åtgärder för att åstadkomma optimalt resursutnyttjan-de. Dagens bedömning är att gas från området kan vara tillgänglig omkring 1995. Elkraftproduktion för den nordiska marknaden är ett av de alternativ som utreds.

Beräkningar om gasutvinning från Tromsøflaket uppvisar tveksam lönsamhet med dagens priser och teknolo-gi. Sannolikheten för utbyggnad före sekelskiftet bedöms som liten.

# Nordel 1986

## Det svenska djupgasprojektet

Den vedertagna uppfattningen är att olja och gas bildats genom nedbrytning av olika organismer, växter och djur, som levde för flera hundra miljoner år sedan. Omvandlingen har skett långsamt under inverkan av tryck och hög temperatur.

Enligt den s.k. djupgasteorin har metan under inverkan av högt tryck och temperatur bildats och frigjorts i jordens inre för att sedan samlas i jordskorpan på platser med gynnsamma förutsättningar. Detta är en process som pågått alltsedan jordens tillkomst. Ett stöd för teorin är att stora mängder metan konsisterats på planeter utan biologiskt liv.

Gas är lätt och strävar uppåt genom bergets spricksystem. Ett tätt bergslager, kan fungera som lock och hindra utflödet. Poröst berg under locket kan bilda en reservoar för gasen. Om reservoaren är tillräckligt stor kan utvinning av gasen bli ekonomiskt lönsam.

Möjligheterna att tillämpa djupgasteorin i Sverige har studerats av Vattenfall sedan 1982. Så småningom valdes den s.k. Siljansringen, ca 250 km NV Stockholm, som den mest intressanta platsen för fortsatta undersökningar. Där kan Europas största kända meteoritnedslag ha skapat en krossad berggrund lämplig som tillräcklig reservoar.

En borrigg anskaffades och borrhingen startade den 1 juli 1986. Parallelt pågår omfattande provtagningar och mätningar.

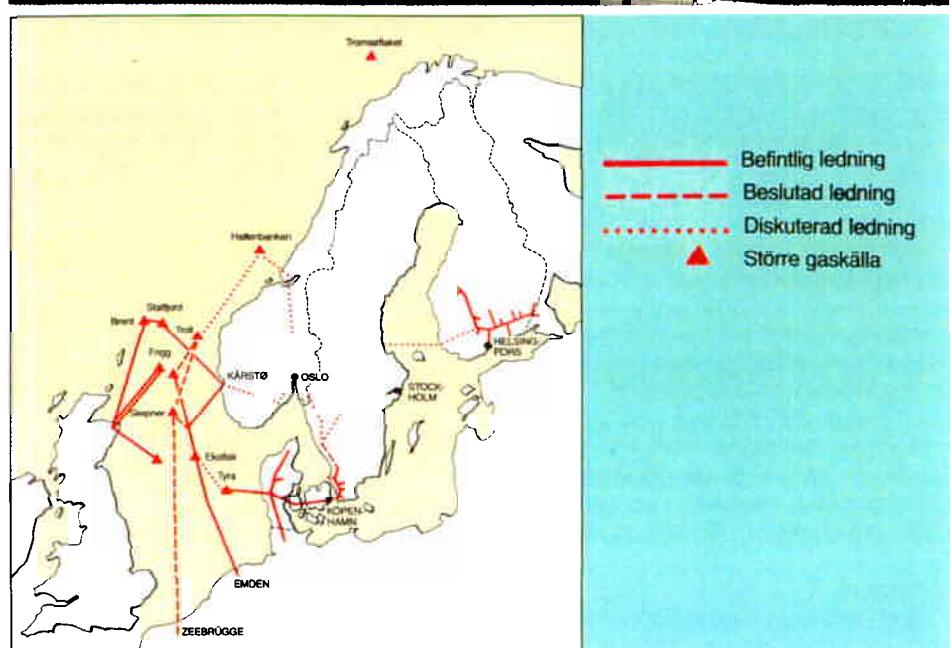
Vid årskiftet 1986/87 var borrdjupet ca 5 km utan att några kommersiella fynd påträffats. Man har beslutat att utnytta borrustrustningens hela kapacitet och borra ned till ca 7,5 km.

## Leveransvillkor för naturgas

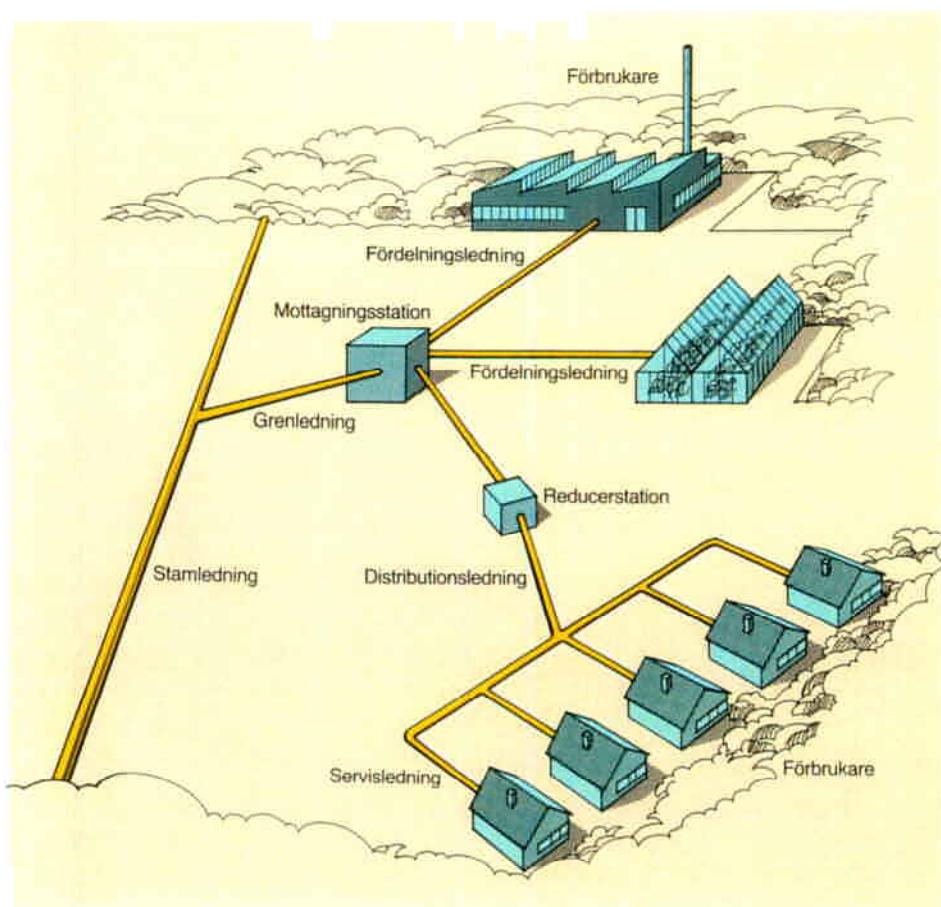
Utvinnings och överföring av naturgas från källan fram till konsumenten kräver stora investeringar. Affärerna med gas kännetecknas av att avtalen är långsiktiga, ofta med varaktigheten 20–25 år. Det är också få aktörer på säljars- och köparsidan.

Priset på naturgas bestäms internationellt enligt principer för marknadsprissättning i motsats till förhållandena inom kraftindustrin som oftast tillämpar kostnadsprissättning. En utgångspunkt är ett konkurrenskraftigt pris hos användaren från vilket man sedan drar kostnaderna för erforderliga överförings- och lagringsanordningar inom landet. Detta ger underlag för att beräkna vilket pris mottagarlandet kan betala. Det verkliga priset blir sedan resultatet av förhandlingar.

Priset på naturgas kopplas normalt till prisutvecklingen för konkurrerande



# Nordel 1986



Figur 4. Borrtn vid Gravberg

Figur 5. Det nordiska naturgassystemet med beslutade och diskuterade utbyggnader.

Figur 6. Principskiss på rörledningssystem för naturgas.

energislag, i första hand olja. Man synes numera också acceptera att internationella avtal måste kunna omförhandlas vid större förändringar i konkurrens situationen mellan olika energislag. Med sådana åtgärder bedömer gasindustrin det möjligt att långsiktigt bibehålla sin konkurrenskraft på energimarknaden.

Viktiga delar av ett gaskontrakt, utöver priset är total gasvolym, lastfaktor och ~~avtalstidens längd~~. Kontrakten innehåller också riktlinjer för hur leveransen skall byggas upp vid avtalstidens början och hur den skall trappas ned vid avtalstidens slut.

För att minska kostnaden per energienhet fordras ett relativt jämnt uttag,

vilket man uttrycker som krav på hög lastfaktor. Ett mottagarland kan påverka lastfaktorn genom att under korta belastningstoppar låta trycket i högtrycks systemet sjunka. Vidare kan större påverkan ske genom att ha viss belastning bortkopplingsbar, genom att ha belastningsobjekt som bara kopplas in under låglasttid och genom att ha säsongs släger. I Danmark används urspolade salt partier och i Sverige övervägs lagring i bergrum på stort djup. Gynnsammaste resultat erhålls om export- och import länder gemensamt optimerar lastutjämningen.

I naturgasavtalet måste säljaren förbinda sig att hålla en specificerad kvali-

tet och specificerade tryckförhållanden på gasen.

## Transporter av naturgas

Naturgas transportereras vanligen i rör och gasen kan då under högt tryck föras över stora avstånd. Mycket stora system har varit i drift under många år, bl.a. i Nordamerika och i Europa.

Finland har efter de senaste årens utbyggnader ett väl utbyggt stamledningsnät som täcker södra delarna av landet. Danmark har på kort tid byggt upp ett stamledningsnät som i princip täcker hela Danmark och som är förbundet med Sverige och Västtyskland. Norge har kraftiga sjöledningar till Storbritannien, Västtyskland och det egna fastlandet. I Sverige är de första delarna av systemet i drift i södra Sverige och utbyggnad upp till Göteborg pågår. Rörsystemens nuvarande omfattning samt beslutade och diskuterade utbyggnader framgår av figur 5.

Den viktigaste icke rörbundna transportformen för naturgas är i form av LNG (Liquified Natural Gas).

En möjlig transportform för energin är att man omvandlar gasen till el och att överföringen sker med elledningar.

## Rörtransportsystem

Ett rörsystem för transport av naturgas kan ha det utseende som visas i figur 6.

Stamledningen och grenledningarna görs av korrosionsbehandlade stål rör som på land läggs ner direkt i dränerande material och till havs omges med betong som skydd och förankring. För framdrivning av ~~gasen~~ byggs kompressorstationer utmed ledningen. De drivs dock i Norden med ett varierande tryck med en undre gräns på 20 bar. Tills vidare drivs de dock i Norden med lägre tryck, 30–35 bar. För att klara repareringar m.m. indelas ledningarna i sektioner med avstängningsventiler.

I mottagningstationerna sker uppmätning av den levererade gasvoly men. Där sker också en reduktion av trycket till en för fördelningsnätet lämplig nivå, vanligen 4–16 bar. Gasen odöreras också med ett starkt illaluktande ämne för att varna för eventuell läckage i lågtrycksnätet.

Från mottagningstationerna distribueras ~~naturgasen~~ via fördelningsled ningar till stora gasanvändare, ex. vis industrier, som behöver högre gastryck än de små användarna, ex. vis bostadsområden. Fördelningsledningarna matar också reducerstationer där gastrycket sänkes ytterligare innan gasen ma-

# Nordel 1986

tas in i distributions- och serviceledningar. Ledningarna i fördelnings- och distributionsnätet är vanligen av polyeten och har diametern 30–200 mm. En serviceledning till ett småhus har normalt 25 mm diameter och ofta bara 0,1 bars övertryck. Uppmätning av gasleveranserna sker, förutom i mottagningsstationen, också hos de enskilda användarna.

Överföringen i rörledningar är praktiskt taget förlustfri. Den enda energi som går åt är den som behövs för kompressor-, mottagnings- och reglerstationerna.

Rörledningstransporter av naturgas medför liten miljöpåverkan. Markbehovet är väsentligt mindre än för ex. el-ledningar. Eftersom man normalt gräver ner ledningarna så innebär de ej heller någon visuell påverkan, utom i skogsterräng där man måste lämna en trädfrigata. I åkermark ändå är intranget helt försumbart eftersom marken ovanpå ledningen kan användas utan inskränkningar.

## LNG-transporter

LNG-transporter kan vara aktuella för stora energikvantiteter när inget annat överföringsalternativ finns. Terminalkostnaderna i båda ändar är mycket höga. Transporten sker i specialfartyg som är konstruerade för minst -161°C temperatur, vilket är kondenseringspunkten för metan som är huvudbeståndsdel i naturgas.

Av världens totala naturgasanvändning 1984 omvandlades 3% till LNG. För Nordens del är det främst tillgångarna utanför och norr om nordligaste Norge som kan bli aktuella för transport i form av LNG.

## Transporter efter omvandling till el

Vid transport av relativt små energimängder från fält som inte har anknytning till något redan existerande transportsystem så kan överföring i form av el vara ett intressant alternativ.

För stora energikvantiteter och långa överföringsavstånd kan högspänd likström (HVDC) bli aktuell. Detta gäller också för överföring in till land nära elproduktionen sker på en plattform. Annars törde överföring med växelström väljas. Även anslutningsmöjligheterna till existerande elnät spelar in i valet.

## Naturgasens marknadssituation

### Organisatorisk struktur

I Danmark utvinns gasen av Dansk



Figur 7. Förläggning av naturgasledning i skogsterräng

Undergrunds Consortium, DUC, där ägarna är A.P. Møller, Shell och Texaco. DUC säljer vid produktionsplattformen hela sin produktion till det helstatliga D.O.N.G. A/S som äger hela det nu färdiga stamledningsnätet och säljer gasen vidare. Detaljdistributionen sköts av kommunala regionala bolag.

I Finland köper det statliga oljebolaget Neste gas från Sovjet samt bygger och äger stam- och regionalledningar. Neste säljer gasen till större industrier, större kraftverk och till energiverk. Detaljdistributionen ombesörjs av de kommunala energiverken.

På den norska Kontinentalsockeln deltar de flesta internationella oljebolagen i gasutvinningen. Tre norska företag deltar också, nämligen det helstatliga Statoil, det halvstatliga Norsk Hydro och det privata Saga. Statoil har på uppdrag av den norska staten åtagandet i alla gasfält och har en koordinerande roll när det gäller försäljning av naturgas. Statoil är också huvudsavrig för det norska stamledningsnätet.

Importen till Sverige ombesörjs och stamledningen ägs av Swedegas AB

där Vattenfall är majoritetsägare. Övriga delägare är Statoil, Shell och DONG. Samordningen i Sydsverige sköts av Sydgas AB som är ett halvstatligt regionalt bolag där övriga ägare är Sydkraft och de större berörda kommunerna. För Västkusten finns ett regionalt bolag Västgas AB ägt av Swedegas. Den lokala distributionen ombesörjs av kommunala energiföretag och/eller av de regionala gasbolagen.

### Naturgasens egenskaper

Gasens egenskaper sammanhänger med dess kemiska sammansättning. Naturgas är en blandning av olika kolväten med metan som huvudbeståndsdel. I dansk och norsk gas är metanhalten ca 90% medan resten utgörs av tyngre kolväten. I sovjetisk gas är metanhalten ca 99%. Gasen innehåller också små mängder koldioxid, kväve och svavel samt spår av metaller. Naturgas innehåller mycket små mängder föroreningar jämfört med andra bränslen. Naturgasens energiinnehåll är 10–11 kWh/m<sup>3</sup> vid atmosfärstryck. Den låga energitätheten jämfört med olja medför

# Nordel 1986

att lagring av naturgas blir kostsam.

Naturgas är inte giftig. Den är lättare än luft och stiger uppåt vid läckage. Luft/gasblandningen kan under vissa förhållanden vara explosiv.

Naturgas kan med få undantag användas för alla slags förbränning. Gasformen förenklar förbränningsanläggningarna och ger goda regleregenskaper.

## Myndighetskrav på naturgas

Krav från myndigheternas sida på naturgasen sammanhänger i första hand med säkerhets- och miljöegenskaper. Några gemensamma nordiska säkerhetskrav finns ännu inte utan varje land ställer upp sina egna krav.

Myndigheterna kan påverka naturgasens marknadssituation genom energiskatternas utformning.

## Användning av naturgas

Naturgasanvändningen i de nordiska länderna uppgick under 1986 till ca 2,6 Gm<sup>3</sup> fördelat med

1,2 Gm<sup>3</sup> på Danmark

1,2 Gm<sup>3</sup> på Finland

0 Gm<sup>3</sup> på Norge

0,2 Gm<sup>3</sup> på Sverige.

Den procentuella fördelningen på olika användargrupper var följande:

	Industri	Fjärrvärme	Detaljkonsumenter
Danmark	33 %	37 %	30 %
Finland	80 %	19 %	1 %
Sverige	80 %	-	20 %

Gas som används för elproduktion i Danmark och Finland ingår i Industri och Fjärrvärme.

I Danmark har DUC uppnått den planerade produktionsnivån 2,5 Gm<sup>3</sup> per år varav 0,2 Gm<sup>3</sup> exporteras till Sverige och 0,6 Gm<sup>3</sup> till Västtyskland. Baserat på den faktiska utvecklingen väntas avsättningen bli större än vad som tidigare förutsatts. År 2000 beräknas den inhemska förbrukningen bli ca 2,3 Gm<sup>3</sup>. Utvecklingen för de olika användarsektorna visades på figur 2.

I Finland väntas förbrukningen under 1987 bli 1,5 Gm<sup>3</sup> vilket är en avsevärd höjning jämfört med tidigare och en följd av att ledningssystemet byggs ut under 1986. Fram till år 2000 väntas förbrukningen öka till 2,5–3,0 Gm<sup>3</sup>. Under de senaste åren har gasen täckt 3 % av energikonsumtionen och väntas vid sekelskiftet svara för 10 %. Industriens andel väntas minska medan fjärrvärmens andel ökar. Andelen för elproduktion förutses bli oförändrad.

I Norge planeras storskalig elproduktion baserad på naturgas komma

igång under första hälften av 1990-talet. Senare kan även annan marknad bli uppbyggd, i första hand i Østlandsområdet.

I Sverige slöts vid årsskiftet 1986–87 avtal om leveranser till Västkustområdet från Danmark av 200 miljoner m<sup>3</sup> (Mm<sup>3</sup>) per år med option om ytterligare leverans. Stamledningen är redan 1987 framme i höjd med Falkenberg och skall under 1988 nå fram till Göteborg. Förbrukningens karaktär bedöms bli ungefär densamma som för 1986. För Mellansverige, från Göteborg och upp mot Stockholm och Gävle, pågår förberedelser för introduktion av naturgas. Här finns energimässigt ungefär halva den svenska energimarknaden och bedömningarna pekar på en möjlig initial marknadsvolym för naturgas om 700–900 Mm<sup>3</sup>/år. Swedegas målsättning är att nå Mellansverige senast 1992. Avsättning till fjärrvärme och kraftvärmeverk skulle avsevärt kunna öka marknaden och detta gäller även storskalig gasbaserad elproduktion för kärnkraftersättningen.

Naturgas kan även användas som motorbränsle i fordon. Detta sker i vissa länder. En helt ny tillämpning är att använda en naturgasmatad förbränningsmotor för att driva en värmepumpkompressor.

Inom industrin kan naturgasen utgöra en råvara i vissa processer, exempelvis för att producera metanol och ammoniak, eller som reduktionsmedel vid framställning av järnsvamp.

## Naturgas för elproduktion

Den primära förutsättningen för att använda naturgas i elförsörjningen är att gasen skall vara tillgänglig och konkurrenskraftig gentemot alternativen.

För befintliga kraftverk som konverteras till naturgas fordras normalt endast en mindre investering för ny brännarutrustning. I övrigt blir det en bränsleprisjämförelse som kan medge relativt lågt betalbart gaspris.

För nya kraftverk innebär det gaseldade alternativet i allmänhet väsentligt lägre anläggningskostnad än konkurrende fastbränslevariant. Detta beror på att gaskraftverket har väsentligt enklare utrustning för bränslehanteringen, fordrar mindre panna och eventuellt annan och billigare teknik. Detta innebär för detta fall ett högre betalbart gaspris.

Det färdiga gaseldade kraftverkets utnyttning i kraftsystemet är beroende av dess rörliga kostnad jämfört med andra kraftslag. En betalning av gasen med en relativt hög fast andel och låg rörlig andel ger möjlighet till hög utnyttj-

ning av kraftverket.

Naturgasens miljöegenskaper – praktiskt taget frihet från svavel och spårämnen och låg kvävehalt – gör den attraktiv som bränsle för elproduktion. Inte mindre viktigt är att allmänna opinionen, som ofta är mycket starkt emot nya produktionsutbyggnader, torde ha lättare att acceptera gaseldade kraftverk.

De under senare tid sjunkade oljepriserna och därmed också sjunkande gaspriserna har medfört att naturgas som kraftverksbränsle har blivit ett mera intressant alternativ. Gas som kommer från fält som ligger långt från existerande marknader och rörtransportsystem kan vara speciellt intressant för elproduktion.

Olika alternativ för lokalisering av naturgasbaserad elproduktion finns.

- Produktion på eller i direkt anslutning till en gasplattform, i landföring via elkablar och vidare transport på kraftledningar.
- Produktion vid landförföringsplatsen och överföring på kraftledningar.
- Gasen överförs i rörledningar till ett användningsområde och utnyttjas där för såväl elproduktion som för annan användning.

I det följande ges en kort beskrivning av olika kraftverkstyper som är aktuella för uteslutande gasledning och nordiska förhållanden.

## Tekniska lösningar

En gasturbinanläggning i sitt enklaste utförande omfattar en generator kopplad till en gasturbin. Den har låga investeringskostnader, 2000–3000 SEK/kW. Anläggningen är kompakt och har kort byggnadstid. Å andra sidan är dess verkningsgrad bara i storleksordningen 30 %, vilket innebär att de rörliga kostnaderna blir stora. Detta innebär att anläggningen är bäst lämpad för topp- och reservkraftproduktion.

Ett gaseldat konventionellt kondenskraftverk kräver betydligt större investeringar än ett gasturbinkraftverk, ca 5000–5500 SEK/kW. Kondenskraftverkets verkningsgrad är dock betydligt högre, ca 40 %. Detta gör att kondenskraftverket är mera lämpat för basproduktion.

Ett gaskombikraftverk (combined cycle process) är en ännu mera ekonomisk lösning än ett gaseldat kondenskraftverk. Kombikraftverket består av en kombination av gasturbin- och ångkraftsanläggningar. Anläggningen kan också vara försedd med efterbränning. Investeringen är ca 4000–4500 SEK/kW. Den totala verkningsgraden för anläggningen är 45–50 %. Kombikraftver-

# Nordel 1986

ket är den lämpligaste lösningen för basproduktion med gas.

Alla de ovan nämnda processerna kan också utnyttjas för kombinerad el- och värmeproduktion såväl inom industrin som för fjärrvärmeförståndet. Därvid höjs verkningsgraden till 80–90 %. Speciellt för mindre anläggningar kan dieseldriven kraftverk med avgaspanna vara ett alternativ.

För ett givet värmeverunderlag så kan man med en gaskombilösning få dubbelt eller mer än dubbelt så stor elproduktion som vid en ångprocess. Ett sådant kraftverk på ca 150 MW finns i Finland i Mertaniemi, Villmanstrand.

Om gasavtalet kräver ett konstant gasuttag över året medför detta återverkan på elsystemets reglerbehov. För att möjliggöra ett jämnt gasuttag men en till belastningen anpassad elproduktion kan man bygga stora gasmagasin. En annan möjlighet är att ha kraftverk där gas suppleras med andra bränslen, så kallad bivalent drift.

## Gaskraftverk i Norden

I Danmark har ombyggnad till gaseldning skett i tre tidigare kol-/oljeeldade kraftverk. De kraftverk det gäller är 265 MW i Kyndbyvärvet (kondens), 285 MW i Fynsvärvet och 135 MW i Svanemøllevärvet (de båda sistnämnda kraftvärmeförbränning). Dessutom pågår omfattande utbyggnader av flera småskaliga kraftvärmeverk för naturgas.

I Finland fanns 1986 ett tiotal kraftverk som använder naturgas som bränsle, total effekt ca 650 MW. En del av dessa är ursprungligen byggda för gaseldning, andra har byggts om från att tidigare ha varit oljeeldade. Bland större anläggningar i drift, utöver det redan behandlade kombikraftverket Mertaniemi vid Villmanstrand på ca 150 MW och dessutom en gasturbin på 34 MW, kan nämnas kondenskraftverket Mussalo vid Kotka på 155 MW och ett gasturbin-kraftvärmeverk i Lahti på 40 MW. Den naturgasbaserade elproduktionen 1986 uppgick till 1,7 TWh. Man har också beslutat att bygga tre nya naturgaseldade kraftverk på tillsammans ca 230 MW. Alla är kraftvärmeverk. Det största av dessa ligger i Tammerfors och är ett kombikraftvärmeverk på 132 MW. Dessutom planeras flera nya gaseldade kraftverk. Den totala naturgasbaserade effekten i början på 1990-talet beräknas överstiga 1250 MW. Alla de nya kraftverken kommer att producera både el och värme.

I Norge har Statkraft och Statoil gått ihop om att bygga ett gaseldat kombikraftverk på Kårstø i Rogaland. Planerad effekt är 700 MW, årsproduktion ca 5



Figur 8. Kombikraftverk i Mertaniemi, Villmanstrand

TWh. Kraften från denna anläggning kommer att matas in på det norska stamnätet. Även Norsk Hydro har planer på att bygga ett gaskraftverk i samma område. Kraften från detta avses primärt bli använd för koncernens egna industrier. Vidare pågår studier om att bygga ut gaskraft i Trøndelag baserad på gas från Haltenbanken.

I Sverige används ännu inte naturgas för elproduktion. Det som närmast kan vara aktuellt är att använda gas som bränsle i kraftvärmeverk. Det gäller då dels konvertering till gaseldning i anläggningar som nu använder annat bränsle, dels helt nya verk. I samband med kärnkraftavvecklingen kan naturgas också bli aktuell för storskalig elproduktion.

## Slutsatser

Naturgas är en energiråvara som bedöms få väsentligt ökad betydelse i den nordiska energiförsörjningen. Det är dock viktigt att naturgasen betraktas som en energiråvara bland alla andra och att det är dess ekonomiska konkurrenskraft med beaktande av miljökraven som bör avgöra dess roll i det framtida energisystemet.

När det gäller naturgas för elproduktion kan dess betydelse framöver komma att öka dels som supplerande bränsle i såväl existerande som nya kraftverk, dels som bränsle i nya gaseldade kraftverk.

I det framtida nordiska energisystemet är det viktigt att naturgasen inpassas på ett sådant sätt att man åstadkommer ett så optimalt resursutnyttjande som möjligt. Aktiv samverkan mellan el- och gassystemen är därför av stor betydelse.

