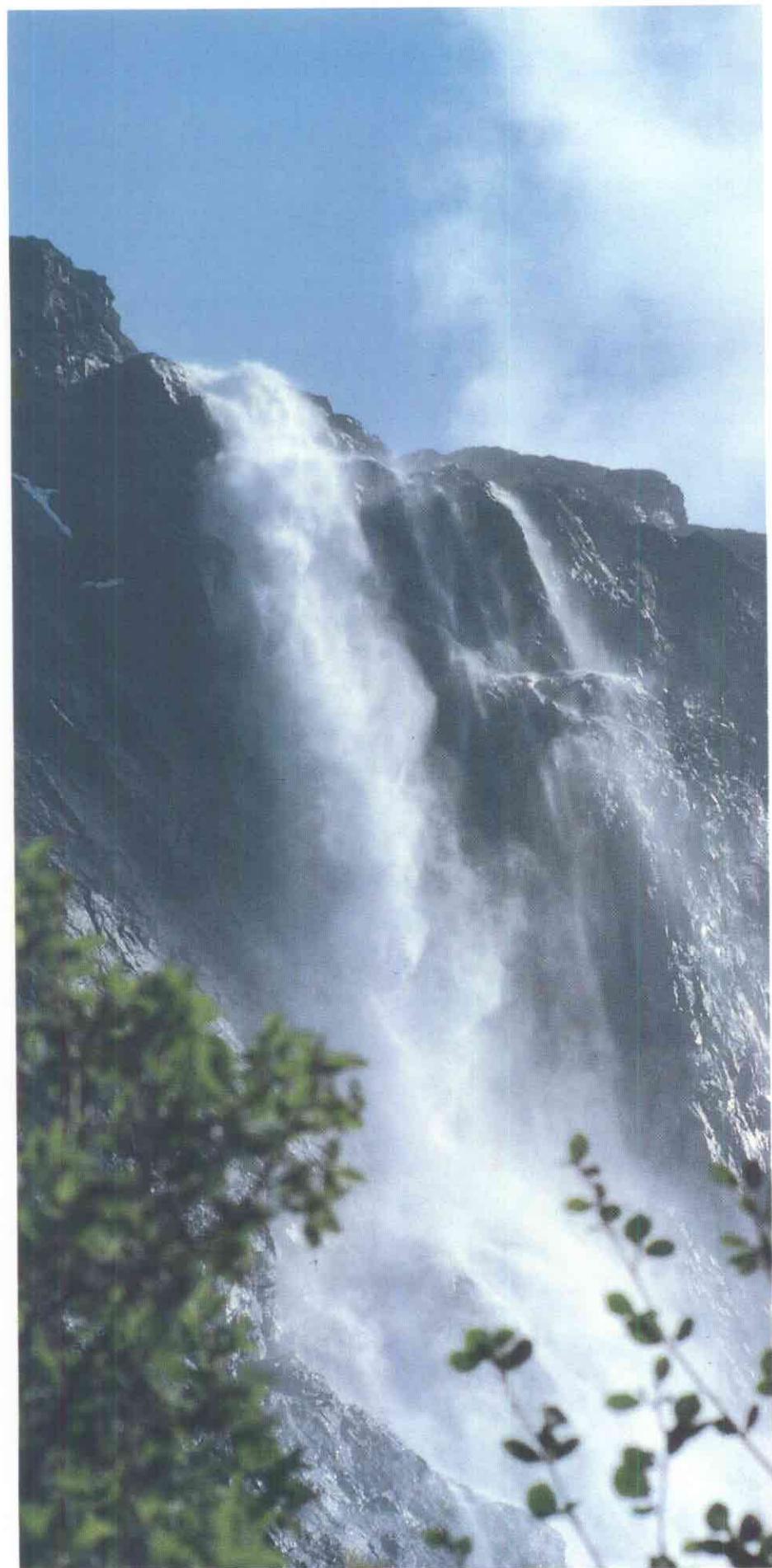


Årsberetning  
Annual Report

# Nordel 1987





## Innhold

	Side
Nordel .....	4
Nordel 1987 .....	5
Nordels virksomhet 1987 .....	6
Danmark .....	10
Finland .....	12
Island .....	14
Norge .....	16
Sverige .....	20
Effekt- och energibalanser för Nordelsystemet .....	24
Statistikk .....	58
Nordels medlemmer .....	77
Nordels utvalgs-medlemmer .....	78

## Contents

	Page
English summary .....	31
Nordel .....	32
Nordel 1987 .....	33
Nordel's Activities in 1987 .....	34
Denmark .....	37
Finland .....	39
Iceland .....	41
Norway .....	43
Sweden .....	46
Power and Energy Balances in the Nordel System .....	50
Statistics .....	58
Nordel's members .....	77
Committee members .....	78



**N**ordel, som ble stiftet i 1963, er en sammenslutning for nordisk elkraftsamarbeide. Nordel består av ledende personer innen kraftforsyningen i Danmark, Finland, Island, Norge og Sverige. Nordel er et rådgivende og rekommenderende organ med formål å fremme internasjonalt, først og fremst nordisk samarbeide når det gjelder produksjon, distribusjon og forbruk av elektrisk energi. Nordel har følgende faste arbeidsoppgaver:

- å kontinuerlig følge utviklingen av produksjon og forbruk av elektrisk energi i de nordiske land.
- å sammenstille de enkelte lands prognosør forforbruksutviklingen og deres utbyggingsplaner.

- å utgi en årsberetning som inneholder oversikt over virksomheten innen Nordel, de enkelte lands årsoversikter, spesialartikler og statistikk.

En stor del av Nordels arbeide utføres av utvalg og arbeidsgrupper. Gjennom disse er spesialister innen alle områder av elforsyningen tilgjengelig. For innsamling av statistikk og annen periodisk rapportering er det kontaktpersoner i de ulike land. Innen Nordel er det også kontaktpersoner i mange internasjonale organisasjoner.

Nordels formann velges for en periode på tre år. Formannsvervet sirkulerer mellom landene. Formannen utpeker sekretær og er ansvarlig for sekretariatet.



Den økonomiske tilveksten i de vest-europeiske industrielandene var i 1987 noe sterkere enn tidligere. Det var en gjennomsnittlig økonomisk vekst på 2-2<sup>1/4</sup>% fra forrige år. Inflasjonstakten er fortsatt lav innen OECD-Europa, og konsumprisene økte bare 3,1% i 1987. Arbeidsløsheten er imidlertid fortsatt høy, hele 9-10%

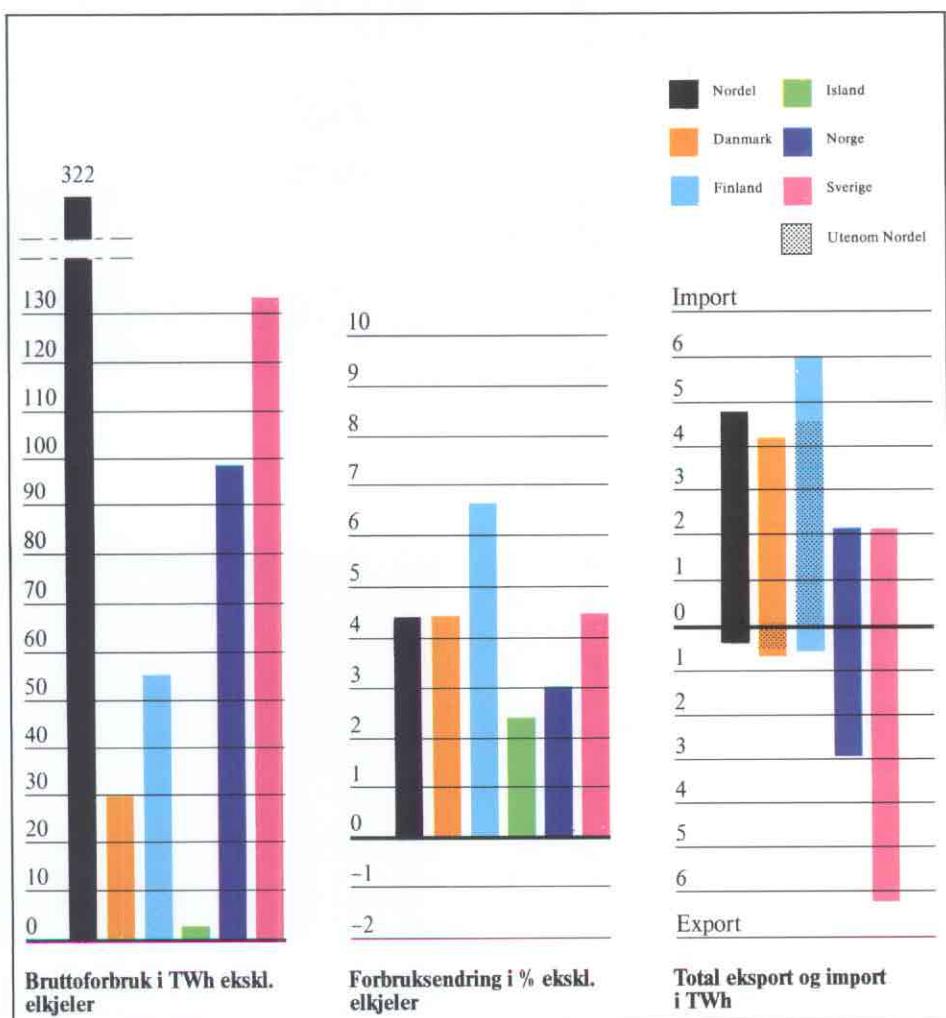
Den økonomiske utvikling i de nordiske land var meget forskjellig i 1987. Utviklingen i bruttonasjonalproduktet varierte mye. Island hadde fortsatt en relativt høy økonomisk vekst på 6,6%. I Finland økte BNP 3,5%, mens det var en svakere utvikling i Sverige og Norge med henholdsvis 2,3 og 2,0% økning. Danmark hadde for første gang på en rekke år nedgang i BNP, 0,7% lavere enn i 1986. Island hadde en økende og meget høy inflasjon, og konsumprisindeksen økte 24,4% i 1987. Norge hadde også høy inflasjon, 8,7%. Prisstigningen var mer moderat i Sverige med 5,2%, og den var lavest i Finland og Danmark med 3,7 og 4,0%. Arbeidsledigheten var høyest i Danmark med 8,5% og i Finland med 5,2%. I Sverige, Norge og Island var det lav ledighet, henholdsvis 1,6, 1,5 og 0,6%. Totalt sett er det fortsatt slik at Nordelandene har høyere inflasjon enn OECD-landene, mens arbeidsledigheten er vesentlig lavere.

Det samlede elforbruk i Nordelandene økte i 1987 med 4,4% fra forrige år. Bruttoforbruksvar 321,7 TWh, eksklusive 10,4 TWh tilfeldig kraft til elektrokjeler. Forbruket økte i alle land. Den største forbruksoøkningen hadde Finland med 6,7%. Sveriges forbruk økte med 4,6%, Danmarks med 4,4%, Norges med 3,0% mens Island hadde minst økning med 2,5%. Sverige har det største elforbruk med 132,6 TWh. Deretter kommer Norge med 99,0 TWh, Finland med 56,1 TWh, Danmark med 29,9 TWh og Island med 4,0 TWh.

Vannkraften er den dominerende elproduksjon i Nordel, og den sto for 192,2 TWh eller 58,7% av den totale produksjon. Total produksjon i 1987 ble 327,5 TWh. Norge hadde størst vannkraftproduksjon med 103,8 TWh. Sverige produserte 71,0 TWh, Finland 13,5 TWh og Island 3,9 TWh vannkraft. Danmark har ubetydelig vannkraftproduksjon. Kjernekraften har også stor betydning, og den sto for 83,0 TWh, eller 25,3% av totalproduksjonen. Kjernekraftproduksjonen var i Sverige 64,6 TWh og i Finland 18,5 TWh. Øvrig varmekraftproduksjon i Nordel var 52,1 TWh, eller 15,9% av totalproduksjonen, og denne var hovedsakelig i Danmark,

Finland og Sverige. Kull var det viktigste brensel mens olje har liten andel.

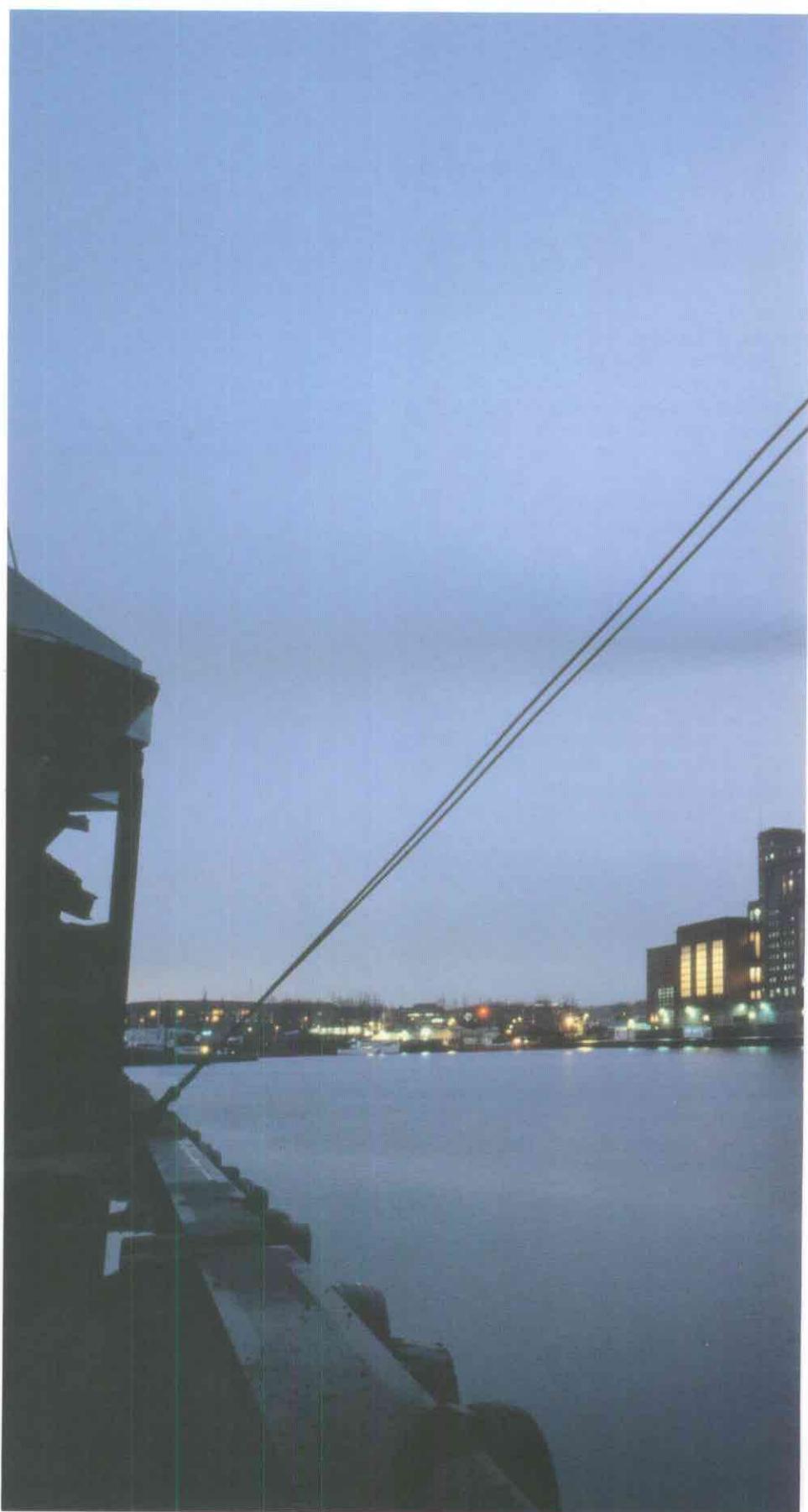
Kraftutvekslingen mellom Nordelandene var ubetydelig større enn forrige år og var 9,7 TWh. Dette var bare 3,0% av den totale produksjon. Den største importøren dette året var Danmark med 4,0 TWh, mens Sverige var den største eksportøren med 6,2 TWh. Den største nettoimportøren innen Nordel var også Danmark med 3,6 TWh og den største nettoeksportøren også Sverige med 4,0 TWh. Finland hadde 0,9 TWh nettoimport, mens Norge hadde 0,5 TWh nettoeksport. I tillegg importerte Finland 4,7 TWh fra Sovjet. Danmark eksporterte 0,3 TWh til og importerte 0,1 TWh fra Vest-Tyskland. Nordel hadde totalt sett en nettoimport på grunn av importen fra Sovjet.