Inom de enskilda nordiska länderna bedrivs omfattande FOU-verksamhet på naturgasområdet, såväl beträffande lagring, överföring, distribution som användning. Man har nu startat upp aktiviteter för en samordning mellan länderna, eventuellt med ett cirkulerande kansli enligt Nordelmodell.

Norden har ett strategiskt läge mellan de stora gastillgångarna i Nordsjön och Sibirien. Ett internordiskt nät för att koppla ihop de nordiska länderna med Sovjet och Västtyskland är en intressant vision för framtiden. Detta skulle kunna ge fördelar på liknande sätt som det lyckosamma Nordel-samarbetet har visat sig medföra.

# **English Summary**

## *Contents*

<u>Nordel</u>
<u>Nordel 1986</u>
<u>Nordel's Activities in 1986</u>
<u>Denmark</u>
<u>Finland</u>
<u>Iceland</u>
<u>Norway</u>
<u>Sweden</u>
<u>Natural Gas in the Nordic Countries</u>

# Nordel

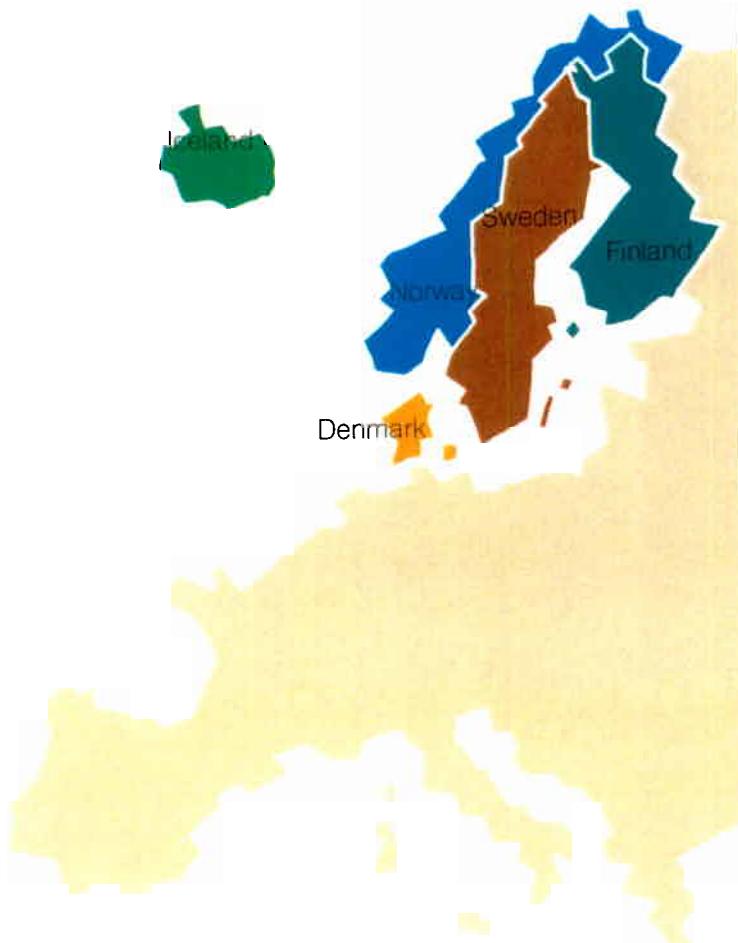
**N**ordel, founded in 1963, is an association for people active in the field of power supply in Denmark, Finland, Iceland, Norway and Sweden. It is an advisory and recommendatory organization aimed at promoting international, mainly Nordic, co-operation in the field of production, distribution and consumption of electric energy.

Nordel has the following permanent tasks:

- to continually follow developments in production and consumption of electric energy in the Nordic countries
- to compile consumption forecasts and extension plans drawn up in the respective countries
- to publish an annual report containing information about work completed during the year within Nordel, information about power supply in the Nordic countries, special articles and statistics.

A considerable amount of Nordel's work takes place in standing and special committees. The committees include specialists from various fields of energy. Each country has a contact person to collect statistics and other periodical information. Within Nordel there are also contact people in many international organizations.

The chairman of Nordel is elected for a period of three years. The chairmanship circulates among the countries. The chairman appoints a secretary and is responsible for the secretariat.



# Nordel 1986

Economic growth in industrialized countries in Western Europe has not been as vigorous as expected after the fall in the price of oil. However, in the long term the current oil price will lead to expansion in the economy of the oil importing countries. The general economic policy in the OECD countries in Europe has not changed. The fiscal policy is neutral or slightly restrictive. The interest rate has dropped during 1986 but this is not expected to raise the record low rate of inflation, which is only 2.7% in the OECD. The number of unemployed was high, amounting to as much as 8.0% of the total work force.

The economic trend in the Nordic countries is the same as that in the OECD. However, the growth in gross domestic product varied greatly. There was a rapid economic up-turn in Iceland and the GDP went up by 6%. In Denmark and Norway the growth varied from 3% to 4%, while Finland and Sweden had somewhat less than 2%. Iceland also reported a high increase in the consumer price index, 13%. Norway had an increase of 7%, while Denmark, Finland and Sweden had an increase varying only between 3 and 4%. Denmark had the highest unemployment

rate, 8%, while Finland had 7%, Sweden 3%, Norway 2% and Iceland 1%. In short, the rate of growth in the Nordic countries corresponds to that of the other OECD countries, while the inflation rate is somewhat higher and the number of unemployed somewhat lower than the OECD average.

Total electricity consumption increased by only 0.3% in 1986 compared with 1985. The gross consumption was 308.1 TWh, excluding 5.5 TWh power delivered to electric boilers. The change in consumption varied greatly in the countries. Iceland had the greatest increase, 5.6%. Denmark's consumption went up by 3.4%, Finland's by 1.4% and Sweden's by 0.4%. In Norway electricity consumption went down by 1.5%. Sweden reported the greatest electricity consumption, i.e. 126.7 TWh, Finland had 52.6 TWh, Denmark 28.7 TWh and Iceland, 3.9 TWh.

Hydro power, the base of the Nordel electricity production, amounted to 172.7 TWh, covering 55.9% of total production, which was 309.0 TWh. Norway is the greatest producer of hydro power with 96.7 TWh. Sweden produced 59.8 TWh, Finland 12.3 TWh, Iceland 3.8 TWh and Denmark 0.03 TWh with hydro

power. Nuclear power, which has also played an important role in the Nordic countries, amounted to 85.0 TWh, representing 27.5% of production. Sweden produced 67.0 TWh and Finland 18.0 TWh nuclear power. Other thermal power, which is mainly produced in Denmark, Finland and Sweden, amounted to 51.3 TWh, accounting for 16.6% of production. The share of oil in electricity generation remained minimal despite the decline in oil prices.

Power exchange between the countries declined considerably from the previous year, and amounted to 9.1 TWh, which is 4.1 TWh less than in 1985. Of total production, power exchange accounted for only 2.9%. Norway was the greatest importer with 3.6 TWh and Sweden exported the most, 6.5 TWh. Norway was also the greatest net importer with 1.9 TWh and Sweden the greatest net exporter with 4.6 TWh. Denmark's net imports within Nordel were 1.6 TWh and in Finland the figure was 1.2 TWh. Finland also imported 4.7 TWh from the Soviet Union. Denmark imported 0.1 TWh and exported 0.2 TWh from the Federal Republic of Germany. On the whole, if the large imports from the Soviet Union are considered, Nordel is a net importer.

## Nordel's Activities in 1986

The Nordel Annual Meeting was held in Stockholm on August 28, 1986. The meeting discussed the current power situation in the Nordic

countries and output balances for the next three years. Special attention was paid to nuclear power and its future prospects in the Nordic countries. A state-

ment on Nordic power supplies in the '90s was made and the statement has been submitted to the Nordic Council of Ministers. The committees reported on

their activities during 1986 and outlined their plans for the future. The activities of the working groups and contact persons were discussed, and reports were presented on international contacts.

Because of the rotation system in Denmark, Mr Jens Christian Clausen resigned at the meeting and Mr Poul Erik Nielsen was elected as a new member. Mr Tapio Kunnas from Finland resigned from office and was replaced by Mr Esa Hellgrén. A decision had been made to change the Swedish representation and thus Mr Tage Nytén and Mr Nils Holmin resigned and Mr Carl-Erik Nyquist and Mr Lars Gustafsson were elected as new members.

As the chairmanship of committees also rotates, the chairmanship of the Operations Committee was transferred from Denmark to Finland. Mr Arne Ring-Nielsen was succeeded by Mr Anders Palmgren as a chairman. There was also a change in the composition of the Thermal Power Committee, as the former chairman, Mr Lars Gustafsson, resigned and Mr Rauno Linkama was elected in his place.

Nordel's representatives met the Nordic energy authorities on December 4, 1986 in Stockholm. Cooperation between Nordel and the energy authorities has mainly consisted of exchanges of information and discussions on current energy issues.

As there was no reason to hold an extra meeting, Nordel's chairman and secretary and the chairmen and secretaries of the three committees met on February 26, 1987 in Helsinki. The meeting discussed the activities of the secretariat and committees.

Nordel's chairman is Mr Klaus Ahlstedt from Finland and deputy chairman Mr Rolf Wiedswang from Norway. The secretariat is based at Imatran Voima Oy, in Helsinki.

## Operations Committee

As in previous years, the Committee has dealt with matters concerning joint operations, such as the power balance situation in the Nordic countries, power exchanges between the countries, operational reliability, technical aspects of operations and disturbances in the Nordic power system.

Output and energy balances have been prepared for the next three years in order to evaluate the power situation during this period. A satisfactory power balance is anticipated. However, the great increase in consumption during the last few years has led to output and energy marginals being reduced in the Nordel system, as scheduled consumption levels have been achieved several years earlier than expected.

The previous rapid consumption increase in the Nordel system slowed down in 1986 and has become more moderate, partly owing to the trend in in-

dustrial consumption but also owing to a reduced rate of increase in general consumption. Still, Denmark continues to report a relatively high rate of increase overall.

The spring floods were heavy in the Nordel system, but there was little rainfall in the summer, which resulted in very low inflows and low reservoirs in Norway and Sweden at the end of the summer. Rainfall was heavy in the autumn, particularly in Sweden, and the power situation improved gradually so that at the end of the year reservoirs were filled to above average levels in all three countries.

Nuclear power plants functioned very well in 1986. In Sweden nuclear power was reduced by 0.8 TWh during the floods.

In Sweden approval was granted to increase the output of the Barsebäck B1 and B2 and Forsmark B1 and B2 nuclear power units. The Ringhals 2 unit will be operated at an output of 80 % to reduce the strain on the steam generators.

Power exchanges were not as extensive in 1986 as in 1985. In the spring, early summer and autumn Sweden exported power to Norway, which contributed to the filling of the Norwegian reservoir. During the spring and summer, and at the end of the year, Sweden exported power to Finland and Denmark to compensate for fossil-fuelled power production.

The working group for systems matters, NOSY, completed an extensive analysis of a disturbance in Zealand which was initiated through oscillations. The results of the work will include measures intended to identify and control oscillations, and to define the transmission capacities of interconnection lines, taking into account the risk of oscillations.

A working group has considered the pricing of power exchanges. The group has studied whether the present rules lead to rational utilization by the electric power system and whether the profits from power exchanges are distributed fairly.

After the Operations Committee had presented a report from the group at Nordel's annual meeting in 1986, NORDEL decided that the 1971 recommendation for "Operations Cooperation within Nordel", including amendments made later, would continue to be effective for the time being.

In collaboration with the Planning Committee, the Operations Committee analysed the output balance during the cold spells at the beginning of 1985 and 1987. The following factors were reported for each country and for the total system.

- Consumption
- Production
- Production not available
- Production reserves
- Power exchanges

- Transmissions in important sections

The primary aim of the analysis was to chart the real availability of production and the size of real production reserves.

The result of these output balances and of operational experience gained in cold spells provides the basis for output and energy balance analyses for the Nordel system for 1990 and 1995. The analyses will be carried out jointly by both committees. The increase in electricity consumption and difficulties and delays in acquiring new production and transmission capacity mean that output and energy margins have decreased in the interconnected Nordic power system.

The Operations Committee has reviewed its tasks. The Committee aims to optimize resource exploitation in the interconnected Nordel system so that the total resources are exploited in the best possible way, taking into account the demands of safety and quality.

To achieve this aim, the Committee works on

- Power balances
- Current operation period. Monitoring of power balances (results, current power situation, plans)
- Coming operation year (1–5 years). Output and energy balances
- Power exchanges
- Monitoring of power exchanges and pricing
- Pricing principles for temporary power exchanges
- Technical joint operation
- Rules for operation reserves, frequency regulation, load shedding, transmission limits, etc.
- Operational security
- Information on and analysis of disturbances that have occurred and interesting events in the power system.

The Operations Committee considers it natural that the media be given constructive, practical information and facts about its field of activity.

In April 1986 the Committee held a joint meeting with its continental counterpart, UCPTE, in Cologne. The meeting was considered rewarding and important. The next meeting is scheduled for September, 1987 in Finland.

## Planning Committee

The Planning Committee submitted the following reports to the 1986 annual meeting of Nordel:

- Estimate of the incremental benefit of interconnecting links – a study of the Nordic electric power system
- The costs of wind power – a summary of the current situation
- Balance between electrical and other energy.

The first report describes a calculation model for joint operation studies on the Nordel system, prepared by the Generation Group. The report presents the results of the calculations carried out

for the 1995 stage. The model produced represents a valuable new aid for Nordic joint planning. The report was approved by Nordel.

The other two reports were also approved by Nordel and were considered to contain information that is of value to persons who are active in the field of electric power supply, and also to a broader circle. Nordel decided that the reports should be printed and widely distributed. Printing is in progress, and the reports are scheduled for distribution at the beginning of 1987.

The *Generation Group* has produced the basic information for the Grid Group studies of the transmission capacities at the 1995 stage. Work is now in progress on improving and expanding the data for the 1995 stage, and some additional alternative studies are being planned, including the assessment of the influence of a different electrical energy utilisation level than that predicted in official forecasts, and the influence on changes in oil prices. Moreover, power and energy balances for the Nordic system will be produced for the 1995 stage. The Generation Group report to the Nordel annual meeting mentions that scope is available for further development of the model, and this is also being planned. A summary of the Generation Group report will be submitted to a seminar being arranged by the Economic Commission for Europe and dealing with operating and planning models for electrical systems. The seminar is to be held in Moscow in June 1987.

The dominating task of the *Grid Group* has been to study the transmission capacities on the interconnecting links at the 1995 stage. Information from the Generation Group has been employed in this work. A report in this matter and a proposal for a Nordel recommendation is being planned for presentation to the 1987 Nordel annual meeting.

Another important assignment for the Grid Group is a review of the Nordel grid design rules. These rules were adopted in 1972 and have not been revised since. The work done so far indicates the rules still meet the requirements fairly well. At any one time, several plants are almost always shut down for scheduled overhaul or other work. Problems may arise if a design-basis fault should occur in conjunction with a number of more extensive outages. The intention is to take this into account in the revision of the rules. Study may also be devoted to a number of fault conditions that are more difficult than the design-basis fault conditions assumed so far.

The power balance on the Nordel system during the cold spell at the beginning of 1985 was studied in a cooperation project between the Operations and Planning Committees, and the

power and energy balances at the 1990 stage are now being studied. These studies are designed to establish the margins available in the system under peak load conditions. Difficulties and delays in the construction of new generation capacity, at the same time as the electric power demand is increasing, leads to growing problems in meeting the demand. The results obtained so far indicate that, on the basis of current forecast, power balance will still be maintained at the 1990 stage, although with smaller margins. The Planning Committee will undertake the same analysis for the 1995 stage. A report is scheduled for submission to the 1987 Nordel annual meeting.

The Planning Committee has prepared the special article included in this annual report concerning *Natural gas in the Nordic Countries*.

A delegation from the nine states in southern Africa comprising the Southern African Development Cooperation Conference (SADCC) visited the Nordic countries for a couple of weeks during the early summer of 1986. The objective was to obtain information on the electric power cooperation within Nordel and the conditions available for establishing some similar form of cooperation within the SADCC region. A one-day seminar at the beginning of the visit provided background information on the Nordic countries and Nordel. The delegates then made study visits to electric power plants in the Nordel countries. A two-day seminar at the end of the visit was devoted to a discussion on how some form of electric power cooperation could be started between the SADCC countries. The visit was financed by the Nordic assistance organisations (DANIDA, FINNIDA, NORAD and SIDA). The Planning Committee was responsible for the programme during the visit and for coordinating the various arrangements.

Nordel submitted a report entitled "Nordic electrical cooperation - simple cooperation forms offer significant benefits" to the 1986 World Energy Conference (WEC). The report was produced in cooperation between the three Nordel committees, the secretary of the Planning Committee being responsible for the coordination. The report was selected by the organisation committee for the WEC for introducing the subject area "Exchanges of electricity between countries and regions". The secretary of the Planning Committee was appointed special reporter for introducing the subject field. The report was also presented by the Planning Committee at a Poster Session. At the WEC, the Chairman of the Planning Committee also attended a panel discussion on the subject "Growing role of electricity in the energy spectrum". The Planning Committee report entitled "Balance between electrical and other energy" formed part of the

basis for his presentation.

The Planning Committee participated in the planning work for a seminar on *district heating matters*, arranged by the National Energy Administration of Sweden, on assignment from the Nordic Council of Ministers. One of the committee members also participated as a lecturer at the seminar.

## **Thermal Power Committee**

The Thermal Power Committee has continued to promote cooperation in thermal power production in the Nordic countries. It has studied the costs of expansion and operation of production plant and improved productivity through exchanges of information co-operation. The Committee's work is mainly carried out in working groups and ad-hoc groups.

During 1986 the Committee's Working Group for Maintenance and Operation arranged a seminar for operations managers. There was no special theme for the seminar, as the wide range of topics was considered sufficient to give operations managers ideas and motivation. A similar seminar is being planned for maintenance managers. The Group has continued its work on an information service to solve problems through the exchange of experience between Nordic thermal power plants. The Thermal Power Committee has asked the Group to investigate the costs for desulphurization and deNox in the Nordic countries together with the ad-hoc group for environmental matters.

In its annual report, which was less extensive than usual, the Working Group for Nuclear Fuel stated that the market situation for nuclear fuel can still be characterized as steady even though prices have fallen slightly in the USA. At the same time, however, the exchange rate for the US dollar has declined, compared with the currencies of the Nordic countries, and hence prices have in fact decreased.

The Committee has continued to monitor the research and development activities of NKA (the Nordic Contact Organization for Nuclear Energy). A contact group has been established to look after NKA's safety programme for 1985-1989. The main task of the group is to introduce the programme into the power industry.

The ad-hoc group for Sulphur Emissions has been converted to an "Ad-hoc group for Environmental Matters" which has more responsibility for the environmental aspects of thermal power production. The group is to keep itself informed on research results and opinions concerning biological consequences of emissions affecting the environment.

# Denmark

## Energy policy

The political desirability of lessening Denmark's dependence on imported energy was, in 1986, once again reflected in an increase in the production of Danish North Sea oil and gas. This contributed significantly to the fact that in 1986 energy of Danish origin covered about 31% of the gross energy consumption of the country. The total Danish production of oil and gas in 1986 corresponded to 48% of Denmark's consumption of oil and gas. Denmark consumed 2.8 million tons of her own North Sea oil and 1.1 billion m<sup>3</sup> of her own natural gas. In addition to this 0.6 billion m<sup>3</sup> of natural gas and 0.8 million tons of oil were exported.

Underground exploration in Denmark increased in intensity during 1986: twelve groups, comprising 44 companies, now have concessions for exploration and recovery in selected areas. However, it is still only the Danish Underground Consortium that produces oil and natural gas.

The natural gas that the power companies are obliged to purchase according to the agreement with Danish Natural Gas A/S amounted in 1986 to 0.17 billion m<sup>3</sup>. In December 1986 Danish Natural Gas A/S reduced their estimate of the total amount to be purchased by the power companies by a further 25% to a little less than a third of the agreement's original limit of 2.5 billion m<sup>3</sup>.

Coal accounted for 93% of the fuel consumed by Danish power stations in 1986 and thus continued to dominate other fuels used for such purposes, in line with the country's energy policy, which aims to reduce dependence on oil as much as possible. There were changes in coal-importing patterns when coal imports from the Republic of South Africa were prohibited from November 1986. Large imports from Colombia have partially replaced imports from South Africa.

The world market for fuel was marked by plentiful offers of coal and oil. The price level for coal was in general very low in 1986. The sharp fluctuations in oil prices led to prices at the end of the year that were about half those at the beginning of the year. Nevertheless, even in the summer when the lowest oil prices for limited quantities bordered on the spot price for coal, there was no reason in Denmark to make any appreci-

able changes from coal-firing to oil-firing.

The proposal drawn up in 1985 for an agreement that the power companies should include provision in their expansion plans for 100 MW based on large wind-energy plants and wind-energy farms, was confirmed by the



competent assemblies of the power companies in the spring.

Behind this agreement lies the political desire to promote the use of renewable energy for power production. This policy was further expressed in the agreement on power production entered into by the government and the Social Democrats in June. The latter agreement aims to establish political stability for the expansion of power production that is to ensure power supplies during the 1990s. According to this agreement future expansion will in part be implemented by small, decentralized CHP plants and in part by large, new power-station units. The power companies contribute to ensuring the optimal exploitation of expansion by means of decentralized CHP plants based on domestic energy resources such as natural gas, straw, timber chips,

refuse and biogas up to a limit of 450 MW. During the next five years an experimental and demonstration programme involving 80–100 MW will be set up using plants of different output, design and fuel types.

The agreement implies, too, that goal-directed efforts will be made to promote energy saving. Campaigns, focusing on the tax-free power consumption of business enterprises, have already been initiated.

During 1986 forceful political measures involving taxation were applied to the energy field and led, for example, to the following consequences:

- Taxes on electricity, oil and coal were increased to between twice and four times their former level.
- Prices paid by energy consumers are to be maintained at a uniform, high level by means of occasional tax adjustments.
- The economic conditions associated with the use of natural gas and renewable energy sources were much improved through continued tax exemption.
- Economic incentives for energy-saving projects were enhanced by the generally high prices to consumers of energy.

## Power consumption

Denmark's total power consumption was a good 28 TWh in 1986, which is an increase of about 3.9% compared to 1985.

The industrial sector was that which primarily increased its power consumption: the increase was about 7%. In the trade and service sectors consumption rose about 5%, while private households, agriculture etc. increased their consumption by less than 1%.

Consumption in 1986 was made up as follows:

private households	43%
Trade, service sectors and agriculture	28%
Industry	29%

Forecasts for power consumption in the future are still based on moderate growth rates of around 3% per annum.

If economic growth continues in Denmark, then somewhat larger growth rates may have to be expected. Conversely energy-saving measures could imply lower growth rates.

## Power production

The installed capacity of power stations in Denmark was about 8150 MW at the end of 1986. This is 0.2% more than in the previous year.

Capacity is distributed as follows:

steam-power plants	95.4%
gas turbine and diesel plants	3.7%
privately-owned	
wind-power plants	0.8%
hydro-power plants	0.1%

About 5% of the capacity relates to older, outdated plants which are only taken into use in extreme situations, and which have to be given at least a couple of days advance notice.

A large portion of the capacity lies in CHP plants, where output is reduced when heat is supplied to the district-heating systems. This reduction

have an electrical output of 250 MW net and a heat output of 330 MJ/s.

In addition, construction of a new unit at the Fyns power station was started. The new unit will have an output of about 350 MWe and 450 MJ/s heat.

Decisions were made on three desulphurization plants for flue gases in 1986: all will have Danish principle suppliers. Two are dry-process plants that are to be put into operation at units 3 and 4 of the Studstrup power station – 2 x 350 MW – in 1988 and 1989, respectively. The third is a wet-process plant for unit 3 of the Amager power station of 250 MW scheduled to go into operation during 1989.

The residue from the wet process is gypsum, and it can be used by manufacturers of gypsum sheets and by the cement industry. The residue from the

wind-power plant near Esbjerg continues according to the plan. It is scheduled to be put into operation in the autumn of 1987.

The first phase has started in the agreement between the power companies and the Ministry of Energy relating to power-production expansion by means of 100 MW wind power before the end of 1990. Plans embody some ten wind-power farms of 2–5 MW and a total installed output of 35–40 MW. Quotations were procured and work is being done on local and regional plans, on environmental licensing, and the like. The total initial outlay in this first phase is expected to be between 350 and 400 million Danish kroner.

## Electricity prices

In January 1986 electricity prices fell a few per cent to an average of 49 øre/kWh at 3000 kWh/yr and 34 øre/kWh at one million kWh/yr, excluding taxes and value-added tax. At the same time the energy tax was increased from 15.5 øre/kWh to 19 øre/kWh. In April this tax was increased to 29.5 øre/kWh (26 øre/kWh for electrical heating) and in October by a further three øre to 32.5 øre/kWh (29 øre/kWh for electrical heating).

Because of the unexpected falls in fuel prices, coupled with the fall of the dollar, electricity prices in October were reduced by an average of 7 øre/kWh, after which the consumer price at the end of the year was a good 90 øre/kWh for a consumption of 3–4000 kWh/yr, as against about 80 øre/kWh a year earlier. Of this 90 øre/kWh the energy tax and the value-added tax amounted to about 55%.

## Power transmission

The Konti-Skan connection between Jutland and Sweden is being renewed and extended because, among other things, the present link, which has a transmission capacity of 275 MW, is expected to be worn out by the mid-1990s. Work has started on the new link and it will be put into commercial operation in 1988. The new link will have a transmission capacity of 300 MW at 285 kV DC. Its length is about 150 km including an 88-km-long marine cable beneath the Kattegat.

The work to study the question of a power link beneath the Great Belt was completed in the committee that was set up by the Minister of Energy and the power companies. It was found that, under present circumstances, there is insufficient basis for establishing such a connection, the initial price of which is reckoned to be about 820 million kroner. The question of establishing a link beneath the Great Belt will still, however, be considered together with the expansion plans of the power companies.



amounts to about 600 MW at peak loads.

After conversion to coal/oil-firing a 270 MW unit was put back into operation in 1986. Another 295 MW unit is still undergoing conversion.

Steam-power plants covered 94.6% of power consumption for the year, wind power 0.3% and hydro power 0.1%. Net imports account for the remaining 5%.

At the same time as producing power, the CHP plants supplied about 47 500 TJ district heat.

The steam-power plants consumed as much fuel in 1986 as corresponded to about 11.5 million tons of coal. 93% of the total fuel consumed was coal.

Construction of unit 3 of the Amager power station and unit 1 of the Avedøre station continued in 1986 with a view of putting the plants into operation in 1989 and 1991, respectively. Each unit will

dry process is a mixture of calcium sulphite and gypsum which, it is assumed, can be used as a filling material under certain conditions. There may be a need, however, to dispose of considerable quantities of desulphurization residues.