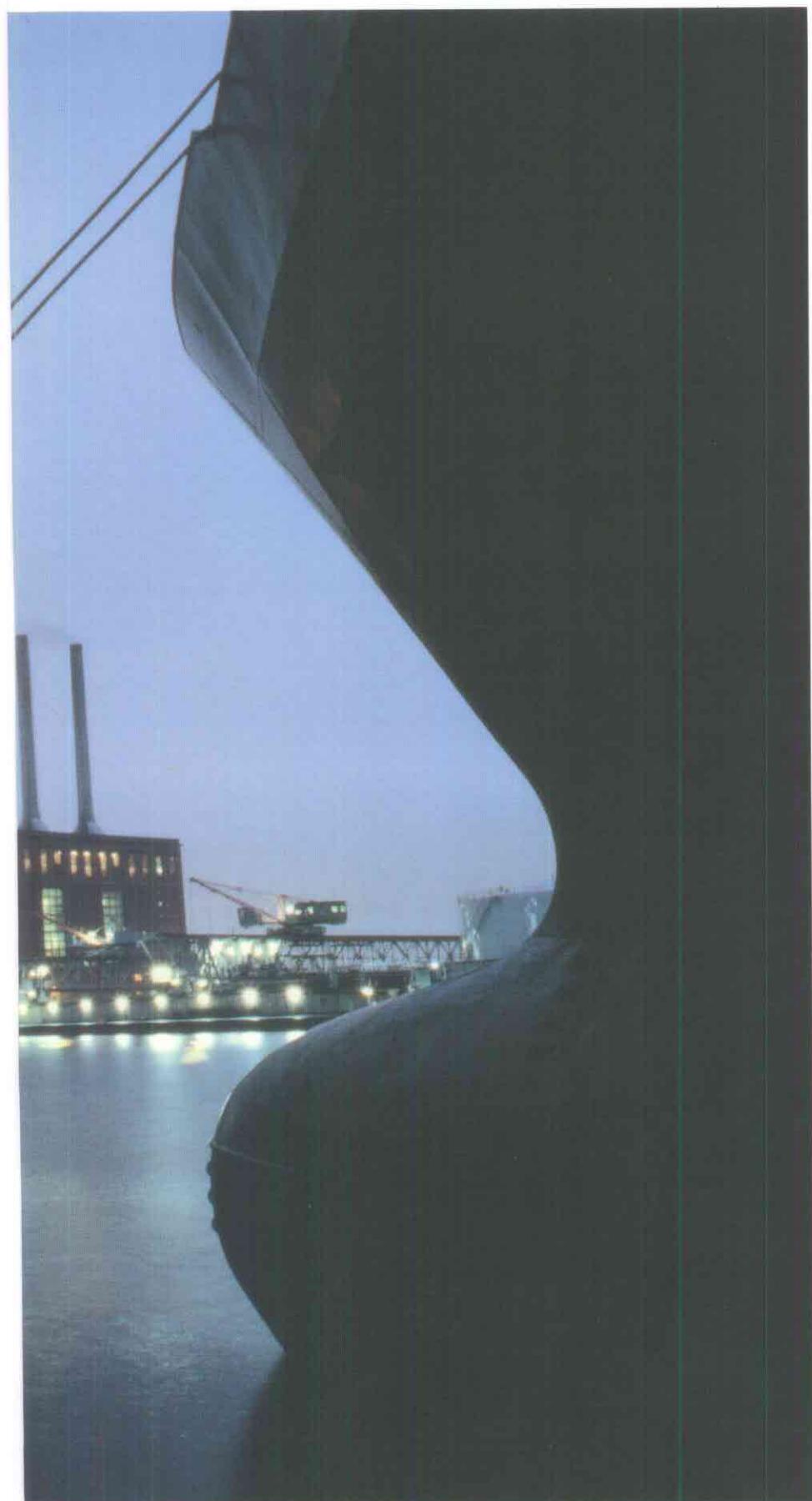


*Svanemølleværket i København fyres med  
naturgas under særaftale med Dansk  
Naturgas A/S.*

*The Svanemølleværket power plant in Copen-  
hagen is gasfired.*

# Nordens virksomhet 1987





Norddel holdt årsmøte i Aalborg den 27. august 1987. Årsmøtet behandlet årsberetningen for 1986, den aktuelle kraftsituasjonen i de nordiske land og kraftbalansene de nærmeste tre år. En studie av utviklingen i effektbalansen i Nordel-systemet ble fremlagt. Drifts-, Planleggings- og Varmekraftutvalget rapporterte om virksomheten siste året og la frem sine planer for kommende år. Utvalgenes og kontaktpersonenes virksomhet ble diskutert, og det ble rapportert fra internasjonale kontakter.

På årsmøtet ble Rolf Wiedswang fra Norge valgt til ny formann og Henning Buhl fra Danmark til vise-formann for treårsperioden frem til 1990. Sigmund Larsen fra Norge og Jan-Erik Ryman fra Sverige gikk ut av aktiv tjeneste og dermed ut av Nordel. Erling Diesen fra Norge og Claes Lindroth fra Sverige ble valgt som nye medlemmer.

Planleggingsutvalgets formannsverv ble flyttet ifølge rotasjonsordningen fra Norge til Danmark. Jon Tveit gikk av og Paul-Frederik Bach ble valgt til ny formann i Planleggingsutvalget.

Som et ledd i samarbeidet med de nordiske energimyndigheter, hadde representanter fra Nordel møte med Nordisk Ministerråds embetsmannskomite for energipolitikk den 8. desember 1987 i Helsingfors. I dette samarbeidet skjer det en gjensidig utveksling av informasjon og diskusjon av aktuelle energispørsmål.

Nordel holdt et formanns- og sekretærsmøte den 26. februar 1987 i Helsingfors der utvalgenes og sekretariats virksomhet ble behandlet.

#### ***Driftutskottet***

Utskottet har liksom tidigare förtöpande behandlat aktuella samörningsfrågor såsom kraftsituationen i de nordiska länderna, kraftutbytena länderna emellan, driftsäkerhet och drifttekniska frågor samt störningar inom det nordiska kraftsystemet. För bedömning av kraftsituationen under de närmaste tre åren har översiktliga effekt- och energibalanser avseende denna tidsperiod upprättats.

Förbrukningsökningen i Nordelländerna varierar mellan 2 och 4% utom för Finland som redovisar 6% ökning. Sommaren 1987 var exceptionellt kall, vilket bidragit till en del av ökningen.

Vattentillrinningen var under årets första del fram till vårfonden något under normal. Vårfonden inträdde vid i stort sett normal tidpunkt och blev på grund av kylig väderlek dämpad men av normal omfattning. Sommaren och

hösten blev i Sverige och Finland mycket nederbördssrika med åtföljande höga tillrinningar. Däremot var situationen i Norge helt annorlunda med tillrinningar något under de normala, vilket är ett unikt korrelationsförhållande enligt nu använd tillrinningsstatistik.

Magasinsläget vid årets slut var mycket över normalt i Finland och Sverige och normalt i Norge.

Kärnkraften har fungerat mycket väl under hela året. Tillgängligheten har varit mycket god och årets revisioner har genomförts i stort sett helt planenligt.

På grund av den rikliga vattentillrinningen har kärnkraftproduktionen nedreglerats med knappt 3 TWh huvudsakligen i Sverige. Härutöver har små mängder spill förbi driftklara maskiner förekommit i Finland och Sverige.

Kolpriset har som följd av dollar-kursfallet sjunkit under året och ligger nu på en låg nivå. Oljepriset har bortsett från smärre variationer legat på en relativt stabil nivå under året.

Kraftutbyttena under första hälften av 1987 har varit mycket små beroende på små skillnader mellan ländernas kraftvärden. Utbytten bestod då i huvudsak av att Sverige och Jylland köpte kraft från Norge under den kalla delen av vintern. Under sommaren och hösten har Sverige med anledning av den mycket rika vattensituationen exporterat kraft till alla tre grannländerna och i speciellt stor omfattning till Danmark. Under årets sista del har kraftutbyttena ånyo varit små.

Driftutskottet har under året slutfört en analys av Nordelsystemets effektbalanssituation. Arbetet har genomförts delvis i samarbete med Planeringsutskottet och har innefattat analyser av effektbalanserna under kallperioderna 1985 och 1987 samt en effektbalansprognos för 1990. Resultatet av analyserna visar på

- att effektmarginalen i Nordelsystemet minskar genom att förbrukningsökningen är större än tillkommande produktionskapacitet
- att en betydande del av produktionskapaciteten är otillgänglig av olika orsaker
- att produktionskapacitet finns instängd av nätbegränsningar under topplasttid.

De av Driftutskottet sammanställda översiktliga effekt- och energibalanserna för de närmaste tre åren visar att balanserna är relativt goda. Med anledning av att balanserna blir successivt mer ansträngda har Driftutskottet beslutat att kraftbalansanalyserna för de

närmaste tre åren skall göras på ett mera detaljerat sätt. Detta gäller i första hand effektbalansanalysen.

En sådan mera detaljerad effektbalansanalys för vinterperioden 1987/88 har genomförts med gott resultat. Effektreserven inom varje delsystem (egen reserv och överförbar via samkörningsförbindelserna) bedöms som tillfredsställande vid prognoserad topplastsituation.

Med anledning av den mera ansträngda effektbalansen har Driftutskottet påbörjat ett arbete syftande till en klarare precisering av kraven på driftreserver inom delsystemen i första hand när svårigheter föreligger att upprätthålla kraven på reserver.

Driftutskottets arbetsgrupp för systemfrågor, NOSY, har arbetat vidare med drifttekniska analyser på Nordelsystemet. Under året har gruppen bl a arbetat med

- att precisera och ajourhålla aktuella överföringsgränser på samkörningsförbindelserna
- att följa upp beslutade åtgärder för att förebygga systempendlingar
- att kartlägga olika produktionsresursers regleregenskaper
- att följa upp arbetet med koordinering av utrustningar för belastningsfrånkoppling enligt Nordels rekommendation
- att utarbeta synpunkter på Nordels nätdimensioneringsregler inför Planeringsutskottets översyn av desamma.

Under september 1987 höll Driftutskottet ett gemensamt sammanträde med UCPT i Helsingfors. Härvid utväxlades värdefull information beträffande kraftsituationen, drifterfareheter, drifttekniska problem samt analyshjälpmedel. Nästa sådant sammanträde är planerat till april 1989 i Holland.

### Planeringsutskottet

Planeringutskottet har som löpande arbetsuppgift att följa utvecklingen av samkörningskapaciteterna mellan länderna och att med erforderlig framförhållning föreslå lämpliga ändringar av dessa kapaciteter. Till Nordels årsmöte 1987 redovisades en rapport med förslag till överföringskapaciter på samkörningsförbindelserna i stadium 1995. Nordel godkände förslaget som innebär följande.

Med hävnisning till respektive Nordelländers utbyggnadsplaner för produktions- och överföringssystemet och gällande dimensioneringsregler rekommenderar Nordel följande överföringskapaciter i stadium 1995.