Orders for two experimental and demonstration plants, in which nitrogen oxides – NO<sub>x</sub> are removed from the flue gas, were placed with Danish concerns in 1986, and the plants are expected to be operable in 1987. Furthermore, studies were initiated at a number of stations and changes planned that will limit the formation of NO<sub>x</sub> in the furnace room.

Construction of ELKRAFT's Månedø wind power farm, comprising five 750 kW plants, was completed in 1986. Work on getting the plants into operation will continue in 1987.

Construction of ELSAM's 2 MW

# Finland

## Energy economy and policy

In 1986 economic growth in Finland slowed down somewhat compared with the previous year. Gross national product increased by less than 2%. Growth picked up towards the end of the year. The stagnation in the rate of growth was a consequence of strikes in the spring. There was also a decline in bilateral trade with the Soviet Union owing to a decrease in oil prices at the beginning of 1986. Inflation was under control, the consumer price index increased by about 3.5% and wholesale prices dropped by as much as 4.5%. Prospects for 1987 were somewhat brighter, mainly because of a greater demand for wood-processing products and improved exports to both the West and the East.

Energy consumption declined by some 1% in 1986 from the previous year because of the milder weather, the economic recession at the beginning of the year and the strikes in spring 1986.

The drastic drop in oil prices at the beginning of the year probably had a major impact on the Finnish energy economy. At the end of 1985 heavy fuel oil cost some FIM 103/MWh, while one year later it cost only FIM 47/MWh. Prices for coal and natural gas have also fallen substantially during the year.

In spring 1986 Imatran Voima Oy and Teollisuuden Voima Oy (Industrial Power Company) established a joint company, Perusvoima Oy, to construct the fifth nuclear power plant in Finland. However, the situation changed with the nuclear reactor accident at Chernobyl in the Soviet Union, and processing of the application for a new nuclear power plant was discontinued at the Ministry of Trade and Industry. As a result of the accident, public opposition to nuclear power grew and it is no longer an alternative source of electricity for the 1990s. By the end of the year, though, there were signs of a change in the climate of opinion.

Expansion of the natural gas pipeline to the Helsinki metropolitan area and Tampere was completed in autumn 1986. A gas-fired power plant is being built in Tampere. The city of Helsinki has not yet made a decision on whether to go over to natural gas. In the autumn a high-level working group was appointed to investigate the construction of a pipe line to the west coast, for example, to Turku and Uusikaupunki.

During the spring and summer the Ministry of Trade and Industry improved and reformed the electricity policy which was prepared as early as autumn

1985. The policy includes proposals for the electricity supply in the 1990s. In November the Council of State made a decision in principle on the development of the electricity supply in the 1990s. According to this decision, the use of electricity shall be as efficient and economical as possible. Combined electricity and heat production will be given priority and total cogeneration construction

marks, whereas individual consumers have had to pay an energy bill which has increased by almost the same sum.

In June Parliament approved a new Nuclear Energy Bill, according to which Parliament will decide on the construction of new nuclear power plants. However, the bill will not come into force until after the general election in spring 1987, providing that it is approved by the new Parliament.

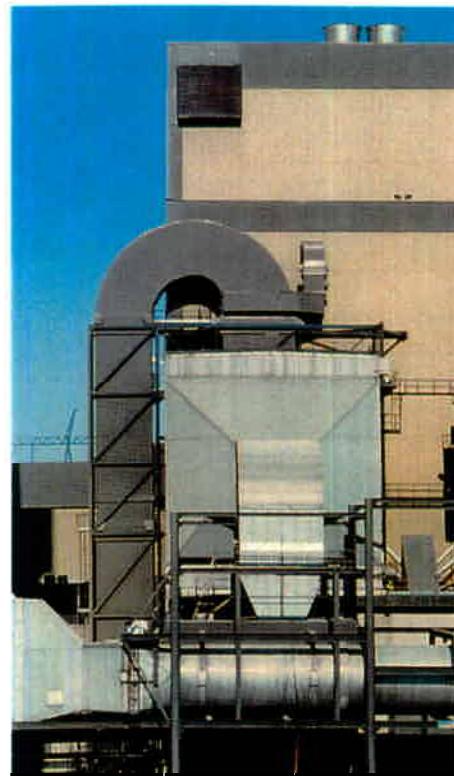
Finland has also undertaken to reduce sulphur emission levels by 30% from the 1980 level by 1993. The 'Sulphur Committee' submitted its report to the Ministry of Trade and Industry in November. The Committee has investigated what measures are to be taken to achieve this goal and even to improve on it.

In November the 'Rapids Preservation Act' was approved by Parliament. Under the Act most of the unexploited rapids and rivers in Finland will be saved from power generation, and hydro power production will generally only be increased with extra capacity at existing power plants. Parliament has also discussed the amendment to the law on the taxation of hydro power. The new law would increase the taxable value of power plants, the value of which would approach their current values, and communities where power plants are situated would receive greater tax incomes from power companies.

## Electricity consumption

In 1986 total energy consumption rose by 1.2% to 52.7 TWh. The slight increase of 0.9 TWh was due to the fact that the recession continued in autumn 1986 and that industrial energy consumption did not increase notably. The weather was also milder than in the previous year. As economic conditions revived at the end of the year, industrial consumption picked up. The highest electricity consumption was recorded in the civil sector, particularly in housing and the services. Consumption of electric space heating continued to increase and the number of dwellings heated by electricity rose by nearly 30 000 to 360 000 at the end of 1986. Of the total final consumption, electricity represented 22% in 1986, as against 23% in 1985.

The second week in 1987 was the coldest ever in Finland. In several regions, especially in southern Finland, existing low-temperature records were beaten. The mean temperature at, for instance, Helsinki-Vantaa Airport was -30.4° and a new record temperature



will amount to some 1100 MW by 1995. The first 150 MW peat-fired condensing power plant will be built in Haapavesi in Oulu county. A similar power plant will probably be built at Pudasjärvi later on. Two coal-fired power plants are also planned, one of which will be located at Pori and the other at Kotka.

The energy tax reform of August 1, 1986 had a great impact on the energy economy. A uniform turnover tax of 16% was put on energy. Separate electricity and fuel taxes were abolished with the exception of fuel oil for transport. The competitiveness of domestic fuels has been secured by exempting them from turnover tax.

As a result of the energy tax reform, certain production investments became deductible from turnover tax. These investments include combined heat and power plants and heat supply stations, and condensing power plants that are fired by domestic fuel. The energy tax reform reduced industry's energy costs by more than one billion Finnish

of -34.3°C, was recorded in Helsinki.

Owing to the extreme cold, electricity consumption soared. According to preliminary data, a new peak load (some 9800 MW) was recorded on January 9, 1987. The previous peak load (8900 MW) was in 1985.

## Electricity production

Electricity production amounted to some 46.9 TWh in 1986. Production amounted for 89% of total consumption, and net imports, which were about 5.8 TWh, covered 11%.

Hydro power production was 12.3 TWh in 1986. Hydro power covered 26% of electricity production. In the regulated water courses energy storage was 29% higher at the end of 1986 than usual at the end of the year.

Nuclear power production was some 18.0 TWh and represented 38% of total production. All the nuclear power plants functioned very well, and the average load factors for Loviisa and Olkiluoto were:

Loviisa I	91.0%
Loviisa II	81.9%
Olkiluoto I	88.1%
Olkiluoto II	94.2%

Back-pressure power production totalled about 12.4 TWh, representing 26% of total production in 1986.

Other thermal power, mainly coal-condensing power, produced some 4.2 TWh of electricity, which accounts for only 9% of total production, but during the next few years there will be a marked increase in the total amount and share of coal-condensing power.

Electricity imports from the Soviet Union were some 4.7 TWh and net imports from Sweden about 1.1 TWh.

## Expansion

In 1986 up to 180 MW of new power

plant capacity was commissioned. The new power plants include Imatran Voima's peat-fuelled cogeneration plants in the towns of Jyväskylä (80 MW) and Joensuu (60 MW). Imatran Voima's other unit at the Naantali power station was converted into a cogeneration plant and output dropped from 115 MW to 85 MW.

The main power plants being built at the beginning of 1987 were a 132 MW cogeneration plant fired with natural gas in Tampere, a peat-fired cogeneration plant of 70 MW in Kajaani and the industrial back-pressure power plant of 53 MW in Oulu.

In 1986, it was decided that the first peat-fired condensing power plant would be built by Imatran Voima at Haapavesi. It is to be completed by the end of 1989.

In 1986, 33 km of 400 kV and 450 km of 110 kV power lines were built. At the end of the year 34 km of 400 kV lines were under construction and 80 km at the planning stage. An interconnection line of 220 kV from northern Finland to northern Norway is under construction, and commissioning is expected in 1988. Invitations to tender for the Fennoscandian line between Finland and Sweden have been sent out and the equipment and cable supplier will be chosen during the spring of 1987.

## Electricity prices

The mean retail price of electricity remained unchanged up to the energy taxation reform on August 1, 1986. The reform abolished the previous electricity tax, which was replaced by a turnover tax on the sales price of electricity. This led to an increase in the taxation of electricity and as a result the retail price of electricity rose by some 10%.

The average real price for retail electricity has declined by about 40% from

1967 even though the real price for retail electricity rose by 8.5% during 1986 because of the energy tax reform. The average consumer price for household electricity in multistorey buildings was 42.3 p/kWh on January 1, 1987 and in single-family houses 36.4 p/kWh. The average consumer price for direct electric heat was 28.2 p/kWh and for storage heating 23.8 p/kWh. The taxfree consumer price for large-scale industry was 13.8 p/kWh on January 1, 1987.

## Research and development

A new field of research was how to extend the service life of old power plants. As power plants get old and the costs of new power plant investments rise, it pays to renovate old plants and to keep them in operation. For this reason two power plants and a substation of the older "generation" were thoroughly investigated.

The unaccountable collapse of some guyed towers in 1985 was investigated. The reason turned out to be underground corrosion. The mechanisms causing corrosion were studied and methods were developed making it possible to detect and eliminate this rare corrosion.

A Finnish LIFAC desulphurization system has been developed over the last two years. At the beginning of 1986 full-scale tests were started on the system.

A wind power plant of 300 kW was brought into operation at Kopparnäs on the south coast near Inkoo. It was also the first wind power plant to be connected to the electrical network in Finland.

# Iceland

## Economic Development

In Iceland the year 1986 was characterized by an economic recovery. The GNP grew by 6.0% in real terms; by value of fish products, the country's most important category of products, increased by 10.0% again in real terms, and industrial production by 5.0%. Investment remained approximately at the 1985 level. Unemployment re-

mained low, on the average 0.7% of the workforce (0.9% in 1985). Perhaps the most prominent feature of the country's economic development in 1986 is the continued decline in the inflation rate, which was 15% p.a. at the end of 1986, compared to annual averages of 84.3%; 29.2% and 32.5% p.a. for 1983, 1984 and 1985, respectively. The Consumer's Price Index rose by 13.0% during 1986.

## Energy Policy and Legislation

No new laws in the field of energy were enacted by the Althing (Parliament) in 1986, and no changes were made on existing laws. The policy of the Government regarding utilization of domestic energy resources, hydro-power and geothermal energy in ener-

gy-intensive industries remained unchanged, and the Committee on Energy-intensive Industries continued during the year their discussions with foreign industrial concerns, but so far without concrete results. Breeding of salmon smolts in geothermally heated water is a growing business, which in the future may constitute a promising.

## Electricity Consumption

The gross consumption of electricity in Iceland in 1986 amounted to 4058 GWh (i.e. including transmission and distribution losses together with the power plants' own consumption); an increase of 5.7% from 3837 GWh in 1985. Of the total production 52.8% went for power-intensive industries compared with 52.2% in 1985. Power intensive industries increased their consumption by 7%. General consumption grew by 4.5%, but by 3.8% when adjusted for temperature. Total consumption consisted of 3553 GWh of firm energy and 505 GWh of non-guaranteed energy.

The Energy Forecasting Committee published towards the end of 1986 a new forecast of energy requirements for space heating in Iceland for the period 1986-2015, subdivided by energy sources. The new forecast envisages a slower growth in this consumption sector than a similar forecast from 1980. The difference is mainly due to a slower growth in population assumed in the new forecast than in the previous one, and to a larger rate of energy conservation also assumed, especially in areas without access to cheap geothermal energy (which by and large means outside the Reykjavik metropolitan area, where geothermal space heating now costs approximately 41% of the cost of oil-fired central heating). The results of the forecast for Iceland as a whole may, for the period up to the turn of century, be summarized as follows:

Energy source	1986	1990	1995	2000
Geothermal, GWh	3782	4120	4447	4658
%	85.5	85.4	85.0	84.9
Electricity, GWh	536	672	780	827
%	12.1	13.9	14.9	15.1
Oil products, GWh	106	35	4	2
%	2.4	0.7	0.1	0.0
Total, GWh	4424	4827	5231	5487
%	100.0	100.0	100.0	100.0

## Electricity production

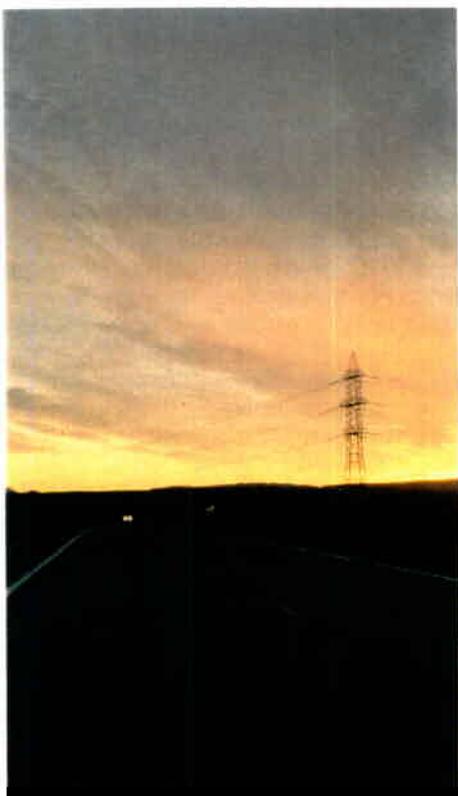
The total production of electricity in Iceland in 1986 was 4058 GWh compared with 3837 GWh the previous year, whereof 94.7% was produced by hydro (95.4% in 1985), 5.2% by geothermal (4.5% the previous year) and 0.1% by diesel plants; the same proportion as in 1985.

The installed capacity of Icelandic

public utilities amounted to 922 MW at the end of 1986. Of this 752 MW were in hydro-electric plants; 129 MW in conventional thermal plants (diesels; condensing turbines and gas turbines) and 41 MW in geothermal plants.

Construction work proceeded in 1986 on the Blanda hydro-electric plant in the western part of northern Iceland, although at a somewhat slowed-down rate since the commissioning date for the plant has now been postponed from 1989 to 1991 due to a slower growth in general electricity demand and somewhat uncertain prospects for new power-intensive industrial consumers.

The Reykjavik City Council decided



in December 1986 to embark upon the first phase in the construction of a geothermal CHP plant at Nesjavellir, about 27 km east of Reykjavik. This will be the largest plant of its kind in Iceland, and is planned to yield at least 300 MW of useful heat for space heating purposes and 50 MW of electric power, in back-pressure production. The present decision only applies to the first phase of the thermal plant, with 100 MW of useful heat, but the timing of electricity production has not yet been decided. At present there is substantial excess capacity in the Icelandic power system, which will increase further in 1991, when Blanda comes on stream, unless some new power-intensive industrial loads have materialized in the meantime. The Reykjavik Municipal District Heating System will construct the Nesjavellir plant, which is intended to meet the increasing space heating demand in the Reykjavik metropolitan area, and to relieve the present production fields, which are now overpumped.

## Electricity prices

The wholesale tariff of Landsvirkjun - the National Power Company - was raised by 14% on January 1, 1986, but was lowered again by 10% on March 1 at the request of the Government as a part of the Government's economic measures undertaken to ease negotiations between the partners in the labour market about a general wage agreement that would not be inflationary and counterproductive to the Government's economic policy. On January 1, 1987 the wholesale tariff was raised by 7.5% after Landsvirkjun had agreed to a request by the Government to abstain from a 10% increase. In real terms (i.e. adjusted for inflation), the wholesale tariff was 17.7 lower on January 1, 1987 than on January 1, 1986, and 32.5% lower than May 1, 1984.

Due to low price quotations for primary aluminium throughout 1986, Landsvirkjun's negotiated power price to the Icelandic Aluminium Company - the country's largest consumer of electricity - remained down at the 12.5 mUSD/kWh level through all quarters of 1986, or at SEK 0.085/kWh at the rate of exchange effective on Dec 3, 1986.

Another part of the Government's economic measures undertaken in connection with the wage agreements in February was the abolishment of the Price Equalization Tax on electricity, which at that time was 16%. For many years the PET had been levied on the sale of electricity to final consumers in Iceland, with the exception of power-intensive and electric space heating uses. The purpose of this tax was to reduce the difference in retail price of electricity between consumers in remote and rural areas on one hand, and consumers in Reykjavik and other centres of population on the other hand. This tax had for a long time been a thorn in the eyes of many Icelandic utility people, especially those representing the larger population centres, who maintained that this was an undesirable way to equalize the price of electricity. They have, therefore, fought for its abolition for many years. The representatives of utilities receiving means from the PET maintained, for their part, that price equalization of electricity was a political question, rather than a utility question, and that it was therefore up to the politicians to decide the ways by which the means necessary for the equalization should be collected.

In order to prevent that the abolishment of the PET would lead to higher electricity prices in remote and rural areas, the Althing (Parliament) has now decided that the Treasury shall overtake a part of the debt burden of the State Electric Power Works and the Vestfirdir Energy Company, the two principal recipients of means provided by the Price Equalization Tax.

# Norway

## Energy policy

During 1986 the Storting (the Norwegian Parliament) dealt with a range of issues of great significance for energy policy in future years. The Storting passed, with few amendments, White Paper number 63 (1984–85) 'Comprehensive plan for watercourses' and White Paper number 89 (1984–85) 'Protection plan III for watercourses'. The comprehensive plan for watercourses provides a coordinated nationwide view and survey of the undeveloped hydroelectric potential in Norway and the consequences of watercourse development for other user interests. The comprehensive plan assesses 540 different projects in 310 hydro power projects corresponding to an average annual power output of at least 40 TWh. The projects covered by the comprehensive plan are divided into 3 categories. Category I includes projects representing a combined average of 11 TWh/year, all of which can be implemented immediately and continuously to contribute to future energy supply. Projects which after closer evaluation can make a contribution to power production or some other purpose are included in Category II and represent an average of about 7 TWh per year. Category III covers projects which have not been seen as pertinent for power expansion because they conflict severely with other consumer interests and/or involve high construction costs. Work on the comprehensive plan is expected to be continued, taking into account changes in the categorization of the projects and including new projects that have not been assessed so far. The first motion recommending continuation of the comprehensive plan is expected to be put before the Storting in 1987.

In contrast to the comprehensive plan, Protection plan III only deals with selected watercourses where the conservation interest is particularly great. Including the watercourses which were previously protected by Protection plans I and II, 21 TWh are now subject to permanent protection. Norway's total hydro power potential is estimated at an average of 170 TWh per year. As of January 1, 1987 103 TWh of this has been constructed, 4.4 TWh is under construction, licences have been sought for 12.2 TWh, and 6.6 TWh is under planning. Not including permanently protected watercourses, the remaining potential is 23 TWh. In accordance with the Storting resolution relating to Protection plan III, Protection

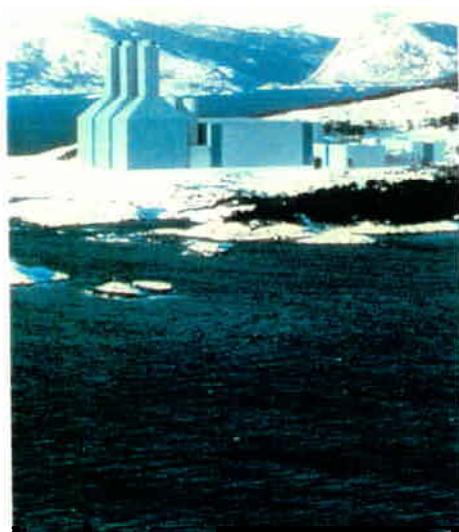
plan IV for watercourses is to be prepared.

In its report on energy (Storting report number 71 (1984–85)) the Government reviewed the energy situation in Norway and drafted guidelines for energy policy up to the year 2000. The report pays special attention to developments in domestic demand up

rate of interest for price comparisons, the Government based its pricing of new power for general consumption in 1995 on a 6% interest rate. The demand prognosis in the report was based on this assumption. The Storting did not approve this kind of gradual escalation of pricing criterion and requested that the matter be further clarified in the 'mini' energy White Paper expected in spring 1987. Further planning is based on a projected primary energy consumption of 70 TWh in 1990, 75.5 TWh in 1995, and 83.0 TWh in the year 2000. The Storting expressed the view that the projected levels appeared low and requested a re-estimate in the new report. The Storting raised the figures suggested by the Government for energy supplies to energy-intensive industries from 33.2 to 34 TWh in 1990 and from 35 to 36 TWh in 1995. These higher allocations to industry, the Government's projected figures for general consumption, and the necessary margin for uncertainty in demand, gives a provisional target for the necessary energy supply of 105.5 TWh in 1990 and 112.5 TWh in 1995.

A new law on the construction and operation of district heating plants, 'The District Heating Law' came into effect on Jan. 1, 1987. A licence will be required for construction and operation of district heating plants over a certain size. Every district heating plant can be required to connect to other such plants, provided that the plant has a heating system which can be connected and that connection can be made compulsory for new installations in the area covered by the licence.

The sharp drop in the price of oil in recent years has prompted Norway to introduce reductions in taxation on production in the North Sea. As a small contribution to reducing the amount of oil offered for sale on the international market, the oil the State received in lieu of duty for November and December was used to establish a contingency reserve. This reduced oil exports by around 10% in these months. During the six-month period beginning on February 1, 1987 Norway aims at producing 7.5% less than the original production target. Total production in 1987 is expected to be higher than in 1986.



to 1995, with particular emphasis on electricity demand and the measures needed to meet it. Energy pricing is seen as the most important means of promoting the efficient and rational use of energy resources, assuming prices remain relatively flexible. Energy prices should reflect the cost to society of developing energy supplies. With regard to petroleum products and other energy sources the Government adheres to a pricing policy in which domestic prices are based on world market prices. With regard to primary energy for general consumption, the Government is of the opinion that the costs to society of obtaining new primary energy should determine prices. As the expansion of primary energy is capital intensive, the cost of invested capital, i.e. the real rate of interest, represents a significant proportion of the overall cost of new energy. While it has been normal in recent years to take 5% as the real

## Electricity consumption

Gross general consumption and consumption by power-intensive industries totalled 96.2 TWh in 1986. This was a reduction of 1.4 TWh from the previ-

ous year. Consumption has increased at an average rate of 2.8 % per year over the last 10 years.

The general consumption of primary energy supplied by power stations increased by 1.4 % to 66.7 TWh. The 1986 period of high demand was a little colder than normal and consumption, corrected for normal temperatures, was calculated at 65.6 TWh. This was an increase of 3 % over the corresponding figure for the previous year.

The growth in general consumption since the end of the 1970s has been much greater than expected in the two most recent Government energy reports (1980 and 1985). In comparison, the temperature-adjusted consumption figure in 1985 (65.5 TWh) was 4.4 and 1.9 TWh higher than in the corresponding reports. Because of higher oil prices, there was a strong shift from light fuel oil to electricity for room heating, and in this period the increased electricity consumption corresponded to a great extent to the reduction in light fuel oil consumption. In 1985 this trend ceased, both because the easiest conversions had presumably been made already and because the price gap between light fuel oil and electricity had narrowed. The price of oil continued to fall throughout 1986, and in the second half of the year it was cheaper in most parts of the country to use light fuel oil than electricity where the necessary equipment was already installed.

The fact that electricity consumption continued to grow at almost the same rate in 1985 and 1986 is presumably primarily due to the general economic situation during these years. There has been rapid growth in the service industries, and private disposable income and private consumption have grown at an unusually rapid rate.

The sales of light fuel oil, converted to an equivalent amount of electricity, will probably be 11.3 TWh. The increase is around 6 % on 1985.

In 1986 energy-intensive industry used 29.3 TWh from power stations, which was 1.7 TWh less than in the previous year. Own production and fixed contracts gave industry an assured minimum of 30 TWh of primary power.

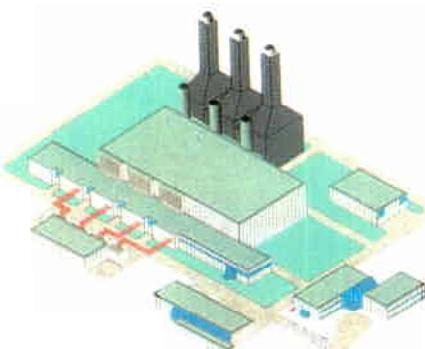
The most pronounced drop in consumption – over 20 % – was in the chemical raw materials industry. The iron alloy industry went through one of its worst years, with lay-offs and closures, and consumption was reduced by more than 8 %. The market for aluminium and other metals picked up and a small increase in consumption occurred in this sector. The aluminium industry alone represents about half of the total energy consumption in the energy-intensive industries.

Boiler power, i.e power to electric boilers run in parallel with oil-fired boilers, forms the market for 'reserve energy'. This market has grown consider-

rably in recent years. The number of new electric boilers has been especially high where the alternative fuel is light fuel oil and where profitability is consequently highest. Nevertheless, about 60 % of a total boiler market of around 6 TWh annually has continued to use heavy oil as the alternative fuel. A large part of this market comes from the wood processing industry, and is concentrated in East Norway.

In 1986 2.2 TWh of reserve energy was supplied to electric boilers – half the figure for 1985. The reason for this relatively low consumption was the generally high price of reserve energy combined with low oil prices, which usually made it cheaper for owners of heavy oil boilers to operate on oil rather than reserve energy.

The maximum system load in terms of domestic consumption occurred on



February 20, and is estimated at 16 658 MW. The maximum load in 1985 was 17 545 MW.

In 1986 electricity represented 45.6 % of the theoretical energy content of all the energy supplied to consumers in various forms (net end consumption). Petroleum products represented 41 % and solid fuels 13.3 % of this net consumption. District heating is not widespread in Norway and represents only around 0.1 % of the net end consumption.

## Electricity generation

Hydroelectric power generation in 1986 amounted to 96.7 TWh. With the addition of just above 0.4 TWh of thermal energy, total generation was 97.2 TWh. This is 6 TWh lower than in the previous year.

The usable run-off from watercourses to the power generation system in the first 9 months of the year was 8 %, or 7.4 TWh, lower than normal. Heavy precipitation in the last quarter, however, compensated for the shortage earlier in the year, and consequently run-off for 1986 was normal.

In 1986 primary energy generation capacity in the Norwegian system was around 97 TWh, including assumed figures for imported energy. New installations increased generation capacity

by about 2 TWh during the year. The average annual generation capacity for the system is reckoned at 103 TWh.

Power exchange with neighbouring countries resulted in record net imports of 2 TWh. Exports to Sweden amounted to 1.6 TWh and imports to 4 TWh, and exports to Denmark amounted to 600 GWh and imports to 150 GWh. 65 GWh was also imported from the Soviet Union.

The increase in plant capacity (maximum station output at stations with an output of 1 MW or more) was 890 MW in 1986 – the most significant new installations being part of the expansion at Ulla-Førre, which are now almost complete. Total plant capacity at the end of 1986 was 24 693 MW, of which 311 MW was thermal power. Statkraft (State Power System) owns over 30 % of the plant capacity. A good 50 % is owned by municipalities and counties, and the rest is owned by private and industrial companies.

Storage capacity increased by only 0.2 TWh to during 1986. By the end of the year reserves amounted to 56 TWh, which corresponds to 76 % of the storage capacity. This is a little higher than normal for this time of year. By comparison, reserves amounted to less than 50 TWh at the start of the year.

## Electricity prices

The Statkraft price for general consumption deliveries rose from 15.45 øre/kWh to 16.53 øre/kWh on May 1, 1986. The Storting has passed a further rise of 10 % to 18.20 øre/kWh from May 1, 1987. The price is the calculated average for 6 000 hours of consumption and applies to central areas served by step-down transformers.

The average price of electricity delivered to households and farms was 36 øre/kWh, including all taxes. Price variations between the different sectors can, however, be considerable. The relation between the highest and lowest prices is around 3:1. The service sector generally pays a somewhat higher price for power than households. The graduated prices for the whole country in an H-4 tariff, which is the most common, averaged 32.5 øre/kWh, including taxes, while the equivalent energy cost with light fuel oil was around 40 øre/kWh, at the beginning of the year. However, a sharp decline followed and the price in the second half of the year was round 25 øre/kWh.

The general electricity tax charged to ordinary consumers was 3.1 øre/kWh in the first half of 1986 and 3.2 øre/kWh in the second half of the year. The electricity tax for 1987 has been set at 3.4 øre/kWh. The electricity tax for energy-intensive industries in 1986 was 3.1 øre/kWh and was not changed at the start of 1987. The long-term marginal cost of general consumption has been calcu-

lated as 30.5 øre/kWh, including value added tax. A 5% interest rate is used in the calculations and the money value is that of January 1, 1986.

## National grid

The most important addition to the grid put into operation in 1986 was the 300 kV Rana-Trøndelag line. Work to meet future transmission requirements from the Hardanger/Indre Sogn region to East Norway is complete, and measures to upgrade the grid are under way. Transmissions are to be upgraded in the eastern part of the grid with a new 420 kV line. An assessment of the need for upgrading in central East Norway and Oslo is also complete, and the actual work to expand the grid is under way. The first job is to install equipment to control load distribution. Within a few years some individual existing transmission plants north of Oslo will have to be upgraded. In the longer term it will be necessary to install new transmission equipment here. In addition, further plans are being made for a 420 kV upgrade between Ulla-Førre (Southwest Norway) and the Oslo region, to be

commissioned in 1989.

The new 220 kV cross-border link between Porttipahta in Finland and Varangerbotn in Norway for mutual power generating exchange is under construction, and operations are proceeding according to plan. The link is to be completed in 1988.

The biggest power loss (around 900 MWh) with an individual disturbance in 1986 was caused when a short circuit occurred in a 300 kV bus after a line-trap failed and was damaged. The short circuit also led to several undesirable 300 kV outages and the result was a break in supply lasting between 50 min and 5 hours in areas west of Oslo. There have also been several cases of disturbances caused by faults in a SF<sub>6</sub> plant. At one particular 300 kV SF<sub>6</sub> installation there were 3 busbar short circuits within 3 months. In general, a disquietingly large number of malfunctions in safeguards and equipment were revealed in rather many of the transmission disturbances.

## Miscellaneous

In November Norway's first wind-

power-station of modern times was brought into operation. The plant is small – 55 kW, and is located on the island of Frøya off the coast of Trøndelag. It is a trial project, and the aim is to develop a prototype for combined wind and diesel-powered operation. Such units will be suitable for electricity supply to small island communities.

The use of gas from the Norwegian Continental Shelf for energy generation appears to be a realistic source of supplementary power and a future alternative to continued expansion of hydro power. Statkraft and the Norwegian state oil company, Statoil, entered into a general agreement for delivery of 1 000 million Sm<sup>3</sup> of natural gas per year for gas-fired power generation starting in 1991. This corresponds to an annual production capacity of around 5 TWh in a 'combined cycle' plant. Norsk Hydro has also launched plans for the construction of a slightly smaller gas power station. During the year opening bids were received from Norsk Hydro for two 420 MW and a 3 TWh/year gas power stations, and from Statkraft for one of 700 MW and 5 TWh/year.

# Sweden

## Energy policy

Guidelines for Swedish energy policy were laid down by the Riksdag in the spring of 1985. A brief resumé of these guidelines, together with the Government's strategy for the phasing out of nuclear power, was included in last year's Report.

The strategy for rundown of nuclear power may be influenced by the reactor accident that occurred at Chernobyl on April 20, 1986. On May 7, the Government asked the Energy Council, which is concerned with long-term aspects of electricity production and use, to review the basic factors concerning the safety of nuclear power etc., in the light of the accident. The Council was asked to ascertain the causes of the accident and determine its effects as a matter of urgency. It was also asked to assess how the accident influenced views on the safety of Swedish nuclear plants, and to put forward proposals for greater safety in Sweden in the event of accidents to nuclear plants in other countries. The Council was also asked specially to investigate the environmental and economic consequences of an early shutdown of the Barsebäck nuclear power station on the Swedish west coast.

At the same time, the Government

set up a working party of experts to prepare the necessary material for the Energy Council's consideration. A panel of scientific experts was appointed on June 26 to check the conclusions of the working party.

In November, the Energy Council submitted its report on the effects of the Chernobyl accident to the Government, basing it on a report prepared by the Expert Group for Nuclear Safety and the Environment, entitled 'After Chernobyl'. Authorities and bodies such as the National Energy Administration, the Nuclear Inspectorate, the National Institute of Radiation Protection and the National Swedish Environment Protection Board, together with power utilities and commercial organisations, have contributed to the work of the expert group.

The expert group's assessment of the technical risks is that they do not justify reconsideration of the use of nuclear power in Sweden.

After receipt of replies from issue of the report as a consultative document, the Government and Riksdag will decide in the Spring of 1987 if, and to what extent, experience from the Chernobyl accident affects published policy and strategy for the rundown of nuclear power.

The accident has resulted in deci-

sions being made concerning three types of measures. The level of preparedness for dealing with accidents will be increased, and those affected by radioactive fallout will receive economic compensation. Sweden has signed two conventions, drawn up by IAEA, concerning cooperation with other countries in respect of help and early information in the event of radioactive releases and other accidents. So far, bilateral agreements concerning the exchange of information have been entered into with Denmark, Norway and Poland.

In February, the Government decided that all Swedish nuclear power plants must take steps to restrict the emission of radioactive substances in the event of severe core accidents. Previously, this had only applied to Barsebäck. The measures relate to pressure-reducing devices and filtration plants.

After approval by the Nuclear Power Inspectorate, the National Energy Administration and the National Institute of Radiation Protection, the Government in March approved the application by the Swedish State Power Board to replace the steam generator in Ringhals 2. At the same time, changes to the instructions given to the Swedish State Power Board emphasised the Board's responsibility

for the rundown of nuclear power.

During the autumn, the Riksdag passed legislation forbidding the construction of nuclear power reactors. Preparations with the objective of building new reactors within the country were also made an offence. This legislation is not intended to impede technical development work, e.g. in order to improve the security of Swedish reactors or Sweden's participation in joint international nuclear power work.

In January, the Electrical Energy and Indigenous Fuels Commission (ELIN) published its report, entitled 'Ways to More Efficient Use of Energy' (SOU 1986:16).

In connection with its decision on Ringhals 2, the Government instructed the National Energy Administration to work together with manufacturing industry and the power utilities to investigate energy conservation and rational use of electrical energy, and to investigate on behalf of the Electrical Energy and Indigenous Fuels Commission the reasons for the substantial increase in consumption of electricity in recent time.

During the spring, the National Energy Administration was asked by the Government to monitor implementation of the Riksdag's earlier decision concerning expansion of hydro power generating capacity to 66 TWh/year. An interim report was published in December 1986.

The oil substitution programme that was initiated after the 1973 and 1979 energy crisis was replaced during the year by a programme for development and introduction of new energy technology. In connection with the change, support was expanded from being intended solely to assist in the substitution of oil fuels to encourage development and introduction of new technology contributing to more efficient energy systems with reduced environmental impact.

Faced with the rundown of nuclear power, it is important that best use is made of the potential for power generation in backpressure plant. On behalf of the Government, the National Energy Administration has investigated the potential for industrial back-pressure generation and combined heat and power generation. A special report on small-scale heat and power generation has also been presented.

After inauguration of the Sydgas project in the summer of 1985, extension of the natural gas distribution system has continued. Work is in progress on extending the main line from Helsingborg to Gothenburg (the Sydgas 2/Västgas 1 project), and had reached Falkenberg by the end of the year. The main distribution line is owned by Swedgas AB, which is also responsible for the import of natural gas. Swedgas AB is a subsidiary of the Swedish State Power Board. During 1986, Shell, Statoil

and DONG together acquired 40% of the shares of Swedgas AB.

A company concerned with development within the wind power sector has been formed, owned jointly by the Swedish State Power Board (50%), the South Swedish Power Company (25%) and other member companies of the Swedish Power Association (25%). The company intends to build a medium-sized wind power plant and to prepare a concept study for a power plant of 2-3 MW.

In April, the Energy Research Commission published its report entitled 'Proposal for a Programme for Research and Development within the Energy Sector' (SOU 1986:31). The present programme is due to be concluded during the 1986/87 budget year, and it is the intention that a new energy research programme should be presented during the spring of 1987.



Several research projects are in progress concerned with possible health hazards associated with electric and magnetic fields in the vicinity of power lines. In a first interim report, the National Energy Administration, which has been given responsibility for monitoring development, states that results so far obtained do not justify stricter regulations.

The 1985 Strategic Energy Planning Commission has published its proposal for strategic supply arrangements within the fuel and transport fuel sector during the period from 1987/88 - 1991/92 (SOU 1986:42). The Government's decision on this is expected in the spring of 1987.

In June, the Riksdag decided to raise the energy tax on certain fuels from January 1, 1987. The tax on oil was raised from SEK 411 to SEK 610/m<sup>3</sup>, that on coal from SEK 140 to SEK 305/tonne, and the tax on industrial LPG from SEK 125 to SEK 185/tonne. The tax on natural gas will remain at SEK 308/1000 m<sup>3</sup>.

The Government has justified these increases in taxation by pointing out that the benefits of investments intended to reduce dependence on oil should be retained, even with a falling oil price, and that the benefits of the low price of oil on the trade balance will be negated if private consumption is allowed to increase too much. It was proposed that the higher levels of tax would also apply to those sectors of industry entitled to a reduction in energy tax.

The Riksdag decided, however, in connection with the increase in tax on coal, that dispensations should be available for coalfired combined heat and power plants for district heating supply, and that the building materials industry, which is a major user of coal, should also be exempted from the new tax.

In the autumn of 1986, the Riksdag passed a Natural Resources Act (NRL), intended to provide a means of controlling conservation of ground and water. The new law replaces the 1972 guidelines for physical area planning, and the earlier rules in planning law concerning Government approval of certain industries and energy plants. As far as fossil-fuelled plants are concerned, the requirement for Government approval has been lowered from 500 MW to 200 MW. A list of protected lengths of rivers and water areas has been complemented with new waterways, including the Råne River.

A new Ministry, the Ministry of the Environment and Energy, was established on January 1st, 1987.

## ***Consumption of electrical energy***

The total consumption of electrical energy in Sweden in 1986, including transmission losses, amounted to 129.0 TWh. Compared with 1985, this represents a reduction of 2.1 TWh, or 1.6%. Consumption rose by 9.3% between 1984 and 1985, and by 8.4% between 1983 and 1984.

Of the total consumption of electrical energy, 2.3 TWh (5.3) consisted of interruptible supplies to electric boilers (including transmission losses). Primary electrical energy consumption within the country was thus 126.7 TWh, which is 0.4 TWh or 0.4% higher than in 1985. Consumption (excluding the use of energy to electric boilers) rose by 11% between 1984 and 1985. The reduction in the growth rate was due to milder weather conditions, a stagnation in industrial output and lower fuel prices.

After conversion to standard temperatures and standard economic conditions, the following values were obtained for primary electrical energy consumption:

1983-84	+ 7.0 TWh (6.6 %)
1984-85	+ 6.5 TWh (5.7 %)
1985-86	+ 3.5 TWh (2.9 %)

During 1986, industrial consumption of energy amounted to 47.7 TWh, which is 0.1 TWh or 0.1% less than during 1985. A declining trend in consumption has been evident during the second half of the year. The increase from 1984 to 1985 was 3.4%.

Of the total consumption of electrical energy by industry, 0.6 TWh consisted of interruptable supplies to electric boilers. Excluding these, the increase over the year rose to 1.1%.

Sectors that exhibited percentage increase in consumption of electricity in comparison with 1985 are the engineering industry (excluding ship-building) with 4%, and the chemical industry, with 3%. The iron, steel and metal industries experienced a reduction of 7%, or 0.6 TWh. Also textile- and non-metallurgical mineral products industry had less consumption of electrical energy. Other industrial sectors returned almost unchanged consumption figures.

Consumption of electrical energy by the railways and tramways was essentially unchanged in comparison with 1985, i.e. 2.6 TWh.

Consumption within the residential, service, public heating supplies sectors etc. amounted to 68 TWh, of which 1.7 TWh was in the form of interruptable supplies to electric boilers. Compared with 1985, total consumption of electrical energy within the sector was down by 1.5 TWh or 2.2%. Supplies to electric boilers were reduced by 2.0 TWh.

The peak 1-hour demand during the year was 23 864 MWh, and occurred on January 17, between 8.00 and 9.00 in the morning. This value is somewhat lower than the peak reached in 1985. The weighted mean temperature on that day, with allowance for the geographical distribution of electric load, was  $-17.5^{\circ}\text{C}$ , rather more than 12 degrees below the normal value.

## Electric power supply

Electricity production within the country, with deduction for the utilities' internal consumption, amounted to 133.6 TWh during 1986, which is 1.0 TWh (0.7%) more than in 1985. Hydro power production amounted to 59.8 TWh, representing a decrease of 10.3 TWh (15%) in comparison with the record level of the previous year. Normal production is 62.1 TWh.

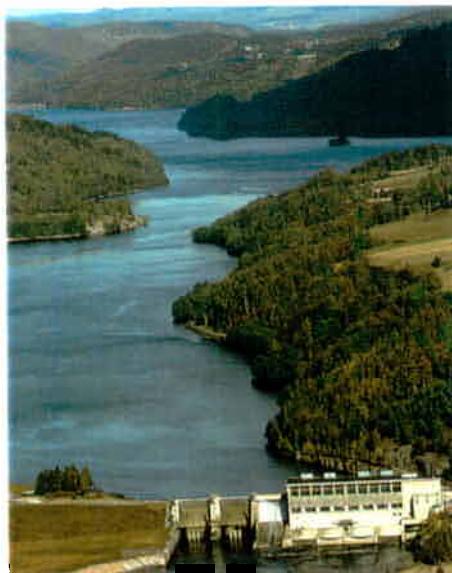
The storage level of all regulation reservoirs was about 74% at the beginning of the year and about 71% at the end of the year, equivalent to a stored energy quantity of 24 TWh. The highest storage level was reached at the beginning of November, at which time it was about 81%, slightly above the mean level. Annual inflow to the reservoirs exceeded the 30-year mean value for the period from 1950–1980 by 4%. The volume of the spring floods was greater than normal, while inflow during the

summer was low.

Production of nuclear power during 1986 amounted to 67.0 TWh, representing an increase of 11.1 TWh (20%) over 1985. Nuclear power accounted for 50.1% of the country's total electric power production.

In terms of operations, 1986 was an excellent year for Swedish nuclear power: almost as good as 1985, which has been the best year to date. Practically all production cost and safety targets have been exceeded, and very few forced shutdowns have interrupted operation. Mean energy availability was 84%, which should be compared with the world-wide average of 70% for light water reactors. The highest availability of the Swedish reactors, 93%, was noted by Forsmark 1 and 2. Ringhals 2 returned the lowest value, with an energy availability of 57%.

Back-pressure production amounted to 6.2 TWh, which is 0.4 TWh (8%)



higher than during 1985. Power production in condensing power plants, gas turbines etc. amounted to 0.7 TWh, compared with 0.9 TWh during the preceding year.

Fossil fuel production plant supplied 5.1% of the country's total power production, which was approximately the same as during 1985.

Imports of electric power during 1986 amounted to 1.8 TWh, as against 5.1 TWh in 1985. Exports were 6.5 TWh, 0.2 TWh less than the previous year. Exchanges of power with Sweden's neighbours thus resulted in a substantial export surplus of 4.6 TWh, which should be compared with the smaller surplus of 1.5 TWh during the previous year.

Installed capacity in hydro power stations increased during the year by about 122 MW. The largest new plant was in Laxede on the Lule River (70 MW), and Bjärna and Gideå River (17 MW and 18 MW respectively).

During the year, approval was granted for the installed capacity from Fors-

mark to be increased. Output from the three units has been increased by a total of 126 MW. At the end of the year, total net output from Swedish nuclear power plants amounted to 9591 MW. Output from Barsebäck will be increased by 45 MW from January 1987. No larger conventional thermal power plants have been built during 1986.

## Electricity tariffs

At present, the Swedish State Power Board has a continuing contract period for supplies to high-voltage consumers, running from 1984 to 1988, while the South Swedish Power Company has had a one-year contract during 1986. High-voltage tariffs for the State Power Board's consumers have increased by 4% during 1986. The corresponding increase for the South Swedish Power Company's consumers was somewhat over 5%. Tariff trends from other power utilities have been similar. Inflation was 3.2%.

Low-voltage tariffs were increased on January 1, 1986 by 4% by the State Power Board and by 5% by the South Swedish Power Company.

The energy tax on electrical energy has remained unchanged during 1986. At present, industries consuming more than 40 000 kWh/year pay 5 öre/kWh. The tax for other consumers is 7.2 öre/kWh, except in certain parts of northern Sweden where it is reduced to 6.2 öre/kWh.

As before, the Government can provide dispensations from case to case for reduction of energy tax to 1.5% of the sales value of the manufactured products for certain industrial manufacturers using electrical energy, fuel oil and solid fuels. During 1986, interruptable supplies to electric boilers were exempt from electrical energy tax during times when electricity was not being generated in oil-fired power plants.

## The national grid and international links

Work has started, in part of Kopparberg county, on the first stage of replacing five of the six 220 kV transmission lines from northern to central Sweden by two 400 kV lines. The first 400 kV line is due for completion in 1990, with the second following in 1996.

Various reinforcement measures have been applied, and further are in progress, to a number of lines and switching/transforming stations in order to increase load-carrying capacity and security against short circuits.

A new international link between Eidskog in Norway and Charlottenberg in Sweden was commissioned in May 1986, with a power flow capacity of 100 MW in each direction. This line is intended primarily for local power interchange.

# Natural Gas Nordic Countries

This article has been compiled by an ad-hoc group within Nordel's Planning Committee.

Knut Berge, ELKRAFT  
Seppo Aho, Imatran Voima  
Sigbjørn Modalsli, the Norwegian Water and Electricity Board  
Sven Groop, Swedish State Power Board  
Anders Löf, Swedish State Power Board

## Introduction

Natural gas is a major energy raw material representing ca. 20% of the world's primary energy. In 1984 a total of almost 1600 billion cu.m. ( $Gm^3$ ) was used, divided roughly into three between the United States, the Soviet Union and the rest of the world.

Figure 1 shows that the largest resources of natural gas are in Siberia, the Middle East and North America. There are also considerable deposits in Europe, Africa, South-East Asia and South America. The natural gas is mainly used in the producer countries. Exports account for 13% of total production.

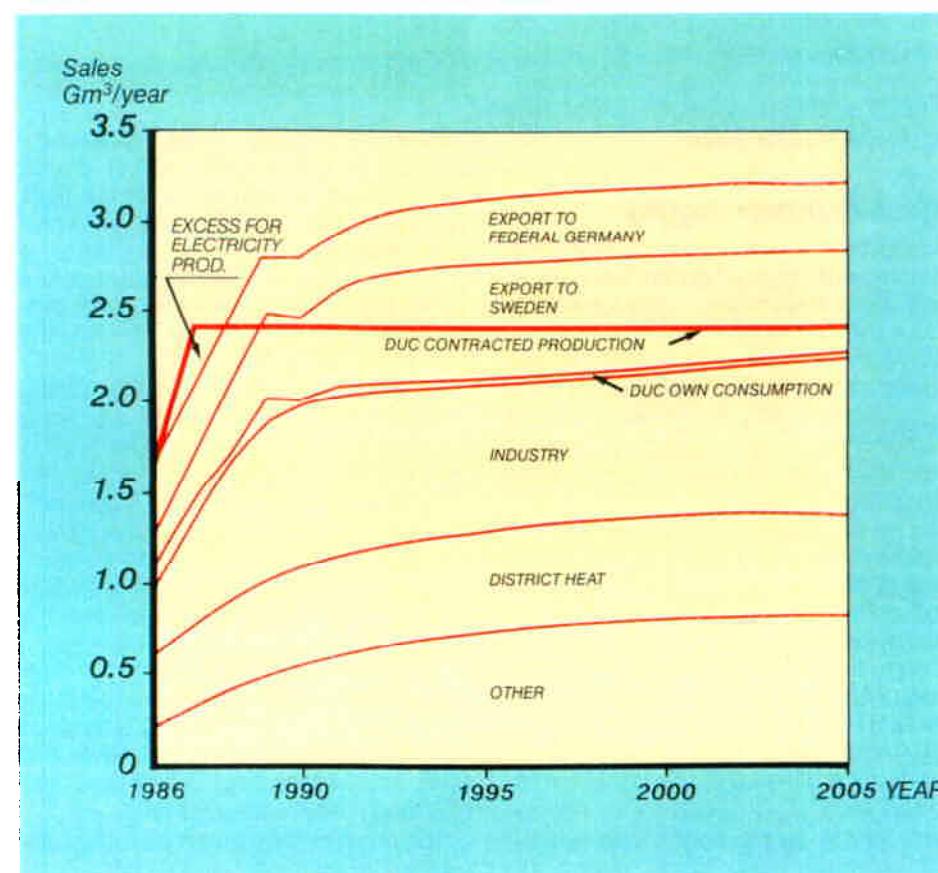
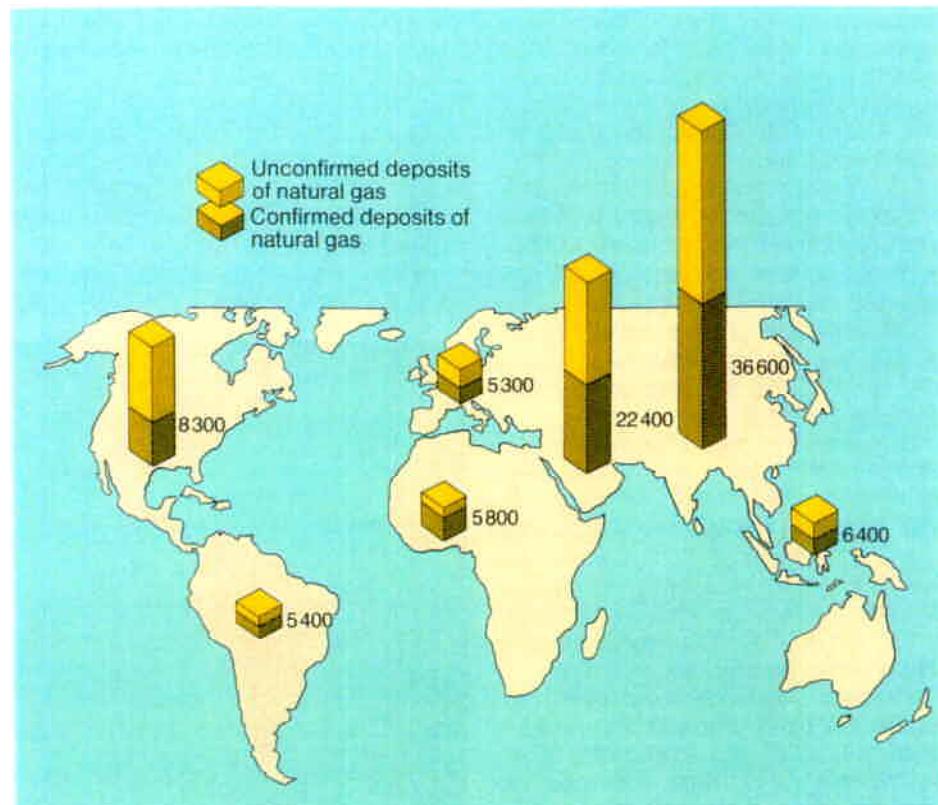
In Western Europe, the use of natural gas gathered momentum when Dutch, British and later Danish and Norwegian gas deposits were discovered in the North Sea. Natural gas comprises ca. 15% of primary energy, i.e. ca. 200  $Gm^3$  in 1984. Consumption increases relatively slowly.

Denmark has its own gas fields in the North Sea. Production was started in 1984. The gas is used partly for home consumption and partly for export.

Finland has no natural gas resources but was nevertheless the first Nordic country to use it, in 1974. Natural gas is imported from the Soviet Union.

Norway has the biggest natural gas deposits in Western Europe but it is still not used in the country itself. Production got under way in 1977, since when all the gas has been exported to the Continent and to Great Britain. Norway is the world's third largest exporter of natural gas.

Sweden has no natural gas resources of its own, but drilling is at present under way on a deep gas project. Sweden started using natural gas in 1985. This gas is imported from Denmark.