Från	Till	MW
Sverige norr	Norge norr	250 <sup>1)</sup>
Norge norr	Sverige norr	250 <sup>1)</sup>
Sverige mellan	Norge mellan	500 <sup>2)</sup>
Norge mellan	Sverige mellan	500 <sup>2)</sup>
Sverige syd	Norge syd	1600
Norge syd	Sverige syd	1300
Sverige Finland	Finland Sverige	1400 <sup>3)</sup> 1200 <sup>3,4)</sup>
Sverige Själland	Själland Sverige	700 <sup>5)</sup> 1100 <sup>5)</sup>
Sverige Jylland	Jylland Sverige	600 <sup>6)</sup> 600 <sup>6)</sup>
Norge syd	Jylland Norge syd	510 510
Norge Finland	Finland Norge	150 <sup>7)</sup> 150 <sup>7)</sup>

1) Omfattar 400 kV Ritsem-Ofoten och 132 kV Tornehamn-Rombak. 400 kV förbindelser har i sig relativt stor kapacitet men studier tyder på att utbytet bör begränsas av driftmässiga orsaker.

2) Omfattar 300 kV Järpströmmen-Nea och 220 kV Ajaure-N. Rössåga. Värdet gäller vid gynnsamma produktions- och belastningsförhållanden. Speciellt viktigt är överföringen Trøndelag-Østlandet i Norge och i snitt 61° N i Sverige.

3) Samkörningen består av växelströmsförbindelserna i norr och den nya 420 MW HVDC-förbindelsen Fennoskan.

4) Kapaciteten på växelströmsförbindelserna kan ibland (i huvudsak under toppeffekttid) begränsas av överföringsmöjligheterna på det svenska nätet. Det innebär dock ingen praktisk begränsning av Finlands exportmöjligheter till Sverige.

5) Överföringskapaciteten kan ofta vara högre. Den är beroende av aktuell produktionssituation och driftläggning.

6) Värdet 600 MW förutsätter att Kontiskan I fortfarande är i drift.

7) Värdet 150 MW förutsätter att 220 kV förbindelsen i Finland byggs ut ända fram till Pirttikoski.

Utöver de rekommenderade överföringskapaciteterna enligt ovan redovisas också förslag om vissa landsvisa åtgärder som bör vidtas.

En översyn av Nordels nätdimensioneringsregler har beslutats och en ad hoc-grupp har tillsatts för arbetet. De nu gällande reglerna antogs av Nordel år 1972. De har sedan dess varit oförändrade, trots att det nordiska kraftsystems nätdimensioneringar har ändrats avsevärt sedan dess. Arbetet med översynen beräknas ta ett par år.

Nätgruppens eget arbetsprogram innebär visst kompletterande arbete på stadium 1995. Därefter skall man starta upp arbete med nätkonceptet på ett stadium vid sekelskiftet. Nätgruppen förutses också bidra med underlag för de landsvisa åtgärder som föreslagits i rekommendationen enligt ovan.

Med användande av de utvecklade kraftbalansmodellerna har Produktionsgruppen studerat Nordelsystemets

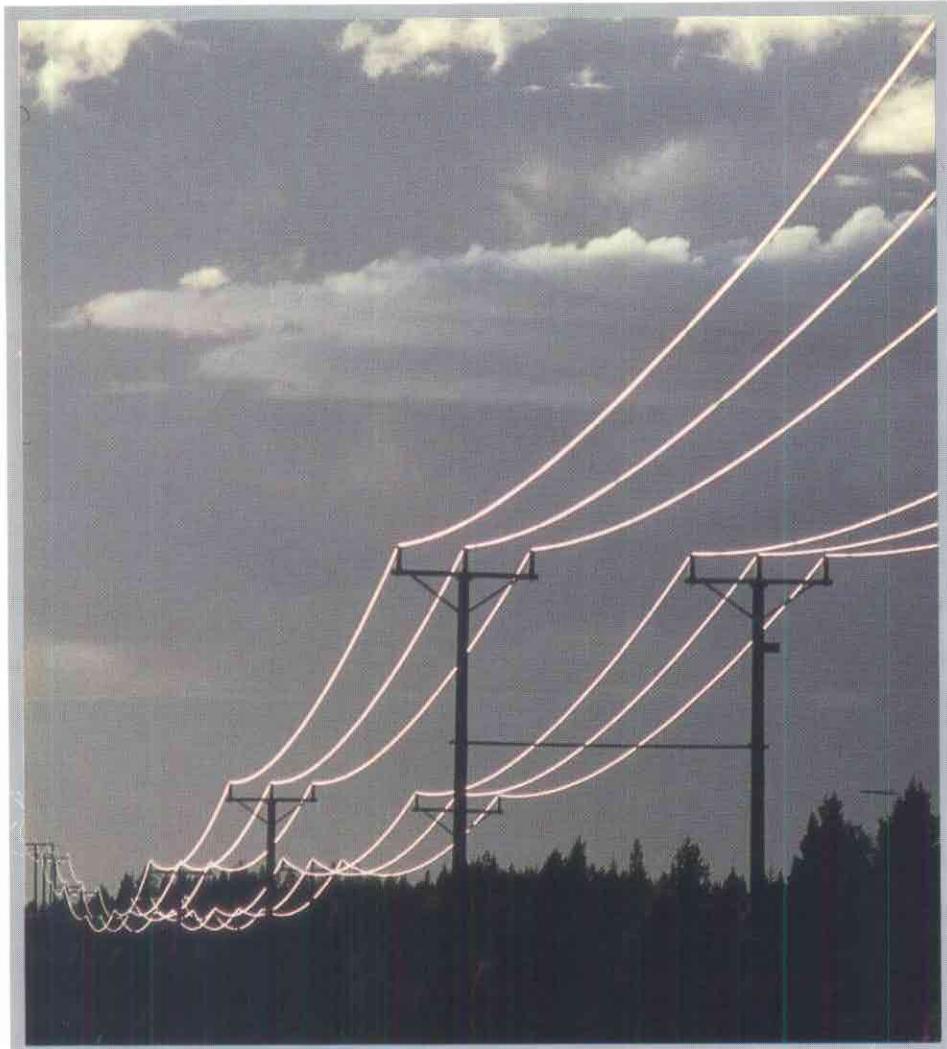


Foto: Bengt Johansson

produktions- och samkörningsförhållanden i stadium 1995. Man har också bidragit med underlag för de studier som Nätgruppen gjort om överförsingskapaciteter på samkörningsförbindelserna i stadium 1995. En del kompletterande studier på stadium 1995 återstår. Därefter kommer Produktionsgruppen att starta upp arbete med studier på ett stadium kring sekelskiftet.

I samarbete mellan Drift- och Planeringsutskotten har studerats utvecklingen av effekt- och energibalanserna för Nordelsystemet fram till stadium 1995. Som en sammanfattande slutsats kan konstateras att effekterserven i Nordelsystemet har minskat kraftigt de senaste åren och att detta är en trend som ser ut att fortsätta. Den specialartikel om kraftbalanssituationen i Nordelsystemet som redovisas i denna årsberättelse belyser detta och har tagits fram i samarbete mellan Drift- och Planeringsutskotten.

Den ökande osäkerhet på energiområdet som blivit rådande under senare år har lett till att kraftföretagens planering baseras på allt osäkrare förutsättningar. Utbyggnaderna av kraftsystemet bör dock så långt som möjligt ge ett tekniskt-ekonomiskt acceptabelt system även om utvecklingen blir annorlunda än vad man har bedömt som mest sannolik. *Scenariostudier på Nordelsystemet* kan vara en möjlig väg att möta de nya utvecklingstrenerna. Inom Planeringsutskottet pågår förberedelser för att starta upp scenariostudier.

Nordiska rådet har beslutat att 1988 skall vara ett nordiskt teknikår. Mot denna bakgrund pågår en hel del aktiviteter på olika håll i Norden. Norge har fått huvudansvaret för energiområdet. En *Nordisk energikonferens* planeras hållen i Stavanger den 26–28 september 1988. Konferensen kommer att behandla ämnen av intresse såväl för tekniker som för verksamma i de poli-

tiska myndigheterna. Planeringsutskottets ordförande och sekreterare ingår i planeringskommitéen för konferensen.

### Värmelektricitetsutskottet

Syftet med utskottets verksamhet är att etablera samarbete och befrämja erfarenhetsutbytet inom värmelektområdet i Norden. Utskottet har hållit två möten under 1987 och har behandlat följande rapporter och frågor:

Kärnbränslegruppen konstaterar i sin sista årsrapport att bränslemarknaden är stabil med t.o.m. svagt fallande priser. Rapporten innehåller denna gång ett fylligare avsnitt om bränslelement tillverkningen. Nordels årsmöte beslöt att gruppen skulle nedläggas.

Utskottets drift- och underhållsgrupp anordnade på hösten ett möte för underhållschefer. Gruppen har också behandlat upprustning och livstidsförlängning av gamla kraftverk och beslöt att detta skall vara huvudtema för driftchefsmötet som skall hållas hösten 1988.

Gruppen har också tillsammans med ad hoc-gruppen för miljöfrågor sammanställt två omfattande rapporter om kostnader och teknik för rökgasrening. Den ena handlar om avsvavning och den andra om reduktion av kväveoxider i rökgasen.

Ad hoc-gruppen har precisrat sina arbetsuppgifter att omfatta erfarenhetsutbyte beträffande lagstiftningen inom miljöområdet i Norden samt kraftföretagens möjligheter att administrativt och tekniskt hantera miljökraven. Gruppen skall i tekniska frågor samarbeta med drift- och underhållsgruppen. Generellt skall gruppen verka inom de områden, där drift av kraftverk skapar externa miljöproblem såsom luft-, vatten- och markföroreningar och bullerproblem.

För 1988 planerar gruppen att hålla ett seminarium om miljöfrågor.

Forsknings- och utvecklingsarbetet inom värmelektronrådet har fortsättningsvis följts upp av utskottet. Speciellt intresse har ägnats arbetet inom NKA (Nordiskt Kontaktorgan för Atomenergifrågor) för att erhålla praktisk nytta av bl.a deras säkerhetsprogram för kraftindustrin.

*Avedøreværket syd for København toner frem i horisonten. Værket står klar til brug i 1991.*

*The Avedøreværket power plant south of Copenhagen in the background. Decided in service 1991.*



## Energipolitik

Danmarks afhængighed af importert energi blev yderligere mindsket i 1987 ved en øget produktion af dansk Nordsø-olie og -gas. Andelen af dansk energi i det samlede bruttoenergiforbrug steg herved til 38%, mod 31% året før. Forbrug og eksport af dansk olie blev henholdsvis 2,9 og 1,7 mio. tons. De tilsvarende tal for dansk naturgas var 1,5 og 0,7 mia. m<sup>3</sup>.

Trots mange koncessionerede gruppers omfattende efterforskningsaktivitet i den danske undergrund er det fortsat kun Dansk Undergrunds Consortium, der producerer olie og naturgas.

Elværkernes pligtkøb af naturgas under aftalen med Dansk Naturgas A/S var i 1987 0,09 mia. m<sup>3</sup>.

Under indtryk af nye forhandlinger om gasleverancer til Dansk Naturgas

A/S fra Nordsøen har ELKRAFT sidst på året besluttet at vurdere mulighederne for at anvende billig og miljøvenlig naturgas på kraftværkerne. Gassen skal i givet fald anvendes i kombikraftværker, hvor gasturbiner kombineres med kraftvarmeproducerende damp turbineanlæg. Langsigtet forsyningssikkerhed og rimelig pris i forhold til kul er blandt forudsætninger for, at planerne kan realiseres. Den danske energiminister ser meget positivt på dette initiativ, som han anser for en naturlig fortsættelse af de senere års bestræbelser på at nedsætte miljøgenerne ved elproduktion.

Som et led i dansk energipolitik er energisperekampagnen i 1987 blevet yderligere intensiveret med fokus på elbesparelser. De danske elselskaber er gået massivt ind i denne kampagne,

som omfatter skolemateriale, plakater, annoncer, rådgivning, TV-spots m.m.

Der er betydelig energipolitisk interesse for at skabe en belastningsudjævning for derigennem at opnå højere udnyttelse af elsystemets kapacitet.

Til dette formål arbejder flere danske elselskaber med at indføre nye, tidsdiferentierede el-tariffer, hvor elprisen er lavest om aftenen, om natten og i weekenden, og højest om formiddagen og sidst på eftermiddagen på hverdage. I overgangsperioder afregnes til en mellempris.

Baggrunden er de seneste års erfaringer, der viser, at en mærkbar adfærdsændring hos forbrugerne kan opnås med tidsopdelte tariffer, der afspejler de reelle, varierende omkostninger i elsystemet.

## Elforbrug

Det samlede elforbrug i Danmark blev i 1987 ca. 30 TWh, en stigning på ca. 4,4% fra 1986.

Det var først og fremmest handels-, service- og landbrugssektorerne, som øgede elforbruget. Stigningen var her ca. 5%. Forbrugsstigningen i private husholdninger var ca. 3%, medens industriens forbrug var uændret i forhold til 1986.

I 1987 fordelte elforbruget sig med 32% på private husholdninger, med 28% på handel og service, med 28% på industri og med 12% på landbrug m.m.

Prognoserne for de kommende års elforbrug baseres på moderate stigningstakter omkring godt 2,5% p.a.

Årets maksimale belastninger optrådte den 12. og 13. januar, hvor ekstraordinær kulde og blæst medførte rekordhøje belastninger under aftenhøjlastperioden. I det østlige Danmark (ELKRAFT) blev maksimum 2.718 MW og i det vestlige Danmark (ELSAM) 3.385 MW.

De ekstreme belastningsforhold, der varede ved i nogle dage, skabte en anstrengt forsyningssituation. I begge områder lykkedes det dog at undgå udkobling af forbrugere ved at udnytte alle disponible muligheder for at oprettholde forsyningen.

## Elproduktion

Den installerede effekt på danske elværker var ved udgangen af 1987 ca. 8.230 MW, knap 1% mindre end den justerede effekt for 1986.

Effekten fordeler sig med 94,1% på dampkraftanlæg, 4,5% på gasturbine- og dieselanlæg, 1,3% på vindkraft og 0,1% på vandkraft. Opgørelsen omfatter 200 MW privatejede produktionsanlæg, heraf alene ca. 100 MW vindkraft.

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

I 1987 blev i alt 130 MW i gamle anlæg trukket ud. Herefter fandtes der ved årets slutning ca. 4% af effekten i gamle, forældede anlæg, som kun i ekstreme situationer tages i brug, og som kræver et varsel på mindst et par dage.

En blok på 295 MW + 10 MW overbelastningsevne blev efter to års ombygning til kombineret kul-, olie- og gasfyring sat i drift i 1987.

Dampkraftanlæggene dækkede 86,4% af årets elforbrug, vindkraft 0,5% og vandkraft 0,1%. De resterende 13,0% dækkedes af nettoimporten.

I samproduktion med elektricitet leverede kraftvarmeværkerne ca. 52.000 TJ fjernvarme.

Kraftværkerne forbrugte i 1987 brændsel svarende til ca. 11,1 mio. tons kul med en kulandel på 97%.

Byggeriet af nye blokke på Amagerværket, Avedøreværket og Fynsværket fortsatte med henblik på idrftsættelse i henholdsvis 1989, 1991 og 1991.

I 1987 blev det fjerde danske røgafsovlingsanlæg sat i ordre. Det drejer sig om et vådproces-anlæg til Avedøreværkets blok 1 på 250 MW med idrftsættelse i 1991. Restproduktet bliver gips.

To dansk producerede forsøgs- og demonstrationsanlæg for rørgrensning blev taget i brug i 1987. Det ene fjerner kvælstofokider, medens det andet fjerner såvel svovl- som kvælstofokider med svovlsyre og vand som restprodukter.

Disse forsøgs- og demonstrationsanlæg er eksempler på elværkerne stigende engagement i udviklingsarbejde hos industrien, med hovedvægten på miljøforbedring og fyrtteknik. Elværkerne anvendte i 1987 ca. 110 mio. kr til sådanne formål.

Det første decentrale kraftvarmeværk under el-udbygningsaftalen fra 1986 blev taget i brug i december. Anlægget er naturgasfyret med ydeevnen 17 MW el og 29 MJ/sek. varme.

I 1987 er der projekteret og forhandlet om yderligere hen ved 30 decentrale kraftvarmeværker, fordelt på anlæg der fyres med enten naturgas, halm, flis, affald eller biogas.

De nævnte decentrale kraftvarmeværker får en samlet elektrisk ydeevne på godt 200 MW, d.v.s. knap halvdelen af aftalens ramme på 450 MW.

Masnedø Vindmøllepark med fem 750 kW møller blev i januar indviet af den danske energiminister. Der har senere vist sig revner i fire vinger, som efter reparation anvendes i forsøgsvis drift. I oktober udbrændte den ene af de fem møller efter en fejl i generatorafbryderen.

Opsætningen af den hidtil største danske vindmølle på 2 MW er afsluttet nær Esbjerg. Forsøgsmøllen er bygget med støtte fra den danske stat og EF, og den idrftsættes i begyndelsen af 1988.

Elværkerne har i 1987 arbejdet med i alt en halv snes vindmøllepark-projekter på tilsammen ca. 34 MW.

Projekterne har mødt adskillige hindringer, ikke mindst i forbindelse med myndighedsbehandling. Næsten overalt har dette medført væsentlige forsinkelser, og nogle projekter har måttet ændres. Kun to vindmølleparkere var

helt eller delvis etableret ved årets udgang.

Denne situation har skabt tvivl om, hvorvidt elværkerne kan få alle vindkraftaftalens 100 MW realiseret til aftalt tid, d.v.s. inden udgangen af 1990. Miljø- og energiministerierne søger derfor nu i fællesskab en løsning, der sikrer, at elværkerne kan opnå en forsvarlig udbygningstakt med vindkraft.

## Elpriserne

Efter prisnedsættelsen i oktober 1986 har der ikke været større ændringer i elpriserne.

Den gennemsnitlige elpris for en forbruger med et årligt forbrug på 3000 kWh var i 1987 42,5 øre/kWh uden afgifter og 91,5 øre/kWh med afgifter. Energiafgift og moms udgjorde således hen ved 55% af forbrugerprisen.

Fra 1. januar 1988 stiger elpriserne overalt i landet, i gennemsnit med omkring 7 øre/kWh for en forbruger med 3000 kWh årligt forbrug. Prisstigningen er for en stor del et resultat af, at priserne i 1987 bevidst var sat lavt, for at selskaberne kunne «tilbagebetale» tidligere opsamlede overskud.

## Eltransmissionsnettet

Udbygning af Konti-Scan forbindelsen mellem Jylland og Sverige med et 300 MW, 285 kV DC-kabel skrider planmæssigt frem. Alle bygninger er opført, friluftsstationen er etableret og thyristorventilerne er under montage. Kabeludlægning sker i maj 1988, og prøvedrift ventes indledt i august 1988.

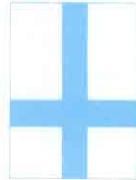
## Projektassistance

Både hos ELKRAFT og ELSAM satses der på salg af projektassistance.