# Gas in the countries

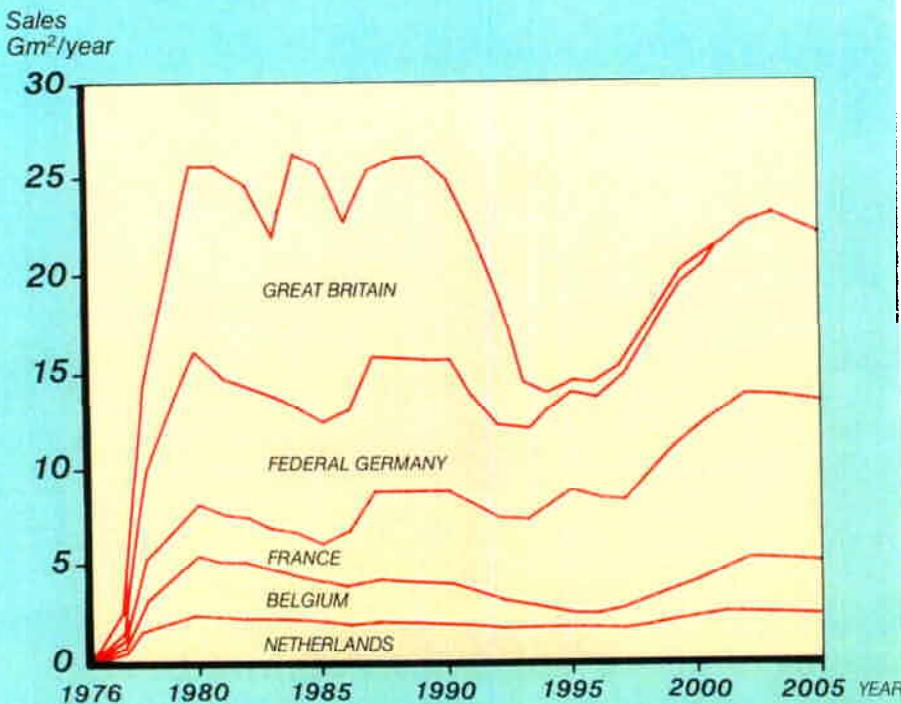


Figure 1 The world's natural gas resources in billion cu.m (Source: Petroleum Economist, 1984)

Figure 2 Forecast expansion of the Danish natural gas market

Figure 3 Forecast sales development of Norwegian natural gas

## Natural gas resources and delivery terms

Natural gas is found in separate fields but is also found where there are oil deposits.

Figures are available on the volume produced, confirmed reserves and potential further resources. By confirmed resource is meant detected or reliably demonstrated volumes that can be exploited commercially using available technology. Rising gas prices and improved extraction methods may increase reserves. Potential further resources include deposits not confirmed by reliable methods and those where there is greater doubt whether they can be extracted.

## Denmark

The Danish natural gas deposits are situated under the Continental Shelf, ca. 200 km West of Esbjerg. The largest field is Tyra. Since start-up in 1984, natural gas production has reached over 3 Gm<sup>3</sup>. Output has increased rapidly and will reach a level of 2.5 Gm<sup>3</sup> per annum in 1987.

According to the Danish Energy Agency, confirmed reserves amount to 90 Gm<sup>3</sup>, which means that an annual production volume of 2.5 Gm<sup>3</sup> can be maintained for nearly 40 years. Unconfirmed further resources are reckoned to be twice the size of the confirmed reserves.

## Norway

Deliveries from the Norwegian part

of the Continental Shelf started in 1977. Up to 1980, production grew until it reached ca. 25 Gm<sup>3</sup> per annum and has been fairly steady since then. From about 1990 onwards gas deliveries will gradually decrease to about 15 Gm<sup>3</sup> per annum. This decline will be short-lived, however, and by 1993 deliveries will increase once more to regain the level of 25 Gm<sup>3</sup> per annum by the turn of the century. This increase is linked to the recent agreement on deliveries of natural gas to the European Continent from the Troll and Sleipner fields.

The agreement involves sales to buyers on the European Continent of ca. one third of the total 1200–1300 Gm<sup>3</sup> from the Troll field and ca. 200 Gm<sup>3</sup> from the Sleipner field. It is planned to increase production to 19.3 Gm<sup>3</sup> per annum at the turn of the century. Investments for the projected development, including transportation systems, amount to ca. NOK 60 billion at 1986 price levels. The project thus calls for exceptionally large financial investment and constitutes an enormous technological challenge. The option of extending deliveries up to 35 Gm<sup>3</sup> per annum has been left open.

Confirmed Norwegian natural gas reserves which can be extracted profitably using available technology are so great that it should be possible to maintain the present production of ca. 25 Gm<sup>3</sup> per annum for 115 years.

According to the Norwegian Petroleum Directorate, confirmed reserves amount to the following approximate figures:

Planned development south of 62°	1,500 Gm <sup>3</sup>
Unplanned development south of 62°	1,100 Gm <sup>3</sup>
Haltenbanken	300 Gm <sup>3</sup>
Tromsøflaket	200 Gm <sup>3</sup>
Total	31,000 Gm <sup>3</sup>

Various ways of developing the gas deposits at Haltenbanken are being assessed. Because of the limited size of the field, its remoteness from traditional gas markets and the great depth of the sea, careful coordination will be necessary and measures will have to be introduced to reduce costs if the resources are to be optimally exploited. At present it is estimated that gas may be available from the area around 1995. Electrical power production for the Nordic market is one of the options being looked into.

# Nordel 1986

Estimates for the extraction of gas from the Tromsøflaket cast doubt on its profitability with present day prices and technology. It is considered unlikely that this will be developed before the turn of the century.

## The Swedish deep gas project

The conventional theory is that oil and gas are formed through the break down of organisms, plants and animals that lived several hundred million years ago. The conversion has taken place slowly under the influence of pressure and high temperatures.

According to the 'deep gas theory', methane was formed under high pressure and temperature and released from the depths of the earth to collect in the earth's crust at places where the conditions are favourable. This process has been going on ever since the world began. This theory is supported by the large quantities of methane observed on planets with no biological life.

Gas is light-weight and tends to rise through the cracks in the rock. A tight rock layer may act as a cap and prevent its escape. Porous rock under a cover may form a reservoir for gas. If the reservoir is sufficiently large, extraction may be economically viable.

The Swedish State Power Board has been studying the possibility of applying the deep gas theory since 1982. Eventually the Silja ring, ca. 250 km north west of Stockholm, was chosen as the most likely spot for further investigation. It was here that Europe's biggest known meteorite fell, and could have created an area of crushed bedrock likely to form reservoirs.

A drilling rig was acquired and drilling started on July 1, 1986.

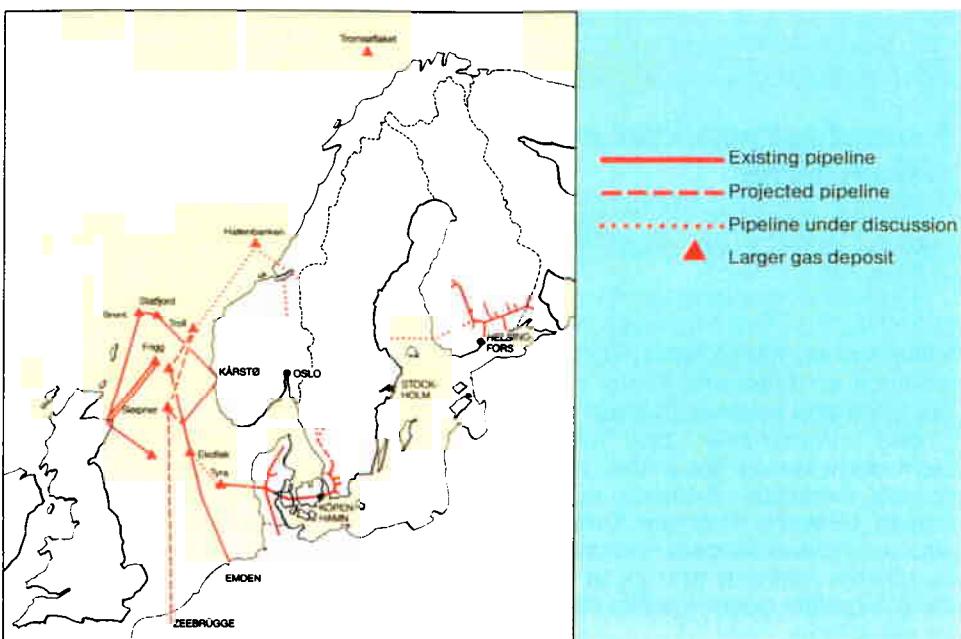
In parallel with the drilling, extensive sampling and measurements are being carried out.

At the turn of 1986/87 drilling had reached a depth of ca. 5 km but no commercial deposits had been discovered. It was decided to use the drilling equipment to full capacity and go down to a depth of ca. 7.5 km.

## Delivery terms for natural gas

The extraction and transportation of natural gas from source to consumer calls for huge investments. Transactions involving gas are typified by long-term agreements, often covering periods of 20-25 years. There are few parties involved on either the selling or buyer sides.

The price of natural gas is determined internationally according to market considerations, whereas, generally,



# Nordel 1986

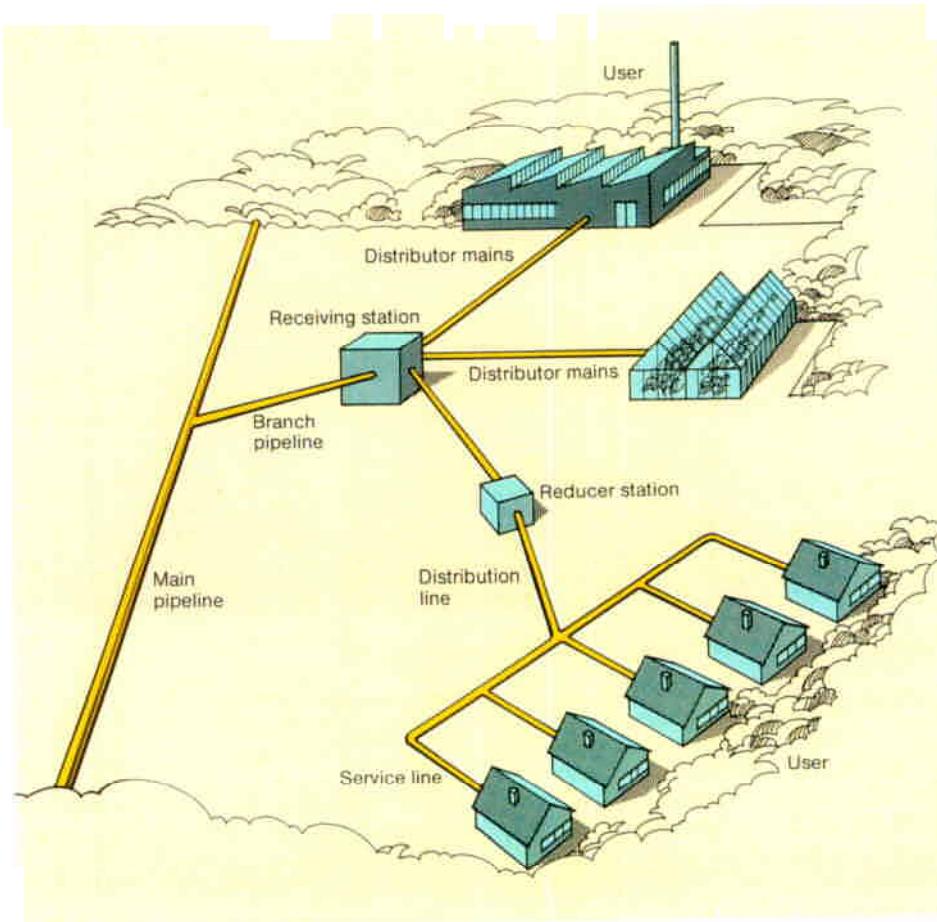


Figure 4 The drilling tower ag Gravberg

Figure 5 The Nordic natural gas system including projected networks and extensions still under discussion

Figure 6 Schematic diagram showing a natural gas pipeline system

in the energy industry pricing is determined by cost structure. A price which is competitive from the user's point of view may be taken as a starting point, and the requisite transportation and storage costs within the country concerned are subtracted. This provides a basis for calculating what price the recipient country can pay. The real price is then determined through negotiations.

The price of natural gas is usually tied to price developments in competing forms of energy, primarily oil. It now seems to be accepted, too, that international agreements must be renegotiable if there are major changes in the competitiveness of different forms of energy. The gas industry considers that through

such measures it will be possible to maintain competitiveness on the energy market in the long term.

Apart from price, important sections of gas contracts cover total volume, load factors and the length of the agreement. Contracts also contain outlines of how the deliveries are to build up at the beginning of the agreement and how they are to fall off at the end.

To reduce the cost per energy unit, fairly steady extraction is necessary, and this is expressed in the demand for a high load factor. A recipient country can affect the load factor by allowing pressure in the high pressure system to drop during low load peaks. Even greater control is achieved by having some

load units that can be switched off, by having load units that are only turned on during low load periods, and by seasonal storage. In Denmark they use washed salt quarries for storage and in Sweden they are considering storage in deep, underground rock chambers. The best results are obtained if exporting and importing countries get together to optimize the load equalization.

In natural gas agreements, the seller undertakes to maintain a specified quality and specified pressure.

## Transportation of natural gas

Natural gas is usually transported through pipelines and, under high pressure, can be carried great distances. Very extensive transportation systems have been in use for many years, e.g. in North America and Europe.

Following development work done in the past few years, Finland has an extensive network of main pipelines covering the southern parts of the country. In the course of a short time Denmark has built up a network of main pipelines covering, in principle, the whole of Denmark with links to Sweden and West Germany. Norway has sturdy underwater pipelines to Great Britain, West Germany and the Norwegian mainland. In Sweden the first sections of a pipeline system are in use in the southern part of the country, and construction work is going on to extend it to Gothenburg. Figure 5 shows the present extent of the pipeline system as well as projected extensions and development under discussion.

The most important form of transportation for natural gas other than through a pipeline is in the form of LNG (Liquefied Natural Gas).

One potential way of transporting the energy is to convert the gas to electricity which is then transmitted via electrical supply lines.

The main pipeline and the distribution mains are of rust-proof steel piping which on land is laid directly in drained earth and at sea is encased in concrete for protection and anchorage. Compressor stations are built beside the pipelines to drive the gas onwards. Up to now, however, they have been driven at 30–35 bars in the Nordic countries. To allow repairs, etc., pipelines are divided into sections with cut-off valves.

The gas volumes are measured on arrival at the receiving station where pressure is also reduced to a level suited to the distribution network, usually 4–16 bars. A strong, evil-smelling sub-

# Nordel 1986

stance is also added to the gas to warn of leakages in the low-pressure network.

From the receiving station, the natural gas is dispatched via distribution mains to large gas users, e.g. industries, which need higher gas pressures than small users, e.g. residential areas. The distribution mains also feed reducer stations where the pressure is further reduced before being fed into the distributor line and power circuits. The piping used in the distribution mains and the distributor networks are usually of polyethylene and are 30–200 mm in diameter. Service lines to domestic users are usually 25 mm in diameter and often have an excess pressure of only 0.1 bars. Gas supplies are measured both at the receiving station and at the individual user's.

Transmission through pipelines involves practically no loss. The only energy used is that needed for the compressor, receiving and control stations.

The transportation of natural gas by pipeline has little effect on the environment. Land usage is substantially less than for electrical cables, for example. As the pipelines are normally laid underground, they have no effect on the visual environment, though in forested areas a passage must be kept clear above the pipeline. In arable land, on the other hand, the encroachment is quite unnoticeable because there is no restriction on using the ground above the pipeline.

## Liquid Natural Gas (LNG) transportation

The possibility of LNG arises where large quantities of energy have to be transported and there is no alternative. The costs of terminals at both ends are very high. LNG is transported in special ships constructed to withstand temperatures down to at least  $-161^{\circ}\text{C}$ , which is the condensation point of methane, the main component of natural gas.

Of the world's total natural gas consumption in 1984, ca. 3% was converted to LNG. In the Nordic countries it is principally for the deposits beyond and north of the northernmost part of Norway that the question of transporting natural gas in the form of LNG arises.

## Transportation after conversion to electricity

Where relatively small quantities of energy have to be transported from fields that are not linked to an existing transportation system, transmission in the form of electricity may be an interesting alternative.



**Figure 7 Laying a natural gas pipeline in forested ground**

For large quantities of energy and long distances, high voltage direct current (HVDC) may be considered. This also applies in sea to shore transportation when the electricity production takes place on an offshore rig. In other cases transmission by alternating circuit is probably a better choice. Another option is linking up to existing electricity networks.

## The market situation for natural gas

### Organizational structure

In Denmark, gas is extracted by Danish Underground Consortium, DUC, which is owned by A.P. Møller, Shell and Texaco. DUC sells its entire output ex production rig to the state-owned company D.O.N.G. A/S, owners of the whole of the now completed mains network, who resell the gas. Retail distribution is handled by the regional municipal companies.

In Finland the State-owned oil company Neste buys gas from the Soviet Union, and builds and maintains the main and regional pipe networks. Neste sells gas to major industries, major power stations and to power stations. Retail distribution is handled by the municipal power stations.

Most of the international oil companies have a hand in the extraction of gas from the Norwegian Continental Shelf. Three Norwegian companies also participate, the State-owned Statoil, the semi State-owned Norsk Hydro, and the private company Saga. By order of the Norwegian government, Statoil has holdings in all gas fields and plays a coor-

dinating role in the selling of natural gas. Statoil also bears the main responsibility for the Norwegian main pipeline network.

Swedegas AB, in which the Swedish State Power Board is the majority shareholder, handles gas imports to Sweden and owns the main pipeline. Other part owners are Statoil, Shell and DONG. Coordination in southern Sweden is taken care of by Sydgas Ab, a semi-State-owned regional company in which Sydkraft and the larger municipalities concerned also have holdings. On the West Coast there is a regional company, Västgas Ab, owned by Swedegas. Local distribution is handled by the municipal energy companies and/or the regional gas companies.

### The properties of natural gas

The properties of gas are associated with its chemical composition. Natural gas is a mixture of various hydrocarbons with methane as the main constituent. The methane content of Danish and Norwegian gas is ca. 90%, the remaining 10% being heavy hydrocarbons. The methane content of Soviet gas is ca. 99%. The gas also contains small quantities of carbon dioxide, nitrogen and sulphur with traces of metals. Natural gas contains very small quantities of impurities compared with other fuels. The energy content of natural gas is  $10-11 \text{ kWh/m}^3$  at atmospheric pressure. The low energy density compared with oil means that storage of natural gas is expensive.

Natural gas is non-poisonous. It is lighter than air and rises when it leaks. A

# Nordel 1986

mixture of air and natural gas can under certain circumstances be explosive.

With few exceptions natural gas can be used for all kinds of combustion. As an energy form, gas simplifies the design of combustion appliances and is easy to regulate.

## Official requirements for natural gas

The requirements made by the authorities for natural gas are mainly concerned with safety and the environment. Collective safety regulations have yet to be established for the Nordic countries and each sets its own conditions.

The authorities can influence the market situation for natural gas through the structure of energy taxation.

## Use of natural gas

Use of natural gas in the Nordic countries in 1986 amounted to 2.6 Gm<sup>3</sup>, distributed as follows:

Denmark 1.2 Gm<sup>3</sup>

Finland 1.2 Gm<sup>3</sup>

Norway 0 Gm<sup>3</sup>

Sweden 0.2 Gm<sup>3</sup>

Percentage distribution over different user groups was as follows:

	Industry	District heating	Retail consumers
Denmark	33%	37%	30%
Finland	80%	19%	1%
Sweden	80%	—	20%

Gas used for electricity production in Denmark and Finland is included under industry and district heating.

In Denmark DUC has reached the planned production level of 2.5 Gm<sup>3</sup> per annum, 0.2 Gm<sup>3</sup> of which is exported to Sweden and 0.6 Gm<sup>3</sup> to West Germany. Actual developments indicate that distribution will be greater than originally anticipated. By the year 2000 it is estimated that consumption in Denmark will be ca. 2.3 Gm<sup>3</sup>. Development among the various user sectors is shown in Figure 2.

In Finland, consumption in 1987 is expected to reach 1.6 Gm<sup>3</sup>, an appreciable increase over earlier figures which is attributable to the extension of the pipeline system during 1986. By the year 2000 consumption is expected to increase to 2.5–3.0 Gm<sup>3</sup>. During recent years natural gas has accounted for 3% of energy consumption and at the turn of the century will probably represent 10%. Industry's share will drop, while that of district heating will increase. The proportion used for electricity production will probably remain unchanged.

In Norway large-scale electricity production using natural gas is planned for introduction during the first half of the 1990s. Later, other markets may also be developed, initially in Eastern Norway.

In Sweden an agreement was concluded at the turn of 1986–87 for delivery from Denmark to the West Coast area of 200 million m<sup>3</sup> (Mm<sup>3</sup>) per annum with the option of further deliveries. In 1987 the main pipeline is already completed up to Falkenberg, and will reach Gothenburg in 1988. The pattern of consumption is expected to be much the same as in 1986. In central Sweden, from Gothenburg up towards Stockholm and Gävle, preparations are under way for the introduction of natural gas. This area represents about half the Swedish energy market and predictions point to a possible initial market volume for natural gas of 700–900 Gm<sup>3</sup> per annum. Swedegas's target is to reach Central Sweden in 1992 at the latest. Distribution to district heating and combined power and heating plants would increase the market considerably, as would large-scale gas-based electricity production to replace nuclear power.

Natural gas can even be used as fuel in motor vehicles. This is being done in some countries. An entirely new application is the use of a natural gas-powered combustion engines for running heat pump compressors.

In industry, natural gas can be used as a raw material in certain processes, for example in producing methanol and ammonia, or as a reduction agent in the production of iron sponge.

## Natural gas for electricity production

The first requirement for natural gas for use in electrical power supplies is that it is accessible and competitive compared with the alternatives.

To convert existing power stations to natural gas requires only minor investment in new burner equipment. Otherwise the decision will rest on a fuel price comparison revealing a relatively low acceptable price for gas.

For new power stations gas firing generally means considerably lower costs for equipment than with competing solid fuels. This is because in gas power stations the equipment for fuel handling is considerably simpler, smaller boilers are required, and possibly different, less expensive technology. In this case the acceptable gas price will be higher.

Incorporation of the completed gas-fired power station into the energy sys-

tem depends on the running costs compared with other forms of energy. Relatively high fixed costs and low running costs allow high capacity uptake in power stations.

The environmental aspects of gas – it is practically free of sulphur and trace elements and has a low nitrogen content – make it attractive as a fuel for electricity production. No less important is public opinion, which is often strongly opposed to new production units and would probably accept gas-fired power stations more easily.

Sinking oil prices and the consequent decline in the price of gas during recent years have made natural gas a more attractive alternative power station fuel. Gas from fields that are remote from existing markets and transportation systems may be of particular interest for electricity production.

There are various ways of localizing natural gas-based electricity production.

- Production at or immediately adjacent to a gas drilling platform, transmission ashore by cable and from there by power cable
- Production at the shore site and transmission by power cable
- The gas is transported to the consumer area in pipelines where it is used for electricity production and other purposes.

The following is a short summary of the different types of power stations suitable solely for gas firing under Nordic conditions.

### Technical solutions

In its simplest form a *gas turbine plant* consists of a generator coupled to a gas turbine. Investment costs are low, SEK 2000–3000/kW. The plant is compact and quick to build. On the other hand its efficiency ratio is only in the region of 30%, which means that running costs are high. Consequently the plant is best suited for peak periods and reserve power production.

*Gas fired conventional condensing power stations* require considerably greater investments than gas turbine power stations, ca. SEK 500–5500/kW. The efficiency ratio of a condensing power station is, on the other hand, substantially greater, ca. 40%. For this reason condensing power stations are more suitable for base-load production.

A *gas 'combi' power station* (*combined cycle process*) is an even more economic solution than the gas fired condensing power station. 'Combi' stations consist of a combination of gas turbine and steam power plants. The installation may also be equipped with

# Nordel 1986

afterburners. The investment required is ca. SEK 4000–4500/kW. The overall efficiency ratio of the plant is 45–50%. 'Combi' power stations are the optimum solution for base-load production using gas.

All of the above processes can also be used for combined electricity and heating production, both in industry and for district heating purposes. This will increase the efficiency ratio to 80–90%. Particularly for smaller plants, a diesel power station with a waste heat boiler is a possible alternative.

For a given heating requirement, a 'combi' gas installation can generate twice or even more of the electricity produced by a steam process. In Finland there is a ca. 150 MW power station of this type at Mertaniemi, Lappeenranta.

If the contract calls for a constant supply of gas throughout the year, this will have repercussions on the regulation of the electrical system. To achieve a steady gas output and electricity production adjusted to load, large gas storage facilities can be constructed. Another possibility is to have power stations in which gas is supplemented by other fuels, the so-called bivalent operation.

## Gas power stations in the Nordic countries

In Denmark three coal/oil fired power stations have been converted to gas firing. The stations concerned are Kyndbyværket (condensing) 265 MW, Fynsværket, 285 MW, and Svanemølleværket, 135 MW, (the last two combine power and heating). In addition extensive work is going on at a number of small-scale power and heating stations for natural gas.

In Finland there were about ten power stations using natural gas as fuel in 1986, with a total output of ca. 650 MW. Some of these were originally built for gas firing, while others were previously oil fired and have been converted to gas. Besides the Mertaniemi 'combi' process power station at Lappeenranta which produces ca. 150 MW and has in addition a 34 MW gas turbine, the larger plants in operation are a 155 MW condensing power station at Mussalo, near Kotka, and a 40 MW gas turbine power heating station in Lahti. Natural gas based electricity production in 1986 amounted to 1.7 TWh. It has also been decided to build three new natural gas fired power stations for a total output of ca 230 MW. All are combined heat and power plants. The largest will be 132 MW combined heat and power station at Tampere. In addition, several other new gas fired power stations are planned. It



Figure 8 'Combi' power station at Mertaniemi, Lappeenranta

is reckoned that at the beginning of the 1990s the total natural gas based electricity output will exceed 1250 MW. All the new power stations will produce both electricity and heating.

In Norway Statkraft and Statoil have combined forces to build a gas fired 'combi' power station at Kårsto, Rogaland. Planned output is 700 MW and annual production ca. 5 TWh. The power produced by this plant will be fed into the Norwegian national network. Norsk Hydro also plans to build a gas power station in the same region to produce energy destined primarily for the group's own industries. Studies are also being made concerning the development of gas power at Trøndelag based on the Haltenbanken field.

In Sweden natural gas is not yet being used for the production of electricity. The plans most immediately likely to be implemented are those for using gas as fuel in CHP-stations. These concern both conversion to gas firing in plants now using other fuel, and the construction of completely new units. Natural gas may also be pertinent for large scale electricity production in the context of nuclear power phase-out.

## Conclusions

It is predicted that as an energy raw material natural gas is going to be of greatly increased significance to Nordic

energy supplies. It is nevertheless important to view natural gas in the context of one energy raw material among many: bearing in mind environmental demands, it is economic competitiveness that should determine the role of natural gas in the energy system of the future.

As far as the use of natural gas for electricity production is concerned, its significance as a supplementary fuel may increase in the future, both in existing and new power stations, and also as fuel in new gas-fired power stations.

It is important that natural gas should be incorporated into the future Nordic energy system to achieve optimal exploitation of resources. Active coordination between electricity and gas schemes is of the utmost importance.

In the individual Nordic countries extensive R & D work in the field of natural gas is going on regarding storage, transmission, distribution and consumption. Action is now being taken to coordinate the efforts of the different countries, possibly with a circulating secretariat along the lines of Nordel.

The Nordic region occupies a strategic position between the major gas resources in the North Sea and Siberia. A pan-Nordic network linking up the Nordic countries with the Soviet Union and West Germany is an interesting vision for the future. It would offer the same kind of advantages as those produced by the Nordel cooperation.