ELSAM's projekteringsafdeling blev 1.1. 87 udskilt som selvstændigt, rådgivende selskab under navnet ELSAM-PROJEKT A/S. Alle aktierne i selskabet ejes af I/S ELSAM. Firmaets formål er først og fremmest at udføre opgaver for ELSAM og ELSAM's interesser, men det påtager sig også opgaver for andre bygherrer - både i Danmark og i andre lande.

ELKRAFT har dannet en ny afdeling, kaldet ELKRAFT-Consult, som det er hensigten senere at udskille som selvstændigt selskab. ELKRAFT-Consult forestår markedsføring og kontrahering og er ansvarlig for gennemførelse af udlandsprojekter hos ELKRAFT og selskaberne i ELKRAFT-området.

# Finland



## Energiekonomi och -politik

Den finska nationalekonomin genomgick en snabb högkonjunktur under 1987. Industriproduktionen ökade med drygt 4% och i synnerhet den kemiska skogsindustrins produktion ökade kraftigt till följd av en återhämtning av exporten till väst. Pappers- och cellulosaindustrins produktionskapacitet var i så gott som fullt bruk. Bruttonationalprodukten steg med ca 3,5%. Jordbruksmissväxt orsakade en 0,5-0,7%:s minskning av bruttonationalprodukten.

År 1987 ökade energikonsumtionen med 6-7% till ca 29 Mtoe. Ökningen förklaras främst med den stränga kölden vintern 1987 samt industrins högkonjunktur. Naturgaskonsumtionen ökade relativt sett mest, med ca. 40%, i och med att utbyggnaden av naturgasledningen till Tammerfors och Helsingfors

*Skorstenen vid Kouvolan kraftverk reses. Kraftverket på 41 MW eldas med naturgas.*

*The smokestack at the Kouvola power plant is raised. The power plant of 41 MW is fired with natural gas.*



blev färdig i slutet av 1986. Självförsörjningsgraden var omkring 30% tack vare den rikliga vattenkraften.

Det nya statsrådet, som inledder sitt arbete i början av maj 1987, har i sitt regeringsprogram specificerat följande energipolitiska grundlinje: regeringen tryggar en kontinuerlig energiförsörjning och förmånlig baskraft för industrien. Energisparandet och miljökraven beaktas när energipolitiska beslut fattas.

Då det gäller miljöskydd betonar regeringen forskningens och det internationella samarbetets betydelse. Den befärmjar naturgasanvändning och decentraliserad energiförsörjning. Enligt regeringsprogrammet byggs inga nya kärnkraftverk i Finland under regeringens mandattid.

I december antog riksdagen den nya kärnenergilagen enligt vilken riksdagen

bl.a. fattar beslut om byggandet av eventuella nya kärnkraftverk. Den allmänna opinionen har på sistone blivit mer positiv till kärnkraft. Ändå är opinionen något mer negativ än före kärnreaktorhaveriet i Tjernobyl våren 1986.

I februari beslöt regeringen om de första åtgärderna och utsläppsgränserna, vilket betyder att svavelutsläppen begränsas med 50% från 1980 års nivå fram till 1993. Enligt beslutet skall avsvavlingsanläggningar installeras i alla nya samt i större äldre kolkraftverk fram till 1993. Beslutet innebär att nästan ett par miljarder finska mark skall investeras i energiförsörjning under de följande 5-6 åren. I november beslöt statsrådet också om utsläppsgränserna för oljekraftverk och maximivärden för kolets svavelhalt. Beslutet innebär att svavelhalten i tung brännolja kan högst vara 1% i bosättningscentra i södra Finland.

I februari 1987 grundades en energikommitté på hög nivå som skall utreda den samhälleliga inverkan av olika energiformer. Utredningarna omfattar bl.a.:

- energiteknologi
- ekonomiska och samhälleliga inverkningar
- miljö- och hälsoeffekter

Kommittén skall också utreda vilka inverkningar energiproduktionen medför och hur stora riskerna är jämfört med andra samhälleliga funktioner. Kommittén anlitar experter på energiförvaltning, energiproduktion och energiförbrukning. Kommittén skall slutföra sitt betänkande senast den 31.12. 1988.

Lagen om förnyande av energiförsörjningsplanering har varit på remiss. Enligt förslaget slopas den nuvarande stamplanen och Elförsörjningsdelegationen nedläggs och endast kraftverk på över 250 MWe förutsätter statsrådets tillstånd.

### Elförbrukning

Elförbrukningen ökade år 1987 mer än någonsin tidigare, eller ca 3,6 TWh. Den totala elförbrukningen uppgick till 56,3 TWh och ökningen var nästan 7%. En del av ökningen berodde på den exceptionella väderleken. Januari månad 1987 var mycket kall och den andra veckan i januari den kallaste genom tiderna. På flera orter, i synnerhet i södra Finland, slogs nya köldrekord. På t.ex. Helsingfors-Vanda flygfält var veckans medeltemperatur -30,4°C och i Helsingfors uppmättes ett nytt rekord, -34,3°C. Landets nya toppeffekt uppstod den 12.1. 1987 och var 10.085 MW, vilket är 1.200 MW mer än föregående år. 1987 var också på andra sätt exceptionellt, våren och sommaren var kyliga och början på hösten mycket regnig.

Kölden innebar att elförbrukningen för uppvärmning ökade kraftigt. Elbehovet har också ökat inom hushåll och service. En betydlig del av ökningen av elbehovet har berott på industrins – i synnerhet den kemiska skogsindustrins – goda konjunkturer. Antalet eluppvärmda bostäder har fortsatt att öka snabbt trots att oljans prisutveckling varit gynnsam. Ökningen var 25.000 bostäder och antalet eluppvärmda bostäder uppgick till 385.000. Elektriciteten stod för dryga 23% av den slutliga energiförbrukningen, medan den var 22,6% år 1986.

Prognoserna för elefterfrågan reviderades under 1987. Industrins framtida utsikter har ljusnat till följd av produktutveckling, rationaliseringar av flera branscher samt energiskattreformen.

Enligt den nyaste prognosens av Elproducenternas samarbetsdelegation ökar elbehovet till ca 74 TWh fram till år 2000. Ökningen är ca 3 TWh större än vad de tidigare prognoserna förutspått.

### Elproduktion

Elproduktionen var ca 50,7 TWh år 1987. Produktionen stod för ca 90% av totalförbrukningen och nettoimporten, som var ca 5,6 TWh, för ca 10%.

Vattenkraftproduktionen uppnådde 1981 års rekord, ca 13,5 TWh. Detta förklaras med sommarens och höstens rekordstora nederbörd, som resulterade i ovanligt välfyllda vattenmagasin.

Aven kärnkraftproduktionen har varit rekordstor, produktionen uppgick till 18,5 TWh, vilket står för 36% av totalproduktionen. Alla kärnkraftenheter har fungerat klanderfritt och följande utnyttjningsfaktorer noterades för respektive kraftverk (revisionerna medräknade):

Lovisa I	93,2%
Lovisa II	92,6%
Olkiluoto I	90,9%
Olkiluoto II	92,3%

Med mottryckskraft producerades ca 13,3 TWh, vilket innebär en ökning om ca 0,9 TWh jämfört med föregående år. Med övrig värmekraft producerades ca 5,3 TWh, eller 10% av totalproduktionen.

Elimporten från Sovjetunionen förblev oförändrad, d.v.s. ca 4,7 TWh, och nettoimporten från Sverige minskade något och utgjorde 0,9 TWh år 1987.

### Utbyggnad

År 1987 slutfördes byggandet av endast ca 25 MW ny kraftverkskapacitet i och med att tre små vattenkraftverk togs i drift under året.

Däremot var mer än 1000 MW ny kraftverkskapacitet under byggnad. De mest betydande nya kraftverken under byggnad är Imatran Voimas torvkondenskraftverk om 150 MW i Haapavesi, Pohjolan Voimas 250 MW oljekondenskraftverk i Kristinestad samt ett 132 MW naturgaseldat kombikraftvärmeverk i Tammerfors och ett 105 MW torveldat kraftvärmeverk i Seinäjoki. Av de nya kraftverken är ca 320 MW torveldade och ca 330 MW naturgaseldade. Dessutom har man fattat beslut om ett naturgaseldat kraftvärmeverk i Helsingfors med en effekt om 167 MW.

Imatran Voima och industrin har förhandlat om byggandet av ett nytt kol Kraftverk om ca 500 MW i Björneborg. Man har dock inte ännu fattat något beslut. Man har också förhandlat om fortsatt elimport från Sovjetunionen

efter 1989 och elimport från Norge från och med mitten av 1990-talet.

Under 1987 slutfördes byggandet av 35 km 400 kV ledningar, 120 km 220 kV ledningar och ca 300 km 110 kV ledningar.

Vid samkörningsförbindelsen mellan Sverige och Finland blev en transformatorstation på 400/110 kV färdig i staden Kemi nära gränsen. I Helsingforsregionen togs i drift en gasisolerad kopplingsstation och en transformatorstation på 400/110 kV. Byggandet av förbindelsen till Norge fortsätter och en 220 kV ledning från Vajukoski till Varangerbotn blir färdig sommaren 1988.

Effekten på Fennō-Skan-likströmsförbindelsen skall vara 500 MW med 400 kV överföringsspänning. Förbindelsen är världens första långa DC-undervattenkabel med 400 kV överföringsspänning.