# Statistik Statistics

## Innehåll/Contents

Definitioner	Definitions
Enheter	Units
Symboler	Symbols
Installerad effekt	Installed capacity
Det nordiska högspänningssnätet	The grid system in the Nordel countries
Elproduktion	Electricity production
Elenergiutbytet	Power exchange
Elförbrukning	Electricity consumption
Prognoser	Forecasts

# Statistik / Statistics

## Definitioner

I Nordels definitioner har de använda uttrycken följande betydelse:

**Installerad maskineffekt** i en kraftstation anges i MW och är summan av de enskilda aggregatens nominella effekt.

**Överföringsförmåga** för en kraftledning är den effekt i MW, som ledningen med hänsyn till en eventuell begränsning härrörande från de anslutna anläggningsdelarna kan överföra under normala förhållanden.

**Elproduktion** anges i GWh och är den produktion, som vederbörlande land uppgär i sin officiella statistik.

**Mottrycksproduktion** är elektrisk energi, som produceras i en turbogenerator med ånga, som efter turbinen används till ett annat ändamål än elproduktion, till exempel fjärrvärme, industriånga etc.

**Kondenskraftproduktion** är elektrisk energi, som produceras i en turbogenerator med ånga, som efter turbinen kondenseras så att ångans energi uteslutande utnyttjas till elproduktion.

**Import och export** av elektrisk energi anges i GWh och är de energimängder, som avräknas som köp och försäljning mellan de respektive länderna. Nettoimport är skillnaden mellan import och export.

**Bruttoförbrukning** av elektrisk energi anges i GWh och är summan av elproduktion och nettoimport.

**Nettoförbrukning** av elektrisk energi anges i GWh och är summan av de energimängder, som är levererade till och uppmätta hos förbrukarna samt de energimängder, som produceras i industrien för eget bruk.

**Förluster** är skillnaden mellan bruttoförbrukning och nettoförbrukning.

**Tillfällig kraft till elpannor** är elektrisk energi, som används för framställning av ånga eller hetvatten i stället för olja eller annat bränsle, och som levereras på speciella villkor.

**Magasinskapacitet** för ett vattenmagasin anges i GWh som den energimängd, som kan produceras i de nedanför liggande kraftverken vid en engångstömning av fullt magasin.

**Magasinsinnehåll** vid en given tidpunkt anges i GWh som den energimängd, som kan produceras i de nedanför liggande kraftverken av magasinet vatteninnehåll över lägsta reglerade vattentillstånd.

**Magasinsfyllnadsgård** vid en given tidpunkt anges i procent som förhållandet mellan magasinsinnehåll och magasinskapacitet.

## Definitions

Used expressions have the following meanings according to Nordel's definitions.

**Installed capacity** is the installed generating capacity of a power station given in MW and constitutes the arithmetic sum of the rated capacity of the units installed.

**Transmission capacity** is the rated capacity in MW of a line with due regard taken to the limits imposed by the transformers connected to it.

**Electricity production** is given in GWh and represents that output the individual countries officially report.

**Back-pressure production** is the production of electric energy by a generator set driven by steam which, when discharged from the turbine, is applied for a purpose irrelevant to power production (such as district heating, process steam etc.)

**Condensing power production** is defined as the output from a turbogenerator set operated by steam that is expanded in a cooling water condenser to enable the steam to be utilized exclusively for electric power generation.

**Imports and exports** are the exchange of power given in GWh for the commercial blocks of power delivered or received by the individual countries. Net import is the difference between import and export.

**Gross consumption** of electric energy is given in GWh and is the sum of domestic production and net import.

**Net consumption** of electric energy is given in GWh and is the sum of the power delivered to and metered at the consumers as also the power produced by industry for its own consumption.

**Losses** are defined as the difference between gross consumption and net consumption.

**Excess power to electric boilers** is defined as intermittent deliveries of temporary surplus power for raising steam or district heating in electric boilers on terms agreed on by the parties concerned.

**Storage capacity** of a reservoir is given in GWh and is equivalent to the power that is expected to be generated by all downstream power stations by full discharge of the impounded water.

**Storage contents** of a reservoir at certain times is indicated in GWh as being the quantity of energy which can be extracted from the water contents above the lowest regulated water level at all power stations below the reservoir.

**Rate of storage contents** at given time is given as a percentage of the total reservoir capacity in terms of GWh.

# Nordel 1986

---

## Enheter

### Effektenheter

<b>kW</b>	= kilowatt
<b>MW</b>	= megawatt = 1000 kW
<b>kVA</b>	= kilovoltampere
<b>MVA</b>	= megavoltampere = 1000 kVA

### Energienheter

<b>J</b>	= joule
<b>kJ</b>	= kilojoule = 0,24 kcal
<b>TJ</b>	= terajoule = $10^{12}$ J = 23,9 toe
<b>PJ</b>	= petajoule = $10^{15}$ J
<b>kWh</b>	= kilowattimme = 3600 kJ
<b>MWh</b>	= megawattimme = 1000 kWh
<b>GWh</b>	= gigawattimme = 1 million kWh
<b>TWh</b>	= terawattimme = 1000 GWh = 1 miljard kWh
<b>Mtoe</b>	= 1 miljon-toe-olje ekvivalent motsvarar 11,63 TWh

## Units

### Power Units

<b>kW</b>	= kilowatt
<b>MW</b>	= megawatt = 1000 kW
<b>kVA</b>	= kilovoltampere
<b>MVA</b>	= megavoltampere = 1000 kVA

### Energy Units

<b>J</b>	= joule
<b>kJ</b>	= kilojoule = 0.24 kcal
<b>TJ</b>	= terajoule = $10^{12}$ J = 23.9 toe
<b>PJ</b>	= petajoule = $10^{15}$ J
<b>kWh</b>	= kilowatt-hour = 3600 kJ
<b>MWh</b>	= megawatt-hour = 1000 kWh
<b>GWh</b>	= gigawatt-hour = 1 million kWh
<b>TWh</b>	= terawatt-hour = 1000 GWh = $10^9$ kWh
<b>Mtoe</b>	= 1 million tons of oil equivalent corresponds to 11.63 TWh

## Symboler

- ≈ Ungefärligt värde
- Värdet noll
- Uppgift inte tillgänglig eller alltför osäker att anges
- Uppgift kan inte förekomma

## Symbols

- ≈ Approximate value
- Value zero
- Data not available
- Category not applicable

# Nordel 1986

## Installerad effekt

Den sammanlagda installerade effekten i Nordelländerna steg under 1986 med 965 MW till 78 909 MW. Den installerade effekten i vattenkraftstationer utgjorde ca 55%. I Sverige och Finland fanns vid årets utgång totalt 11 958 MW kärnkraft.

Fördelningen mellan vatten- och värmekraft är mycket olika Nordelländerna emellan. I Danmark används enbart värmekraft och i Norge nästan enbart vattenkraft. På Island domineras vattenkraften medan Sverige har ungefär lika stor effekt installerad i vatten- och värmekraft. I Finland utgör värmekraften drygt tre fjärdedelar av den installerade effekten.

**Fig. S1 Installerad effekt 31.12.1986 och korresponderande medelårsproduktion för installerad vattenkraft och vindkraft**

Installed capacity on Dec. 31, 1986 and corresponding average-year production by hydro power and wind power

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vattenkraft, MW	8	2 548	752	24 382	15 813	43 503
Hydro power, MW						
Medelårsproduktion, GWh	20	11 950	4 200	103 252	62 508	181 930
Average-year hydro production, GWh						
Vindkraft, MW	50	0	0	0	5	55
Wind power, MW						
Medelårsproduktion, GWh	100	0	0	0	10	110
Average-year production, GWh						
Värmekraft, MW	8 207	9 382	170	311	17 282	35 351
Thermal power, MW						
Därav, MW						
mottryck, fjärrvärme konv. back-pressure, district heating conv.	362	1 907	•	•	2 485	4 754
mottryck, industriell back-pressure, industry	•	1 790	•	198	823	2 811
kondens, process condensing, process	•	120	•	54	•	174
kondens, kärn condensing, nuclear	•	2 310	•	•	9 648	11 958
kondens, konventionell condensing, conventional	7 545 <sup>2)</sup>	2 435 <sup>2)</sup>	19	24	2 667	12 690
gasturbin, diesel gas turbine, diesel	300	820	151 <sup>4)</sup>	35	1 659	2 964
Totalt installerad effekt						
Total installed capacity						
1986 MW	8 265	11 930	922 <sup>4)</sup>	24 693	33 100	78 909
1985 MW	8 229	11 788	921 <sup>4)</sup>	23 803	33 203	77 944
Nytillskott under 1986, MW <sup>1)</sup>	68	257	1	892	321	1 538
Additions in 1986, MW						
Bortfall under 1986, MW	32	115 <sup>3)</sup>	0	2	424 <sup>5)</sup>	573
Retirements in 1986, MW						

<sup>1)</sup> Värdena inkluderar vindkraft idrifttagen 1986 och tidigare.

Incl. wind power taken into operation in 1986 and earlier.

<sup>2)</sup> Ink. kondens turbiner med uttag för fjärrvärme.

Incl. condensing turbines with some steam drawn for district heating

<sup>3)</sup> Konvertering av Naantali från kondens- till kraftvärmeverk

Conversion of the Naantali condensing power station to CHP-station

## Installed capacity

In 1986 the total net capacity in the Nordel countries increased by 965 MW to 78 909 MW. Of the total capacity 55% consisted of hydro power. The nuclear capacity was 11 958 MW.

In Nordel the distribution of hydro and thermal power differs considerably. In Denmark the generating plants are almost entirely thermal, whereas in Norway they are hydro. Hydro power dominates in Iceland, while Sweden has an equal amount of thermal and hydro installations. In Finland thermal power amounts to more than 3/4 of the installed capacity.

<sup>4)</sup> Härav geotermisk kraft 41 MW

Of which geothermal power 41 MW

<sup>5)</sup> Redovisat bortfall beror på reviderade uppgifter om värmekraft.

De har i verkligheten inträffat under en längre tidsperiod

Reported retirements are due to revised data on thermal power.

Retirements have occurred during a long period of time

# Nordel 1986

**Fig. S2 Nya aggregat tagna i drift under 1986**

Kraftslag/ kraftstation Power category/plant	Nyinstalltion under 1986 New units taken into operation			Totalt 31.12.1986 Total	
	Antal aggr. Number of units	Ny effekt New capacity	Ökning av medelårsprod. <sup>1)</sup> Increase in average-year production <sup>1)</sup> GWh	Tot. inst. effekt Total installed net capacity	Total medel- årsprod. <sup>1)</sup> Total average- year production <sup>1)</sup> GWh
<b>Danmark</b>					
Vattenkraft Hydro power	-	-	-	8	20
Vindkraft <sup>2)</sup> Wind power	••	••	••	50	100
Konv. värmekraft Conv. thermal power	2	18	o resp. k/g	8 207	•
<b>Finnland</b>					
Vattenkraft Hydro power	-	-	-	2 548	11 950
Konv. värmekraft Conv. thermal power	4	257	•	7 072	•
Jyväskylä	1	80	t	115	t
Joensuu	1	52	t	52	t
Naantali 2, kraftvärm	1	85	k	285	k
Naantali 2, kondens	-1	-115	k		
Kymijärvi	1	40	k/g	190	k/g
Kärnkraft Nuclear power	-	-	-	2 310	•
<b>Island</b>					
Vattenkraft Hydro power	-	-	-	752	4 200
Konv. värmekraft Conv. thermal power	-	-	-	170	•
<b>Norge</b>					
Vattenkraft Hydro power	••	892	833	24 382	103 252
Ulla-Førre	5	807	564	2 057	3 810
Eikelandosen	1	30	81	30	81
Konv. värmekraft Conv. thermal power	-	-	-	311	•
<b>Sverige</b>					
Vattenkraft Hydro power	9	123	333	15 813	62 508
Laxede G3	1	70	20	200	835
Vindkraft <sup>2)</sup> Wind power	••	••	••	5	10
Konv. värmekraft Conv. thermal power	-	-	-	7 634	•
Kärnkraft Nuclear power	-	193	•	9 648	•
Forsmark	-	126	•	2 976	•
Barsebäck	-	57	•	1 197	•

<sup>1)</sup> Endast för vattenkraft och vindkraft. För den konventionella värmekrafen anges bränsleslag  
(o = olja, k = kol, g = gas, t = torv, a = avfall).

Only for hydro power and wind power. For new conv. thermal power type of fuel is stated: (o = oil, k = coal, g = gas, t = peat, a = garbage, waste)

<sup>2)</sup> Vindkraft har tidigare inte varit med i redovisningen

Wind power has not previously been included in the report

# Nordel 1986

**Fig. S3 Beslutade större kraftstationer**  
Decided larger power plants

Kraftslag/ kraftstation Power category/plant	Totalt inst. nettoeffekt 31.12.1986 Installed net capacity	Medelårs- prod. <sup>1)</sup> 31.12.1986 Average- year production <sup>1)</sup>	Beslutad nyinstallation Decided new plants			
			Antal aggr. Number of new units	Ny effekt New capacity	Ökn. av medelårsprod. <sup>1)</sup> Increase in average year production <sup>1)</sup> GWh	Beräkn. idrifttagn. Estimated commissioning
	MW	GWh		MW		
<b>Danmark</b>						
Konv. värmekraft						
Conventional thermal power						
Amagervärvaret B3	256	k/o	1	250	k/o	1989
Avedørevärket B1	—	—	1	250	k/o	1991
Fynsvärket B7	537	k/o/g	1	350	k	1991
Vestkraft B8	528	k	1	350	k	1992
<b>Finland</b>						
Vattenkraft						
Hydro power						
Tainionkoski	42	330	1	18	20	1989
Konv. värmekraft						
Conv. thermal power						
Tampere	128	•	1	132	g	1988
Vantaa	62	•	1	62	g	1989
Kajaani	—	—	1	55	t	1989
Haapavesi	—	—	1	150	t	1989
<b>Island</b>						
Vattenkraft						
Hydro power						
Blanda	—	—	3	150	750	1991
<b>Norge</b>						
Vattenkraft						
Hydro power						
Ulla-Forre	2 057	3 810	—	0	784	1987
Skarje	—	—	1	150	275	1987
Myster	—	—	1	107	300	1987
Alta	—	—	2	150	626	1987/88
Kobbely	—	—	2	300	710	1987/88
Dokka/Torpa	—	—	2	194	553	1988/90
Jostedal	—	—	2	270	877	1989/91
<b>Sverige</b>						
Vattenkraft						
Hydro power						
Vargfors G2	70	395	1	62	0	1987
Porsi G3	175	1 146	1	95	20	1987
Kymmen	—	—	1	55	58	1987
Gallejaur G2	115	626	1	101	0	1988
Sikfors	6	47	1	34	135	1989
Konv. värmekraft						
Conv. thermal power						
Värtan	433	0	2	128	k <sup>2)</sup>	1990
Kärnkraft, effekthöjningar						
Nuclear power, power extensions						
Ringhals B1	3 380	•	—	65	•	1987
Forsmark B2	2 976	•	—	24	•	1987
Oskarshamn B2	2 095	•	—	7	•	1987
Barsebäck B2	1 197	•	—	7	•	1988

<sup>1)</sup> Endast för vattenkraften. För den konventionella värmekrafen anges bränsleslag (o = olja, k = kol, g = gas, t = torv, a = avfall).

Only for hydro power. For new conv. thermal power type of fuel is stated: (o = oil, k = coal, g = gas, t = peat, a = garbage, waste)

<sup>2)</sup> Förbränning i trycksatt fluidiserad bädd (PFBC)

Pressurised fluidised bed combustion

# Nordel 1986

## Det nordiska högspänningssnätet

Sverige har förbindelser med Danmark, Finland och Norge. Mellan Finland och Norge finns enbart ledningar för lokala leveranser från Norge till förbrukare i Finland. Vid årets utgång var den totala överföringsförmågan från Sverige ca 4 700 MW och till Sverige ca 4 300 MW. Mellan Danmark (Jylland) och Norge finns en likströmsförbindelse med överföringsförmågan 510 MW i vardera riktningen. Södra Jylland har 400, 220 och 60 kV-förbindelser med Västtyskland. Mellan Finland och Sovjetunionen finns en 1000 MW likströmsförbindelse. Detta är den första stamnätsförbindelsen av denna storleksordning mellan Sovjet och Västeuropa. Sedan tidigare finns en mindre samkörningsförbindelse mellan Norge och Sovjet, och lokala förbindelser mellan Finland och Sovjet. Island är ej elektriskt förbundet med övriga Nordelländer.

## The grid system in the Nordel countries

Sweden is connected to Denmark, Finland and Norway. The latter two countries are not interconnected except for a few lines from Norway to Finland for local consumption there. The total capacity from Sweden was about 4 700 MW and to Sweden about 4 300 MW. The DC cable connection between Denmark (Jutland) and Norway has the capacity of 510 MW in both directions. From southern Jutland there are 400, 220 and 60 kV interconnection links to West Germany. Between Finland and the Soviet Union there is a 1000 MW DC link. This is the first main grid connection of this size between the Soviet Union and Western Europe. Between Finland and the Soviet Union and between Norway and the Soviet Union there has been a number of local interconnections for many years. Iceland is not electrically connected to the rest of the Nordel countries.

**Fig. S4 Överföringsledningar**  
Transmission lines

	400 kV		220, 300 kV		110, 132, 150 kV
	Tagna i drift under 1986 Brought into service in 1986 km	I drift 31.12.1986 In service Dec. 31, 1986 km	Tagna i drift under 1986 Brought into service in 1986 km	I drift 31.12.1986 In service Dec. 31, 1986 km	Tagna i drift under 1986 Brought into service in 1986 km
Danmark	28	921 <sup>1)</sup>	0	223 <sup>2)</sup>	-12
Finland	33	3 225	0	2 152	450
Island	-	-	0	467	31
Norge	0	1 392	165	5 098 <sup>2)</sup>	150
Sverige	8	9 859	21	5 595 <sup>2)</sup>	**
					3 429 <sup>3)</sup>
					13 150
					1 328
					9 300
					14 300

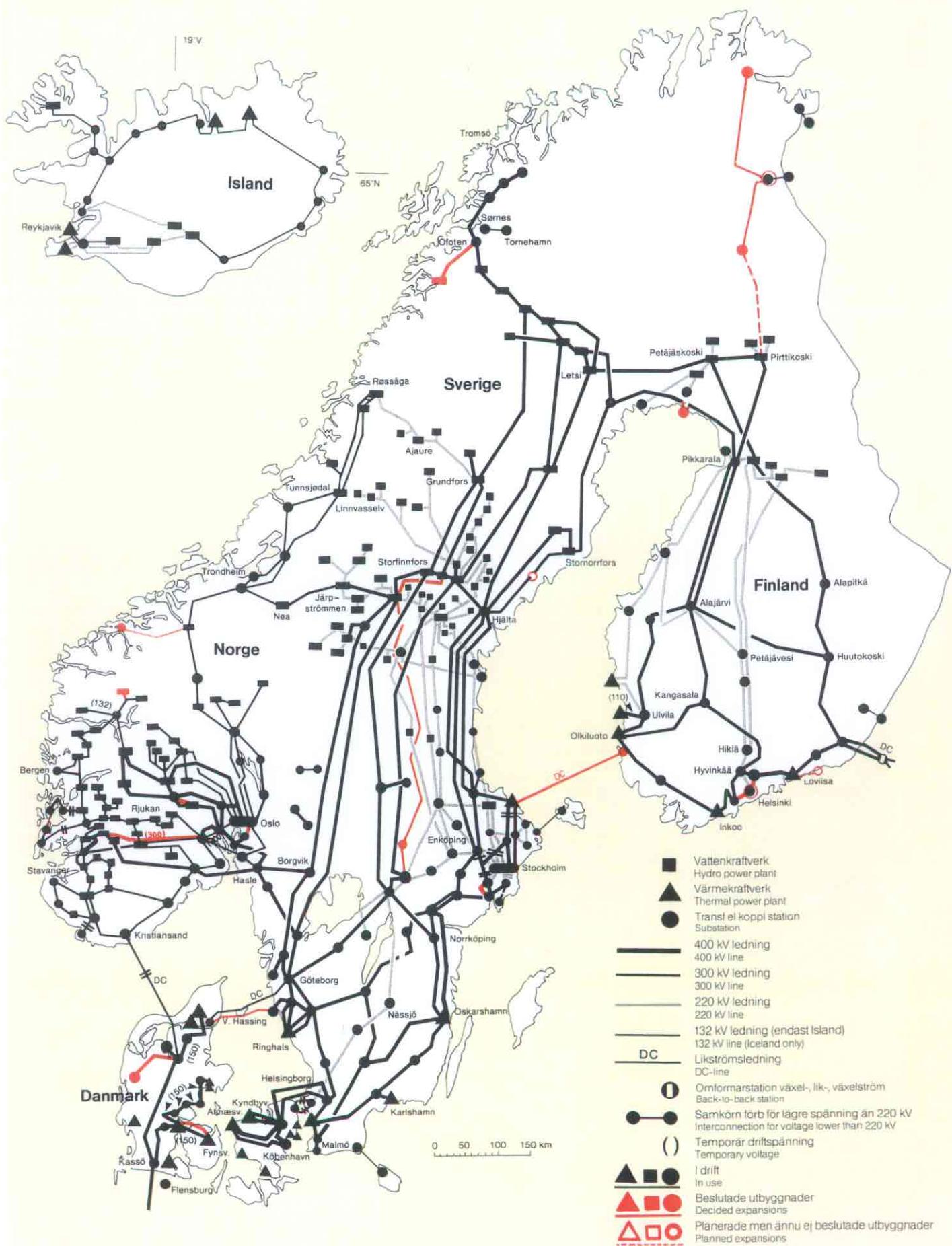
<sup>1)</sup> Härav 321 km i drift med 150 kV och 48 km med 132 kV.  
Of which 321 km in service with 150 kV and 48 km with 132 kV.

<sup>2)</sup> Härav 80 km i Danmark och 96 km i Sverige (Kontiskan) samt 89 km i Danmark och 151 km i Norge (Skagerrak) i drift med 250 kV likström.

Of which 80 km in Denmark and 96 km in Sweden (Kontiskan) and 89 km in Denmark and 151 km in Norway (Skagerrak) in service with 250 kV DC.

<sup>3)</sup> Härav 33 km i drift med 60 kV och 105 km med 50 kV.  
Of which 33 km in service with 60 kV and 105 km with 50 kV.

**Fig S5. Nordens högspänningsnät**  
The Nordel main grid



**Fig. S6 Samkörningsförbindelser mellan Nordelländerna**  
Interconnections between the Nordel countries

Länder Countries	Stationer Terminal stations	Nominell spänning Rated voltage, kV	Överföringsförmåga Transmission capacity	Längd Length	Kabel Cable
			MW	km	km
			Från Danmark From Denmark	Till Danmark To Denmark	
I drift: In service:					
Danmark– Norge	Tjelle-Kristiansand	±250=	510	510	240/pol
			Från Sverige From Sweden	Till Sverige To Sweden	
Danmark– Sverige	Teglstrupgård-Sofiero Hovegård-Helsingborg nr 1 Hovegård-Helsingborg nr 2 Vester Hassing-Göteborg Hasle (Bornholm)-Borrby	132~ 400~ 400~ 250= 60~	350 <sup>1)</sup> 700 <sup>1)</sup> 260 60	350 <sup>1)</sup> 700 <sup>1)</sup> 260 60	23 91 91 176 47,6
Finland– Sverige	Ossauskoski-Kalix Petäjäskoski-Letsi Pikkarala-Messaure Hellesby (Åland)-Skattbol	220~ 400~ 400~ 70~	900	700	93 230 423 76,5
Norge– Sverige	Sørnes-Tornehamn Ritsem-Ofoten Røssåga-Ajaure Linnvassselv <sup>5)</sup> Nea-Järpströmmen Lutufallet-Höljes Eidskog-Charlottenberg Hasle-Borgvik Hasle-Trollhättan	132~ 400~ 220~ 220/66~ 275~ 132~ 132~ 400~ 400~	200 260 <sup>3)</sup> 50 500 <sup>3)</sup> 40 100 100 1 100 <sup>3)</sup>	200 100 <sup>3[4)</sup> 50 500 <sup>3)</sup> 20 100 106	39 58 117 — 100 17,5 13 135
<b>Totalt</b>			4 715	4 335	
Beslutat: Decided:			Från Sverige From Sweden	Till Sverige To Sweden	
Danmark– Sverige	Vester Hassing-Lindome (nov. 1988)	285=	300	300	149
Finland– Sverige	Raumo-Forsmark (dec 1989)	350=	420	420 <sup>6)</sup>	220 <sup>6)</sup>
Finland– Norge	Vajukoski-Varangerbotn (hösten 1988)	220~	50	50	310
					350

<sup>1)</sup> Även vid paralleldrift är totala överföringsförmågan 700 MW (vid gynnsamma produktions- och belastningsförhållanden 1 100 MW) i vardera riktningen.

At parallel operation of the interconnections the total transmission capacity amounts to 700 MW (in favourable production and load conditions 1 100 MW).

<sup>2)</sup> Kabelsträckan består av fyra trefaskablar som är parallellkopplade två och två.

The cable line comprises four three-phase cables which are parallel connected two by two.

<sup>3)</sup> Med hänsyn till slingdriften över flera samkörningsförbindelser Norge–Sverige och vissa andra driftsituationer kan dimensionerande felfall ge en lägre överföringsförmåga.

Transmission capacity is in some cases reduced by dimensioning fault case.

<sup>4)</sup> 100 MW gäller vid maximal produktion i Gejmän-Ajaure-Gardikfors. Vid minimiproduktion i dessa stationer och maximalt 250 MW produktionsöverskott i Helgeland är överföringsförmågan 200 MW.

100 MW maximum production in Gejmän-Ajaure-Gardikfors. With minimum production in these stations and 250 MW surplus production in Helgeland the transmission capacity is 200 MW.

<sup>5)</sup> Samkörningsslänken är en 220/66 kV transformator i den norsksvenska kraftstationen i Linnvassselv.

The interconnection consists of a 220/66 kV transformer in the Norwegian-Swedish power station in Linnvassselv.

<sup>6)</sup> Preliminära värden.

Preliminary values.

# Nordel 1986

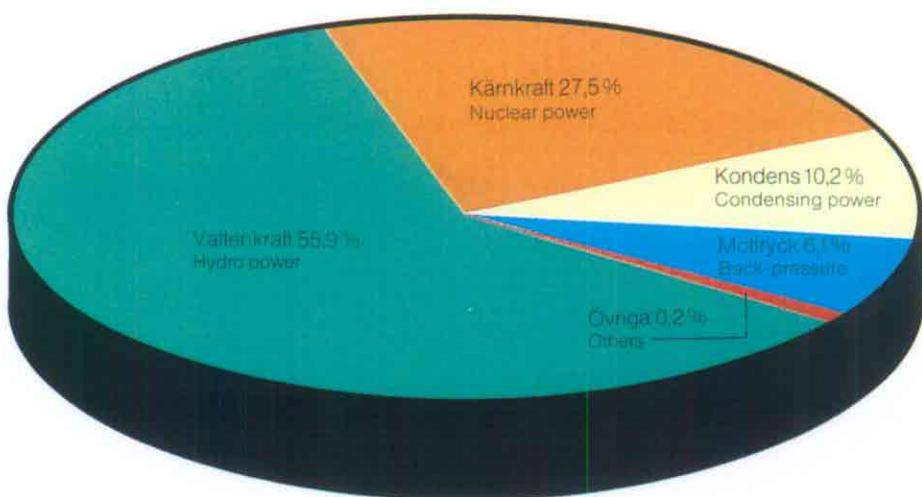
## Elproduktion

Den totala produktionen inom Nordel var 309,0 TWh 1986, en minskning med 1,3 % jämfört med 1985. Vattenkraften svarade för 55,9 % och kärnkraften för 27,5 %. Motsvarande siffror för 1985 var 60,4 resp. 23,6 %.

## Electricity production

The total production in Nordel was 309,0 TWh in 1986. This is a decrease of 1.3% compared with 1985. Hydro power amounted to 55.9 % and nuclear power to 27.5% of the total production. The corresponding figures for 1985 were 60.4 and 23.6%.

**Fig. S7. Totala elproduktionen i Nordel**  
Total electricity production within Nordel



**Fig. S8 Elproduktion (GWh)**  
Electricity production

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vattenkraft 1986						
Hydro power 1986	27	12 267	3 842	96 724	59 821	172 681
Vattenkraft 1985						
Hydro power 1985	28	12 211	3 663	102 851	70 131	188 884
Mottryck, fjärrvärme	••	6 212	•	•	3 198	9 410
Back-pressure, district heating						
Mottryck, industri	182	6 212	•	207	2 988	9 589
Back-pressure, industry						
Kondens, process	••	345	•	-	•	345
Condensing, process						
Kondens, kärn	•	18 011	•	•	66 962	84 973
Condensing, nuclear						
Kondens, konventionell	27 012	3 724	•	108	601	31 445
Condensing, conventional						
Gasturbin, diesel m.m.	••	113 <sup>1)</sup>	216 <sup>2)</sup>	117	62	508
Gas turbine, diesel etc.						
Värmekraft 1986	27 194	34 617	216 <sup>2)</sup>	432	73 811	136 270
Thermal power 1986						
Värmekraft 1985	26 014	35 105	174 <sup>3)</sup>	348	62 544	124 185
Total produktion 1986	27 221	46 884	4 058	97 156	133 632	308 951
Total production 1986						
Total produktion 1985	26 042	47 316	3 837	103 199	132 675	313 069
Förändring i procent						
Change in %	4,5	-0,9	5,8	-5,9	0,7	-1,3

<sup>1)</sup> Därav 110 GWh med naturgas

Of this 110 GWh from natural gas

<sup>2)</sup> Därav 212 GWh geotermisk kraft

Of this geothermal power 212 GWh

<sup>3)</sup> Därav 171 GWh geotermisk kraft

Of this geothermal power 171 GWh

# Nordel 1986

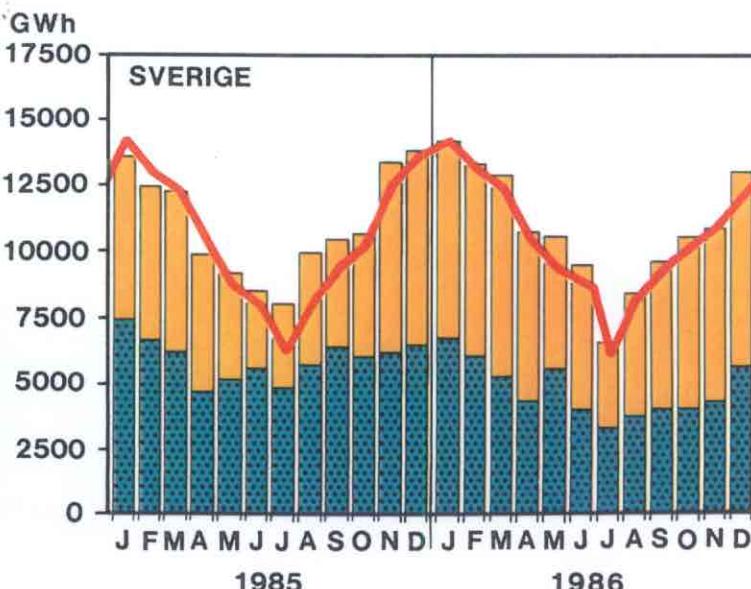
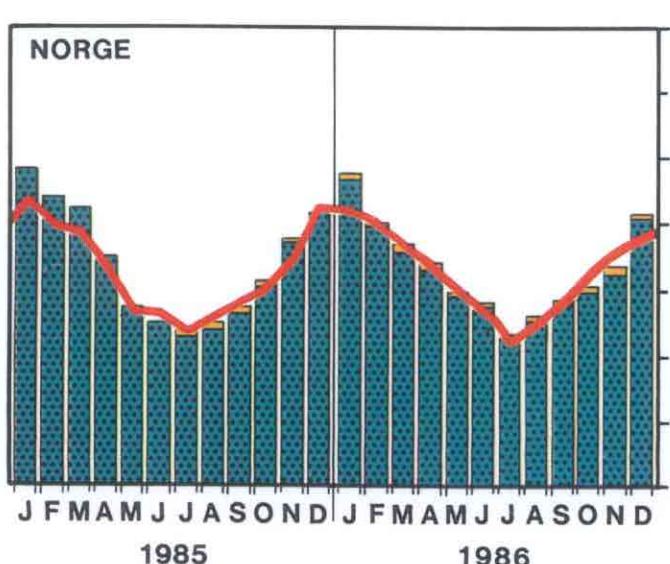
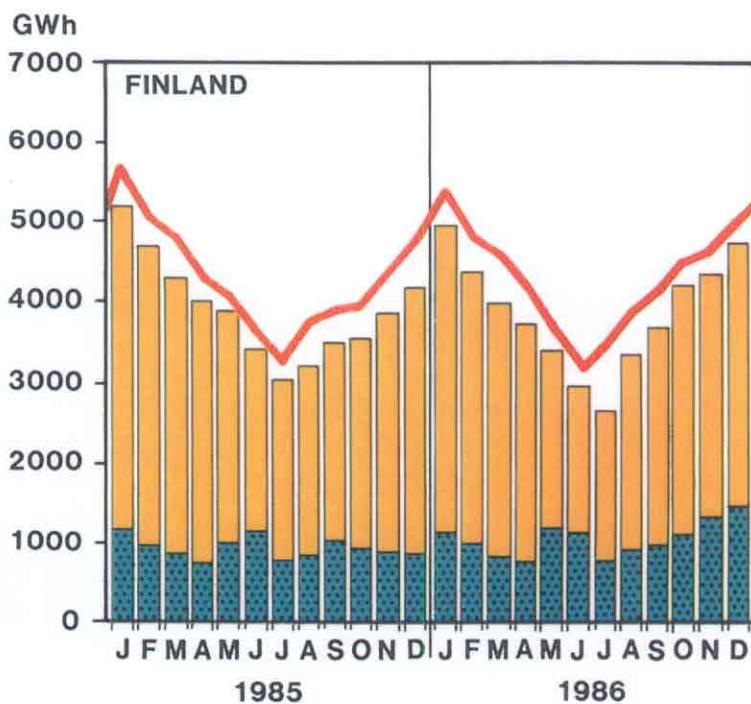
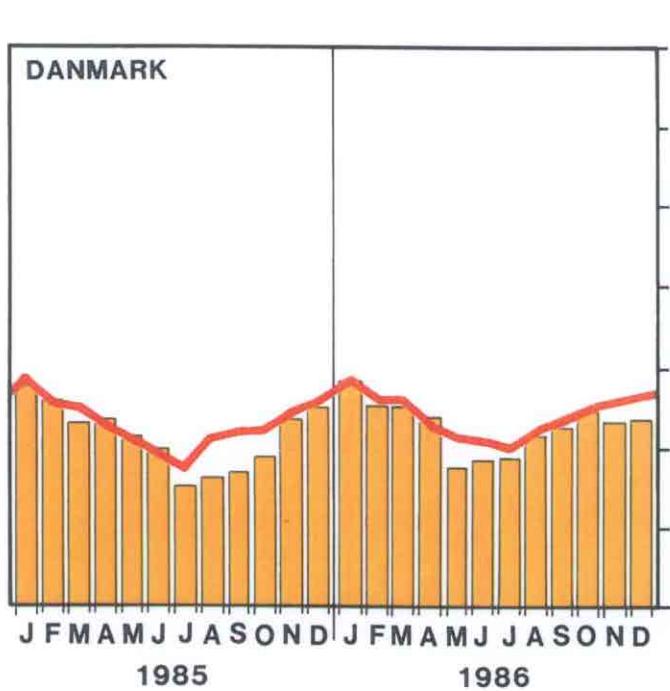
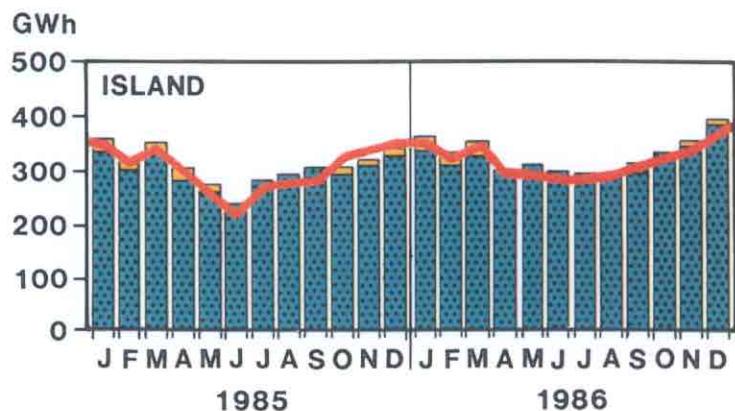
Fig. S9. Produktion och bruttoförbrukning

exkl. avkopplingsbara elpannor

Production and gross consumption

excl. excess hydro power to electric boilers

✓ förbrukning  
consumption      ■ värmekraft  
thermal power      ■ vattenkraft  
hydro power



# Nordel 1986

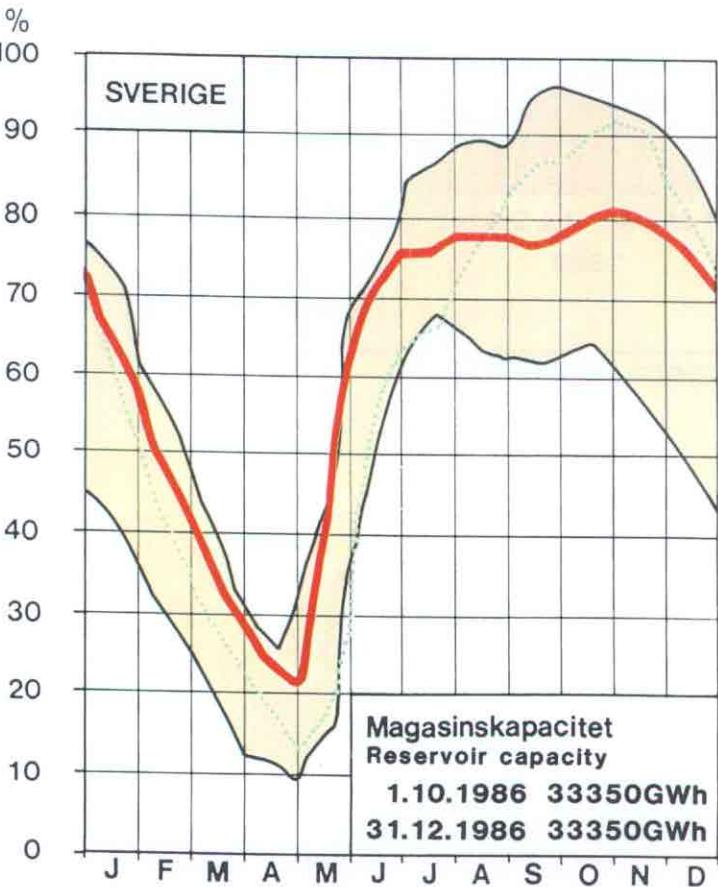
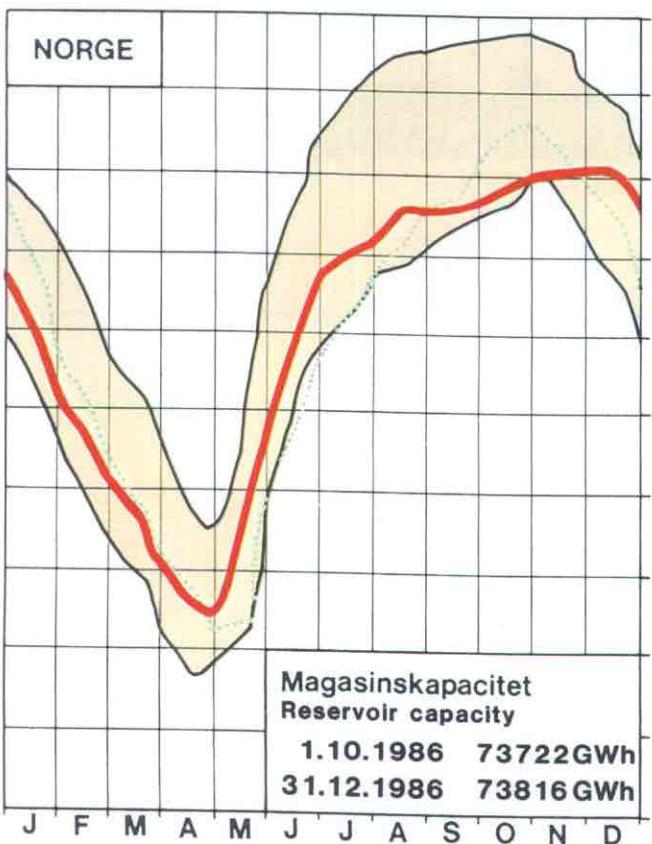
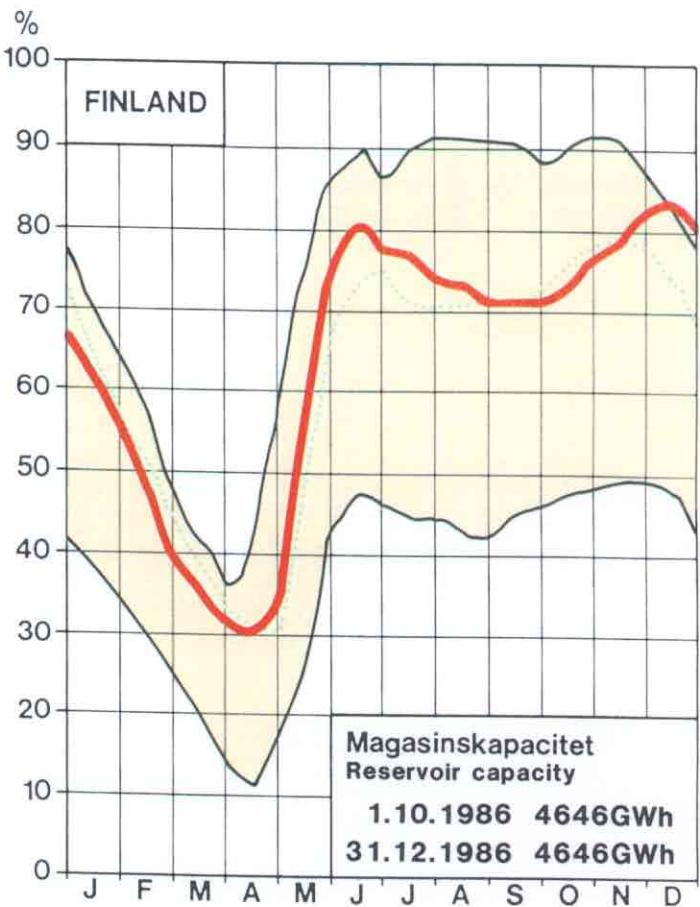
**Fig. S10 Magasinsfyllnad**

Kurvorna visar magasinsfyllnaden i % av helt fyllda magasin under åren 1985 och 1986. De övre och undre begränsningskurvorna för de senaste årens magasinsvariationer är markerade. Begränsningskurvorna är högsta respektive lägsta veckovärden under perioden 1976–1985.

## Water reservoirs

The curves show the impounded water in per cent of total storage capacity for 1985 and 1986. The field gives upper and lower extremes which are composed of the weekly maximum and minimum recorded for the period 1976–1985.

1985 — 1986  
  
**Extremvärden (1.1.1976 – 31.12.1985)**  
**Extreme values (1.1.1976 – 31.12.1985)**



# Nordel 1986

**Fig. S11 Maximal belastning 3:e onsdagen i december 1986 och i januari 1987**  
 Maximum load on the 3<sup>rd</sup> Wednesday in December 1986 and in January 1987

	Installered nettoeffekt Installed net capacity 31.12.1986	Max. kraftstations- belastning				Max. systembelastn. Max. system load			
		Max. power station output		December 1986 Lokaltid Local time	MW	Januari 1987 Lokaltid Local time	MW	December 1986 Lokaltid Local time	MW
<b>Danmark</b>									
Väster om Stora Bält (ELSAM) West of the great Belt	4 207 <sup>1)</sup>	17–18	2 700	12–13	2 750	8–9	3 090	17–18	3 075
Öster om Stora Bält exkl. Bornholm (ELKRAFT) East of the Great Belt excl. Bornholm	3 598	17–18	2 056	9–10	2 311	17–18	2 229	17–18	2 431
<b>Finland</b>	11 930	17–18	7 525	8–9	7 686	8–9	8 969	8–9	8 367
<b>Island</b>	922	11–12	556	•	•	•	•	•	•
<b>Norge</b>									
Söder om (south of) 67,5°N	23 351	9–10	14 893	17–18	15 479	16–17	13 970	8–9	15 139
Norr om (north of) 67,5°N	1 342	21–22	1 028	15–16	914	13–14	1 044	15–16	937
<b>Sverige</b>	33 100	8–9	22 172	8–9	22 000	8–9	22 393	8–9	21 973
<b>Nordel exkl. Island</b> (Nordel excl. Iceland) Mellaneuropeisk tid Central-European time	78 629	8–9	50 031	8–9	51 020	8–9	51 232	8–9	51 587

<sup>1)</sup> inkl. 47 MW i nödstartanläggningar  
 Incl. 47 MW in emergency starting apparatus

**Fig. S12 Elenergiomsättningen 1986 (GWh)**  
 Electric energy turnover in 1986

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Produktion Production	27 221	46 884	4 058	97 156	133 632	308 951
Därav vattenkraft Of this hydro power	27	12 267	3 842	96 724	59 821	172 681
Import Total produktion och import Total production and import	2 166 29 387	6 296 53 180	• 4 058	3 638 100 794	1 819 135 451	13 919 <sup>2)</sup> 322 870
Export Bruttoförbrukning Gross consumption	721 28 666	491 52 689	• 4 058	1 659 99 135	6 450 129 001	9 321 313 549
Tillfällig kraft till elpannor etc. Excess hydro power to electric boilers etc.	•	108	114	2 957 <sup>1)</sup>	2 294	5 473
Bruttoförbrukning exkl. tillfällig kraft till elpannor etc Gross consumption excl. excess hydro power to electric boilers etc.	28 666	52 581	3 944	96 178	126 707	308 076
Förändring från 1985 % Change as against 1985 %	3,4	1,4	5,6	-1,5	0,4	0,3

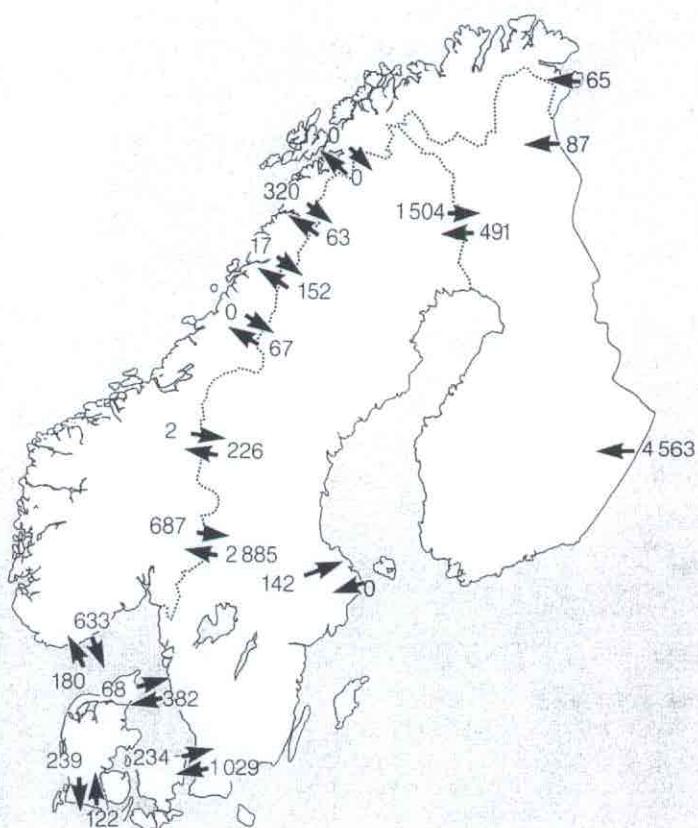
<sup>1)</sup> Därav pumpkraft 757 GWh  
 Of this pumped storage power 757 GWh

<sup>2)</sup> Summan inkluderar utbyte med länder utanför Nordel  
 Total includes exchanges with countries outside Nordel

# Nordel 1986

**Elenergiutbytet**  
**Power exchange**

GWh/år  
GWh/year



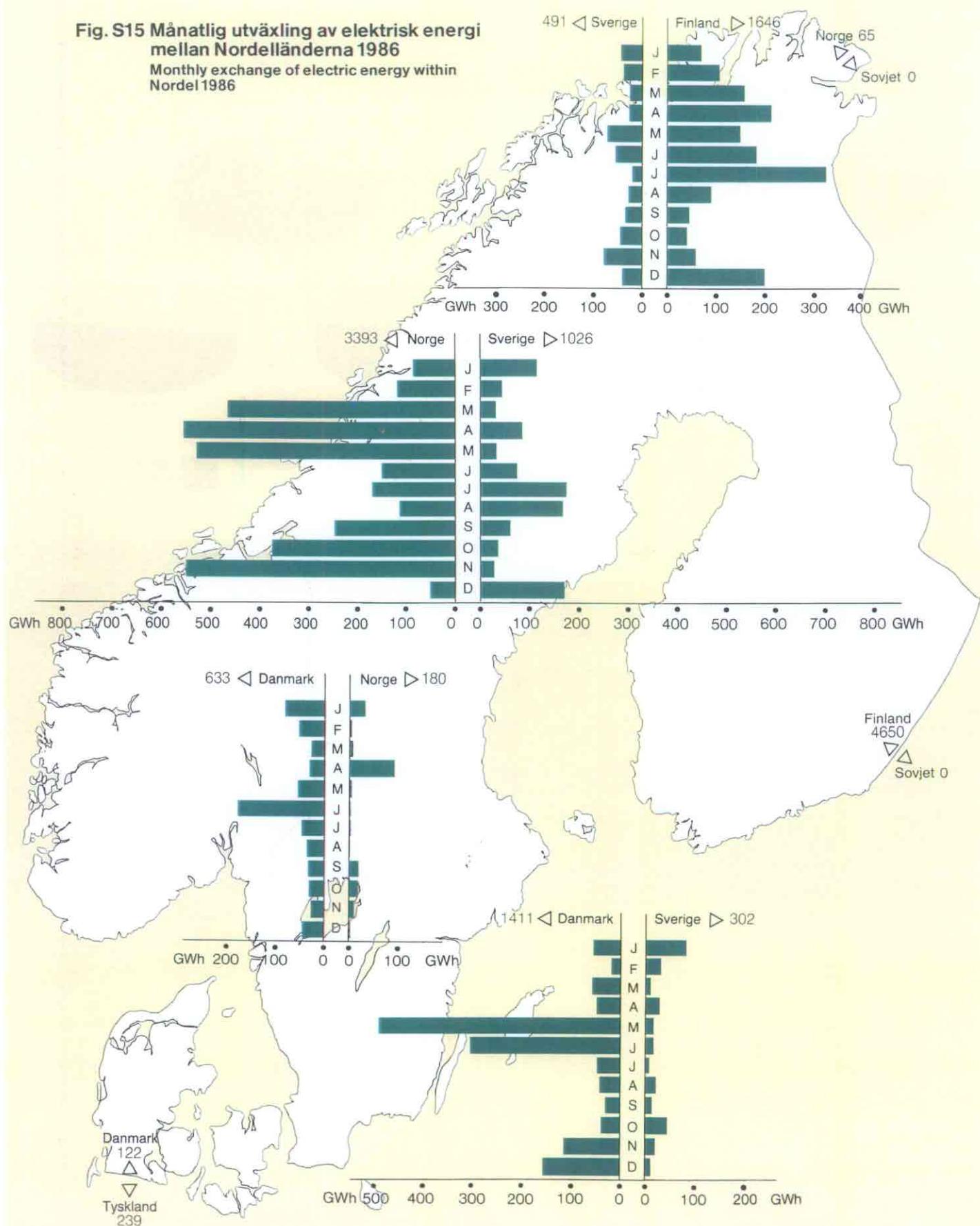
**Fig. S13 Översikt över omsättningen av elektrisk energi i Nordel 1986**  
**Review of the electric energy turnover in Nordel 1986**

**Fig. S14 Elenergiutbyte 1986(GWh)**  
**Exchange of electric energy in 1986 (GWh)**

Import till: Import to:	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Nordel länder Nordel countries	Andra länder Other countries	Total export 1986	1985
Export från: Export from:								
Danmark								
Danmark	•	–	180	302	482	239	721	1 439
Finland	–	•	–	491	491	–	491	881
Norge	633	–	•	1 026	1 659	–	1 659	4 383
Sverige	1 411	1 646	3 393	•	6 450	–	6 450	6 675
Nordelländer Nordel countries	2 044	1 646	3 573	1 819	9 082	239		
Andra länder Other countries		122	4 650	65	–	4 837		
Total import	1986	2 166	6 296	3 638	1 819			
	1985	3 155	5 608	3 884	5 142			
Nettoimport	1986	1 445	5 805	1 979	-4 631			
Net import	1985	1 716	4 727	-499	-1 533			
Nettoimport/bruttoförbrukning i %	1986	5,0	11,0	2,0	-3,6			
Net import/gross consumption in %	1985	6,4	9,1	-0,5	-1,2			