### Elpriset

Elektricitetens detaljpris förblev nästan stabilt under 1987. Realpriset sjönk med ca 4%. Den 1.1. 1988 var det genomsnittliga konsumentpriset för hushållsel 41,9 p/kWh i flervåningshus och 36,1 p/kWh i småhus. Det skattebelagda konsumentpriset för direkt elvärme var 27,8 p/kWh och för ackumulerande el 23,1 p/kWh. Storindustrins skattefria konsumentpris för el var 13,3 p/kWh den 1.1. 1988 och sänkningen var ca 0,5 p/kWh.

Partipriset på el sjönk flera gånger under 1987, totalt ca 5%, vilket främst berodde på kolprissänkningen. En del av den här sänkningen har också avspeglats i konsumentpriserna.

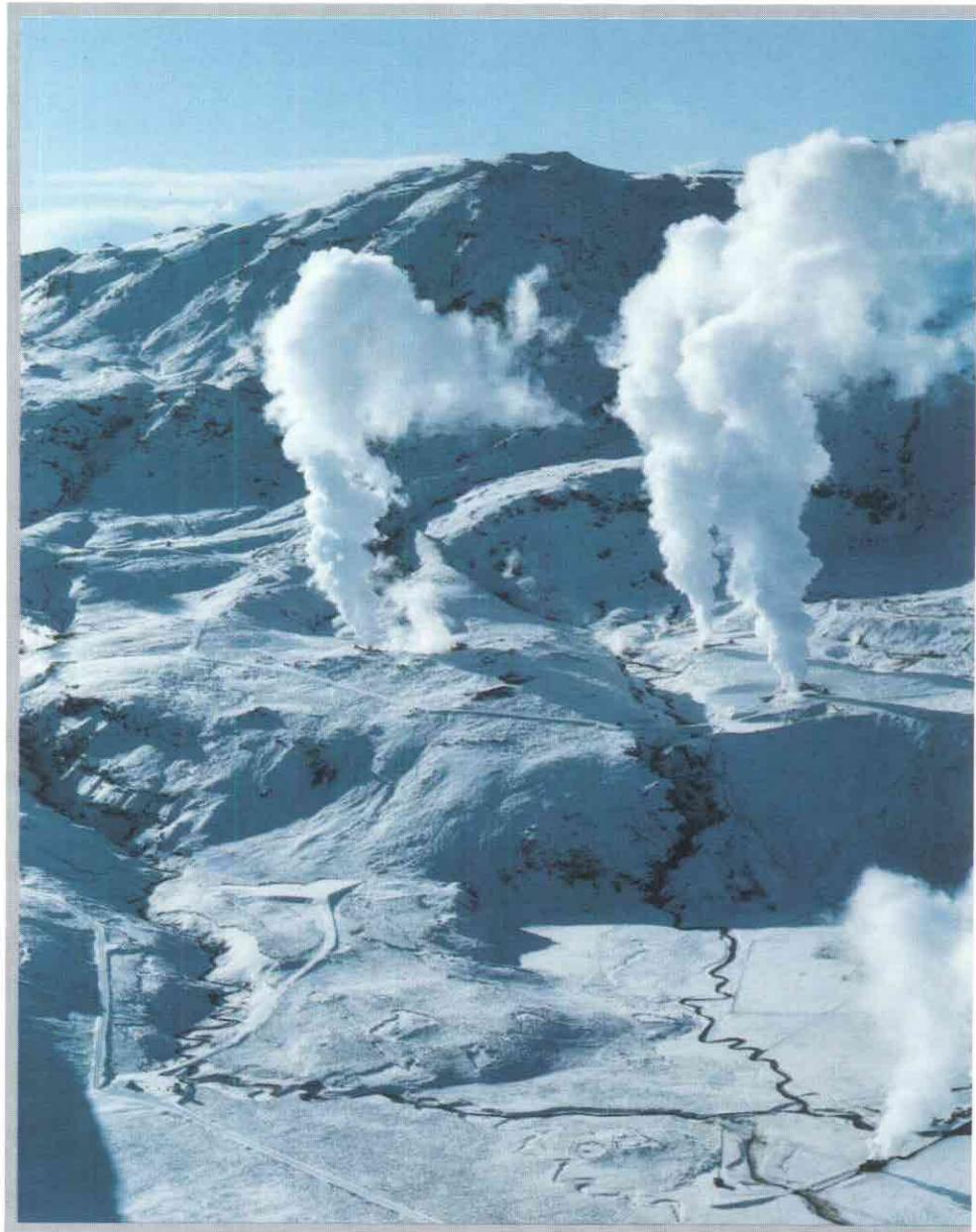
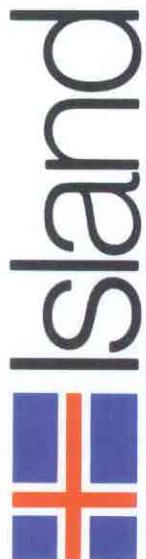
### Forskning och utveckling

Det har gjorts en undersökning om slutförvaring av använt kärnbränsle och dess säkerhet. Enligt undersökningen är det tryggt att placera avfallet i den finska berggrundens. Industrins Kraft (TVO) har fortsatt att söka en lämplig ort för slutförvaring, men detta blir dock aktuellt först efter 2010.

Nya kraftverkslösningar har undersökts. Imatran Voimas vindkraftanläggning om 300 kW i Kopparnäs uppnådde en utnyttjningsfaktor på 57% under sitt första provår. Ett PFBC-undersökningsprojekt (förbränning i trycksatt fluidiserad bädd) startades med syfte att öka elproduktionens utnyttjningsfaktor vid ångkraftverk som eldas med fast bränsle. Dessutom har man utvecklat ett dieselmotorverk baserat på högtryckssprutning av naturgas. Kraftverket skall främst generera kraftvärmeförsmål för små tätorter. Man har också undersökt olika kombikraftverk med gasturbin-ångturbinlösningar.

*Prøvning af damp-borehuller på Nesjavellir, Syd-Island, hvor Reykjavik Fjernvarmeværk nu forbereder bygning af et geotermisk kraftvarmeværk.*

*Testing of steam wells at Nesjavellir, Southern Iceland, where the Reykjavik Municipal District heating Service now prepares the construction of a geothermal combined heat and power (CHP) plant.*



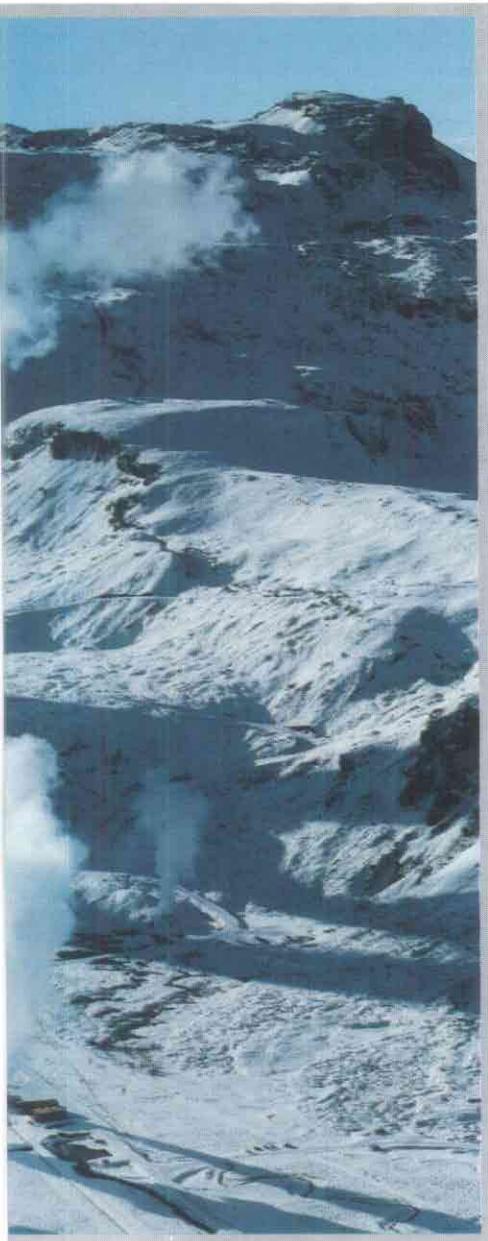
## Økonomisk udvikling

**A**ret 1987 var i Island præget af en relativt høj økonomisk vækst på 6,6% (6,0 i 1986). Værdien af fiskeriprodukter, landets vigtigste produktkategori, voksende reelt med 7%; øvrige industripprodukter med 3%. Tilsvarende tal for 1986 var 10,0% og 5,0%. Investeringer voksende med 8% i forhold til 1986. Arbejdsløsheden lå i gennemsnit på 0,6% af arbejdsstyrken (0,7% i 1986). Inflationen viste igen en opadgående tendens, fra ca. 15,9% p.a. ved indgangen til 1987 til ca. 24,4% p.a. ved dets slut. Konsumentprisindeksen steg med 24,4% fra d. 31. dec. 1986 til samme dato 1987.

## Energipolitik og lovgivning

Island fik en ny regering den 8. juli 1987, efter Altingsvalget i april. Om energi- og industripolitik heder det i den nye regerings program at «man fortsat vil søge samarbejde med udenlandske interesser om energiintensiv industri i den grad markedssituationen tilsliger og det passer ind i landets energiforsyning. Energiforsyningens organisationsforhold skal revideres, deriblandt de opgaver som er tildelt Statens Energistyrelse og Energifondet.»