# Nordel 1986

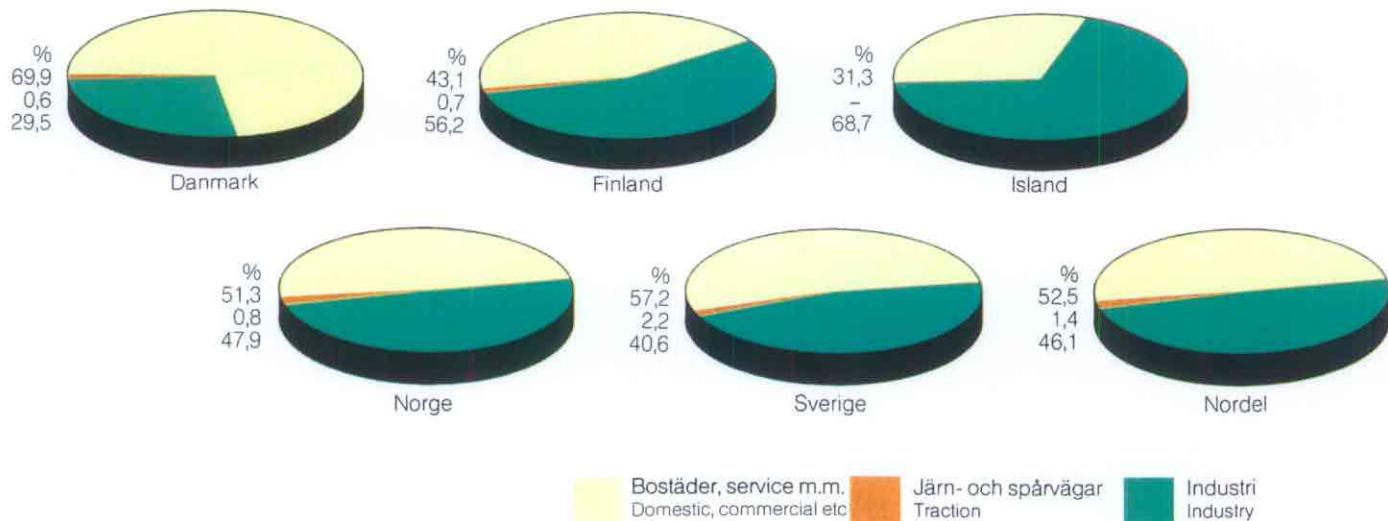
**Fig. S15 Månatlig utväxling av elektrisk energi mellan Nordelländerna 1986**  
 Monthly exchange of electric energy within Nordel 1986



# Nordel 1986

## Elförbrukningen Electricity consumption

**Fig. S16 Elförbrukningen fördelad på konsumentgrupper exkl. elpannor**  
Electricity consumption distributed on consumer groups excl. electric boilers



**Fig. S17 Elförbrukning 1986 (GWh)**  
Electricity consumption 1986

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Bruttoförbrukning Gross consumption	28 666	52 689	4 058	99 135	129 001	313 549
Tillfällig kraft till elpannor Excess hydro power to electric boilers	•	108	114	2 957 <sup>2)</sup>	2 294	5 473
Bruttoförbrukning <sup>1)</sup> Gross consumption	28 666	52 581	3 944	96 178	126 707	308 076
Förluster Losses	2 866	2 881	380	9 330	10 648	26 105
Nettoförbrukning Net consumption	25 800	49 700	3 564	86 848	116 059	281 971
Industri Industry	7 600	27 940	2 449	41 599	47 107	126 695
Järn- och spårvägar Traction	160	330	-	700	2 557	3 747
Bostäder, service m.m. Domestic, commercial	18 040	21 430	1 115	44 549	66 395	151 529
Förändring av bruttoförbrukningen jämfört med föregående år i % <sup>1)</sup> Change in gross consumption as against previous year, %	3,4	1,4	5,6	-1,5	0,4	0,3
Genomsnittlig förändring av bruttoförbrukningen under de senaste 10 åren i % <sup>1)</sup> Average change in gross consumption in the last 10 years, %	3,4	5,1	5,0	2,8	3,9	3,7
Bruttoförbrukning per invånare i kWh Gross consumption per inhabitant	5 600	10 690	16 430	23 037	15 412	13 494
Medelfolkmängd 1986 mil. Average population 1986 mill.	5,12	4,92	0,24	4,18	8,37	22,83

<sup>1)</sup> Exkl. tillfällig kraft till elpannor  
<sup>2)</sup> Därav pumpkraftverk 757 GWh  
Excl. excess hydro power to electric boilers  
Of which pumped hydro power 757 GWh

# Nordel 1986

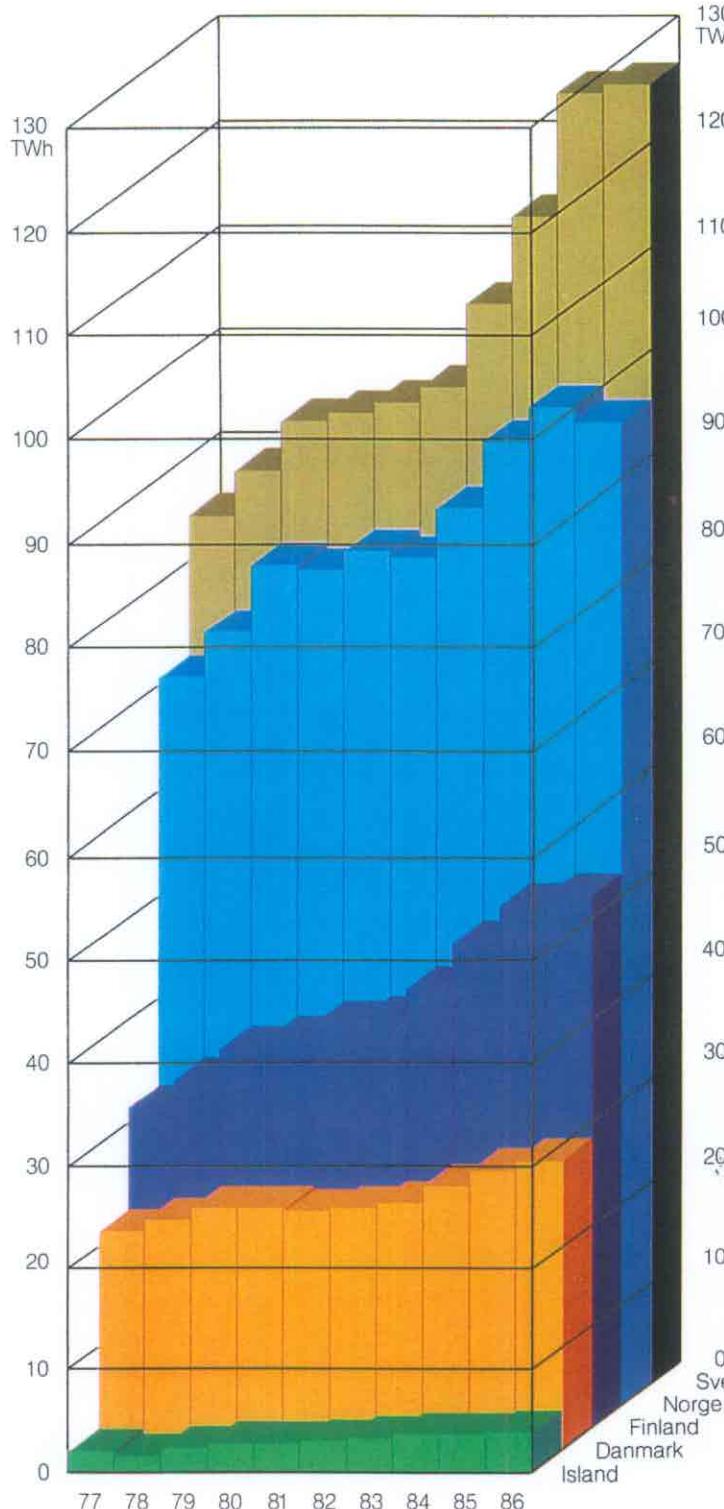


Fig. S18 Bruttoförbrukningen<sup>1)</sup> av elenergi  
1977–1986  
Gross consumption of electric energy

<sup>1)</sup> Exkl. tillfällig kraft till elpannor  
Excl. excess hydro power to electric boilers

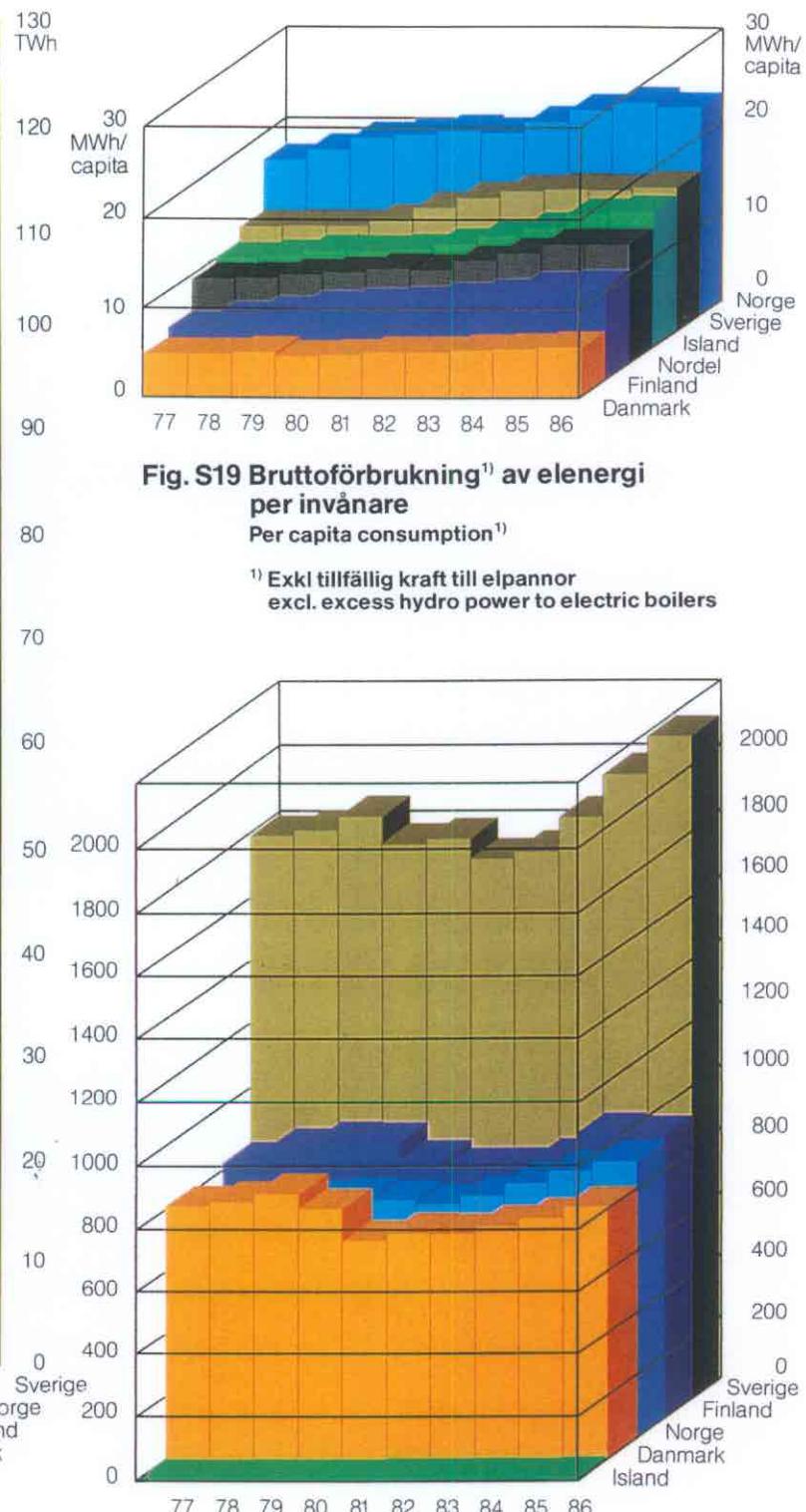
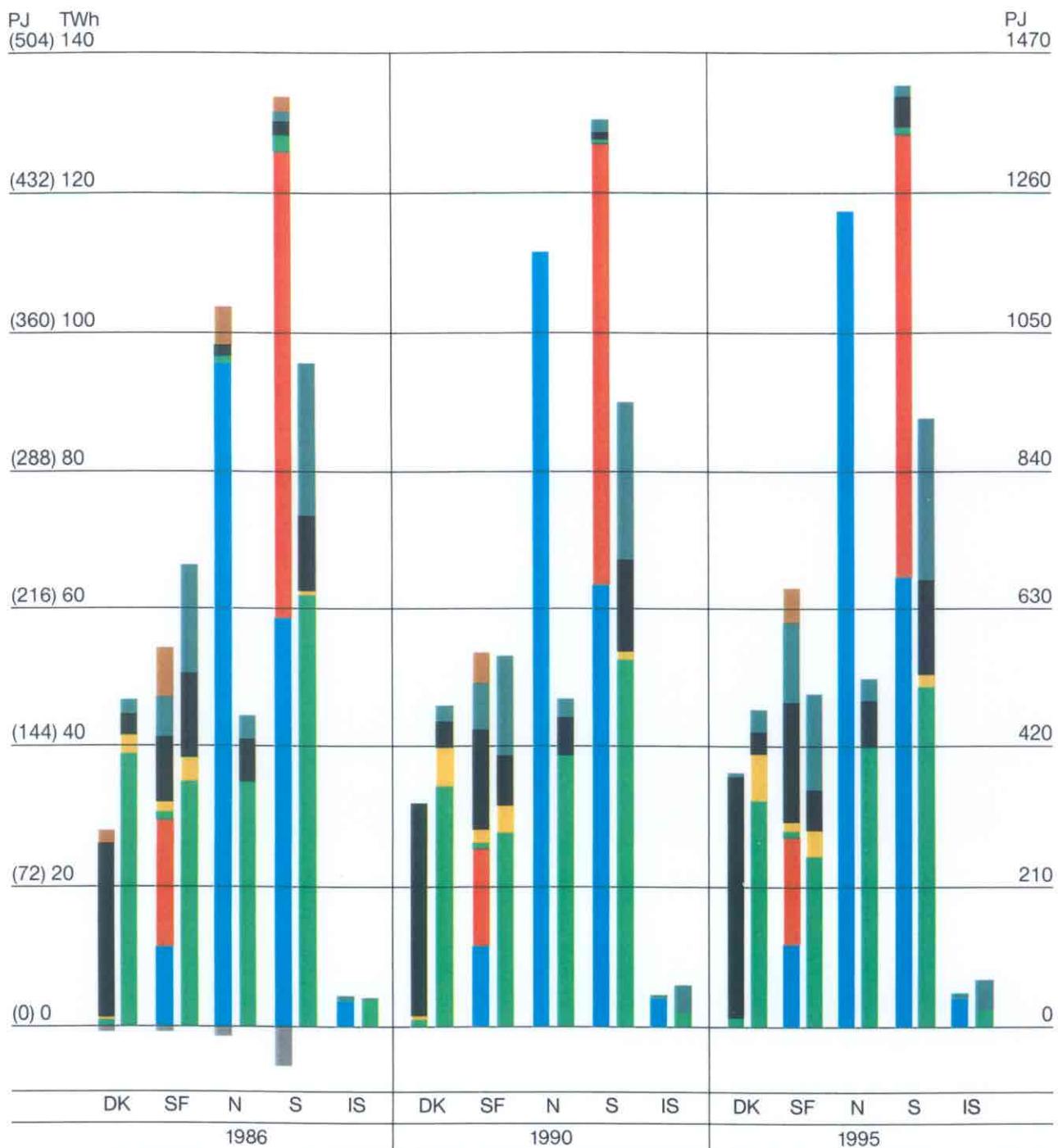


Fig. S19 Bruttoförbrukning<sup>1)</sup> av elenergi  
per invånare  
Per capita consumption<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> Exkl tillfällig kraft till elpannor  
excl. excess hydro power to electric boilers

# Nordel 1986



**Fig S21. Energitillgång i Norden**  
Energy supply within  
the Nordic countries

Fördelning på energislag av eltillförseln  
Distribution of electricity on energy sources

Bränsleförserjning för andra ändamål än  
elproduktion  
Fuel supply, other than that for electricity  
production.



# Nordel 1986

**Fig. S21** visar den faktiska elenergifillförseln 1985 samt prognoser för 1990 och 1995. De olika Nordelländerna visas var för sig. Uppdelning har skett på kategorierna vattenkraft, kärnkraft och annan värmekraft med angivande av de olika bränsletyperna. Vattenkraften i prognoserna avser medelårsproduktion. För Norges del innebär detta betydande mängd tillfällig kraft som kan uthytjas i inhemska elpannor och/eller exporteras. Den norska kraftproduktionen förutsättes vara dimensionerad med extra fastkraftreserv utöver förbrukningsprognosens, jämför fig S22.

Elenergifördelningen visas i jämförelse med ländernas energiförbrukning utanför elsektorn. För varje år visas två staplar per land. Den vänstra anger fördelningen av elenergi. Den högra visar övrig energiförbrukning. För skalorna gäller:

- vänstra skalan i TWh gäller eltillförseln
- högra skalan i PJ gäller för övrig energiförbrukning, och är vald så att den också visar vilka bränslemängder som åtgår till produktion av den elektricitet som ingår i den vänstra stapeln.

Figuren möjliggör en jämförelse mellan elsektorn och den övriga energisektorn. Speciellt tydligt visar figuren vattenkraftens dominerande roll i norsk energiförsörjning.

**Fig. S21** shows the energy supply in 1985 and forecasts for 1990 and 1995. Each Nordel country is shown separately. The categories specified include hydro power, nuclear power and other thermal power and different types of fuel have been given. Hydro power refers to average year production. In Norway there is a substantial quantity of temporary power which can be exploited in domestic electric boilers and/or exported. The Norwegian power production is anticipated to be dimensioned with additional contracted power reserves.

Electric energy distribution is shown in comparison with energy consumption in various countries outside the electricity sector. For each year two bars are shown for each country. The bar on the left shows the distribution of electric energy. Other energy consumption is shown on the right.

The left scale in TWh refers to electricity supply. The right scale in PJ refers to other energy consumption and also shows which fuel quantities are consumed in the production of electricity included in the left bar.

The figure makes it possible to compare electricity sector with other energy sector and it shows clearly how hydro power predominates in the Norwegian energy supply.

## Prognoser

Prognoserna för åren 1990 och 1995 bygger på kraftföretagens egna värderingar om den sannolika utvecklingen. Prognoserna ligger till grund för utbyggnadsplaneringen av kraftöverföringssystem och produktionsanläggningar.

## Forecasts

The forecasts for 1990 and 1995 in the following tables are made by the power companies in the Nordel countries. The forecasts provide a basis for the planning of power transmission systems and production utilities.

**Fig. S22 Faktisk och prognoserad elenergi-förbrukning exkl. elpannor**

Electrical energy consumption and forecast excl. electrical boilers

	1986 TWh/år	1990 TWh/år	1995 TWh/år
Danmark	28,7	32	37
Finland	52,6	59	65
Island	3,9	4,4	4,8
Norge	96,2	105	115
Sverige	126,7	130	135
Nordel totalt	308,1	330	357
Nordel total			

**Fig. S23 Faktiska och prognosrade effekter**

Peak load capacity and forecast

	1986 MW	1990 MW	1995 MW
Danmark	5546	6400	7300
Finland	9083	9800	10800
Island	570	650	700
Norge	16203	19100	21400
Sverige	23864	25500	26500
Nordel totalt	55266	61450	66700
Nordel total			

**Fig. S24 Faktiska och prognosrade installerade effekter i MW inom respektive land (värden per 31.12 respektive år)**

Installed and forecast for installed capacity in each country (valid per Dec. 31)

	1986 MW	1990 MW	1995 MW
Danmark	8265	8250	9900
Finland	11930	13250	14050
Island	922	950	1100
Norge	24693	26550	28900
Sverige	33100	34100	34450
Nordel totalt	78910	83100	88400
Nordel total			

# Nordels medlemmar

*Nordel's Members*

## Danmark

Preben Schou  
Direktör  
Managing Director  
NES A/S og Isefjordværket I/S

Henning Buhl  
Direktör  
Managing Director  
ELKRAFT A.m.b.A.

Poul Erik Nielsen  
Direktör  
Managing Director  
I/S Nordkraft

Georg Styrbro  
Direktör  
Managing Director  
ELSAM

Hans von Bülow  
Direktör  
Managing Director  
Energistyrelsen  
Observatör  
Observer

## Finland

Klaus Ahlstedt  
Vice verkställande direktör  
Executive Vice President  
Imatran Voima Oy  
Ordförande i Nordel  
Chairman of Nordel

Esa Hellgrén  
Verkställande direktör  
Managing Director  
Finlands Elverksförening

Kalevi Numminen  
Verkställande direktör  
President and Chief Executive Officer  
Imatran Voima Oy

Pertti Voutilainen  
Direktör  
Director  
Imatran Voima Oy

## Island

Jakob Björnsson  
Generaldirektör  
Director General  
Statens Energistyrelse

Adalsteinn Gudjohnsen  
Direktör  
Managing Director  
Reykjavik Elverk

Halldór Jónatansson  
Direktör  
Managing Director  
Landsvirkjun

Kristjan Jonsson  
Direktör  
Managing Director  
Statens Elverker

## Norge

Gunnar Vatten  
Administrerande direktör  
General Manager  
Statskraftverkene

Arne Finstad  
Direktör  
Managing Director  
Oslo Lysverker

Sigmund Larsen  
Generaldirektör  
Chairman of the Board and  
Chief Executive  
Norges vassdrags- och energiverk

Rolf Wiedswang  
Samkörningsdirektör  
Managing Director  
Samkjöringen av kraftverkene i Norge  
Vice ordförande i Nordel  
Deputy chairman of Nordel

Asbjørn Vinjar  
Energidirektör  
Director General (Directorate of Energy)  
NVE-Energidirektoratet  
Suppleant  
Deputy

## Sverige

Göran Ahlström  
Direktör  
Managing Director  
Sydkraft AB

Lars Gustafsson  
Direktör  
Vice President  
Statens Vattenfallsverk

Carl-Erik Nyquist  
Generaldirektör  
President  
Statens Vattenfallsverk

Jan-Erik Ryman  
Direktör  
Managing Director  
Stockholm Energi

Jan Randers  
Direktör  
Managing Director  
KRAFTSAM  
Suppleant  
Deputy

## Nordels sekretariat *Nordel's Secretariat*

c/o Imatran Voima Oy  
PB 138  
SF-00101 Helsingfors, Finland  
Tel. + 358 0 694 4811

Johnny Biström  
Diplomingenjör  
Nordels sekreterare  
Secretary General of Nordel

Anna-Liisa Perttilä  
Diplomtranslator  
Sekreterare  
Secretary

# Nordels utskotts- medlemmar

*Committee Members*

## *Driftutskottet Operations Committee*

Jørgen Krogh  
Avdelningschef, ELKRAFT A.m.b.A.  
Danmark

Arne Ring-Nielsen  
Överingenjör, ELSAM  
Danmark

Anders Palmgren (ordförande)  
Direktör, Imatran Voima Oy  
Finland

Lauri Mäkelä  
Samkörningschef, Imatran Voima Oy  
Finland

Rolf Wiedswang  
Samkörningsdirektör  
Samkjöringen av kraftverkene i Norge  
Norge

Ola Gunnes  
Produktionschef, Statskraftverkene  
Norge

Hans Elg  
Överingenjör, Sydkraft AB  
Sverige

Gunnar Ålfors  
Produktionsdirektör  
Statens Vattenfallsverk  
Sverige

Lars Wiklund (sekreterare)  
Civilingenjör, Statens Vattenfallsverk  
Sverige

Thorarinn K. Olafsson (observatör)  
Överingenjör, Statens Elverker  
Island

Thórdur Guðmundsson (observatör)  
Avdelningsingenjör, Landsvirkjun  
Island

## *Planeringsutskottet Planning Committee*

Oluf Skak  
Avdelningsingenjör, ELKRAFT A.m.b.A.  
Danmark

Paul-Frederik Bach  
Överingenjör, ELSAM  
Danmark

Heikki Haavisto  
Enhetschef, Imatran Voima Oy  
Finland

Harry Viheriävaara  
Generalsekreterare  
Elproducenternas samarbetsdelegation  
Finland

Elias B. Eliasson  
Avdelningschef, Landsvirkjun  
Island

Steinar Fridgeirsson  
Överingenjör  
Statens Elverker  
Island

Ola Guldseth  
Chefsingenjör, Nord-Trøndelag  
Elektrisitetsverk  
Norge

Jon Tveit (ordförande)  
Direktör, Bærum Energiverk  
Norge

Svein Storstein Pedersen (adjungerad)  
Avdelningsdirektör  
NVE-Energidirektoratet  
Norge

Lennart Lundberg  
Direktör, Statens Vattenfallsverk  
Sverige

Anders Löf (sekreterare)  
Avdelningsdirektör,  
Statens Vattenfallsverk  
Sverige

Per-Erik Molander  
Överingenjör, Sydkraft AB  
Sverige

## *Värmeraftutskottet Thermal Power Committee*

Bent Møller Jensen  
Driftchef,  
Sønderjyllands Højspændingsværk  
Danmark

Gunnar Lund-Jensen  
Direktör, ELSAM  
Danmark

J.H. Ricken  
Direktör  
Elektricitetsselskabet  
Isefjordværket  
Danmark

Carl-Erik Lundgren  
Direktör, SEAS  
Danmark

Veikko Anttila  
Avdelningsdirektör  
Imatran Voima Oy  
Finland

Rauno Linkama (ordförande)  
Avdelningsdirektör  
Imatran Voima Oy  
Finland

Mikael Carlberg (sekreterare)  
Byråchef, Imatran Voima Oy  
Finland

Thorstein Asvall  
Överingenjör  
NVE-Energidirektoratet  
Norge

Evert Ericsson  
Driftchef, Statens Vattenfallsverk  
Sverige

Leif Josefsson  
Direktör, Sydkraft AB  
Sverige

Inge Wernius  
Teknisk direktör, Stockholm Energi  
Sverige

Franz Marcus (observatör)  
Civilingenjör, NKA  
Danmark

## *Omslaget*

Nordels årsmöte 1986 hölls i Stockholm. Pärmbilden visar Forsmarks bruk som besöktes i samband med mötet. Forsmarks bruk utnyttjar värmepumpar för uppvärmningen.

## *Cover*

Nordel's Annual Meeting 1986 was held in Stockholm. The cover picture shows the Forsmark Estate which was visited during the meeting. The Estate is heated with heat pumps.

Nordels årsberättelse 1986 är utarbetad under ledning av Johnny Biström. Materialet är sammanställt av Anna-Liisa Perttilä. Statistikmaterialet är sammanställt av statistikkontaktmännen och sekreteraren i Planeringsutskottet.

Grafisk formgivning och diagram: Jussi Taitale, Remes & Co

Reproduktionsarbeten: Reprotyö Oy

Fotografierna har levererats av respektive lands kraftföretag och av bl.a. följande fotografer Göran Hansson och Mats Johansson.

Tryckt hos F.G. Lönnberg, Helsingfors 1987

**Nordel**  
c/o Imatran Voima Oy  
PB 138, SF-00101, Helsinki, Finland

ISSN 0282-6798