Der er således tale om en stort set uændret energi- og industripolitik fra den forrige regering; dog med en noget neddæmpet vægt på energiintensiv



Skotland har været oppe til diskussion flere gange i årenes løb. Bl.a. har økonomien af en sådan eksport været studeret i Statens energistyrelsес regi i 1975 og 1980. Resultatet blev i begge tilfælde at omkostningerne i Skotland på el fra Island ville ligge på niveau med hvad det koster at producere kraften i Skotland i kulfyrede værker eller kernekraftværker. I 1986 tog Statens energistyrelse sagen op igen og ved hjælp af data fra ASEA Transmission i Vesterås kom man endnu en gang frem til det samme resultat hvad økonomien af en sådan eksport angår.

Imidlertid er der andre aspekter af sagen end de rent økonomiske, bl.a. miljømæssige, ligesom de økonomiske forudsætninger jo ændres med tiden. I forbindelse med den forestående privatisering af elforsyningen i Storbritannien har der opstået interesse i forskellige kredse for alternative kilder til elforsyning. Nogle af disse kredse har vist interesse for at studere kraftimport fra Island. Landsvirkjun, Islands største elproducent har i 1987 påbegyndt en egen studie af disse muligheder som ventes afsluttet i begyndelsen af 1988, og en af de ovenfor nævnte britiske kredse har været i kontakt med Landsvirkjun om sagen.

### Elkonsumptionen

Elkonsumptionen i Island i 1987 udgjorde 4152 GWh brutto, d.v.s. inklusive transmissions- og distributionstab samt elværkernes egetforbrug. Tilsvarende tal for 1986 var 4058 GWh. Det modsvarer en vækst på 2,3%.

I 1987 gik 52,1% af totalforbruget til kraftkrævende industri mod 52,8% året før. Dens forbrug voksede med 1,0%. Det almindelige forbrug voksede med 3,8% uden temperaturkorrektion; med denne var væksten 7,5%. Forbruget bestod af 3656 GWh fastkraft og 497 GWh ikkegaranteret kraft.

I sin serie af energiprognoser udsendte det såkaldte Energiprognoseudvalg i 1987 en prognose over forbrug af geotermisk energi i perioden 1987–

industri, i takt med dagens konjunktursituation i disse industrigrene.

Den 22. juni 1987 afsluttedes foreløbig, med et negativt resultat, forhandlinger mellem repræsentanter for den islandske regering og den britiske industrikoncern RTZ Metals om den sidstnævntes investeringer i kraftkrævende industri i Island. Forhandlingerne havde været i gang siden årsskiftet 1985/86. Grunden til dette udfald angives at være den internationale markedssituation for navnlig siliciummetalprodukter, idet den påtænkte investering var i et siliciummetalværk. Man enedes dog om at holde løbende kontakt i fremtiden.

Eksport af elektricitet fra Island til

2015, opdelt på forbrugergrupper. Nedenstående tabel viser et uddrag af denne prognose. Tallene angiver nyttiggjort varme.

### Elproduktionen

Elproduktionen i Island i 1987 udgjorde 4152 GWh mod 4058 GWh året før. Heraf blev 94,3% produceret i vandkraftværker (94,7% i 1986); 5,6% i geotermiske værker (5,2 året før) og 0,1% i dieselkraftværker (0,1% i 1986).

Installeret effekt i Islandske kraftværker var 921 MW ved udgangen af 1987 (922 MW i slutningen af 1986), hvoraf 752 MW i vandkraftværker (uforandret fra forrige år); 128 MW i konventionelle varmekraftværker, diesel, kondens og gasturbiner (129 MW året før) og 41 MW i geotermiske værker (uforandret fra forrige år).

Bygningen af 150 MW vandkraftværket ved Blanda i den vestlige del af Nord-Island fortsatte i 1987, med idrættagning i 1991 for øje. Landsvirkjun står som bygherre. Reykjaviks Fjernvarmeværk forberedte i 1987 bygning af et geotermisk kraftvarmeværk Nesjavellir i Syd-Island på 300 MW nyttiggjort varme + mindst 50 MW el. Som første etape regnes der med 100 MW nyttiggjort varme ca. 1990, men uden elproduktion, som er udsat på ubestemt tid.

### Elpriser

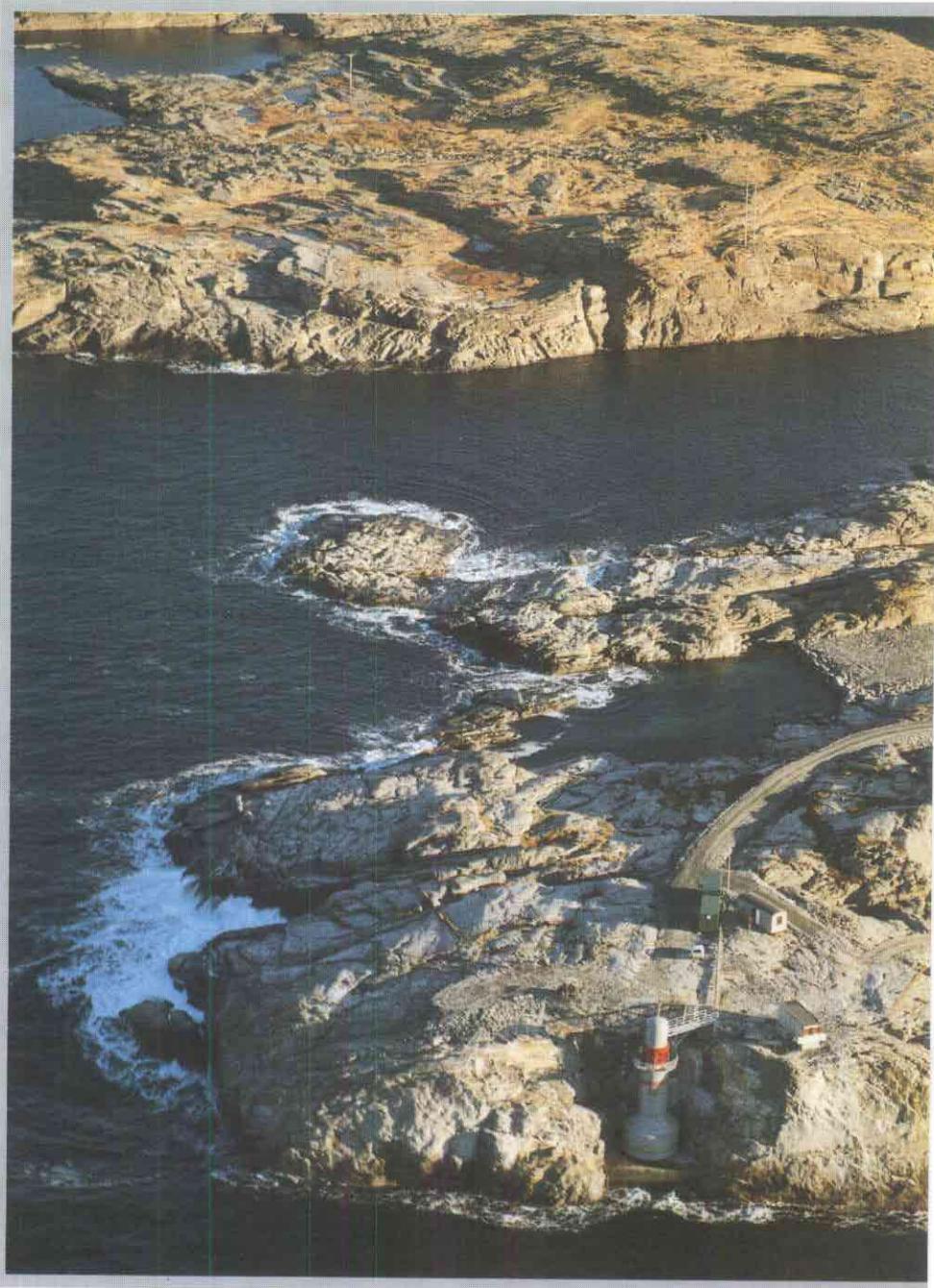
Den 1. jan. 1987 forhøjede Landsvirkjun sin en-gros elpris med 7,5%; med 9,5% den 1. aug. og med 9% den 1. des. Den inflationskorrigerede en-gros pris den 1. jan 1988 var 1,1% højere end den 1. jan. 1987, men 31,8% lavere end den 1. maj 1984.

På grund af stigende prisnoteringer på råaluminium i den senere halvdel af 1987 steg Landvirkjuns kraftpris til Det islandske aluminiumselskab fra 12,5 mUSD/kWh i 1. og 2. kvartal 1987 til 13,2 i 3. og 14,9 mUSD/kWh i 4. kvartal. (fra 0,073 SEK/kWh til 0,077 i 3. og 0,086 SEK/kWh i 4. kvartal ifølge kursen den 31. dec. 1987).

År	Opvarmning GWh	Svømme- bassiner GWh	Sne- og issmeltnings GWh	Vækst- hus GWh	Akva- kultur GWh	Industri GWh	Andet forbrug GWh	Ialt GWh
1986	3.770	226	127	207	18	262	1	4.611
1990	4.060	262	310	224	90	375	1	5.322
1995	4.322	299	493	245	210	493	1	6.063
2000	4.481	330	629	261	274	520	1	6.496
2005	4.629	358	742	270	274	540	1	6.814
2010	4.762	376	845	280	274	561	1	7.099
2015	4.860	386	942	290	274	582	2	7.336

*Bølgekraftverket til Kværner Engineering og Norwave utenfor Bergen.*

*A wave power plant near Bergen constructed by Kværner Engineering and Norwave.*



### *Energipolitikk.*

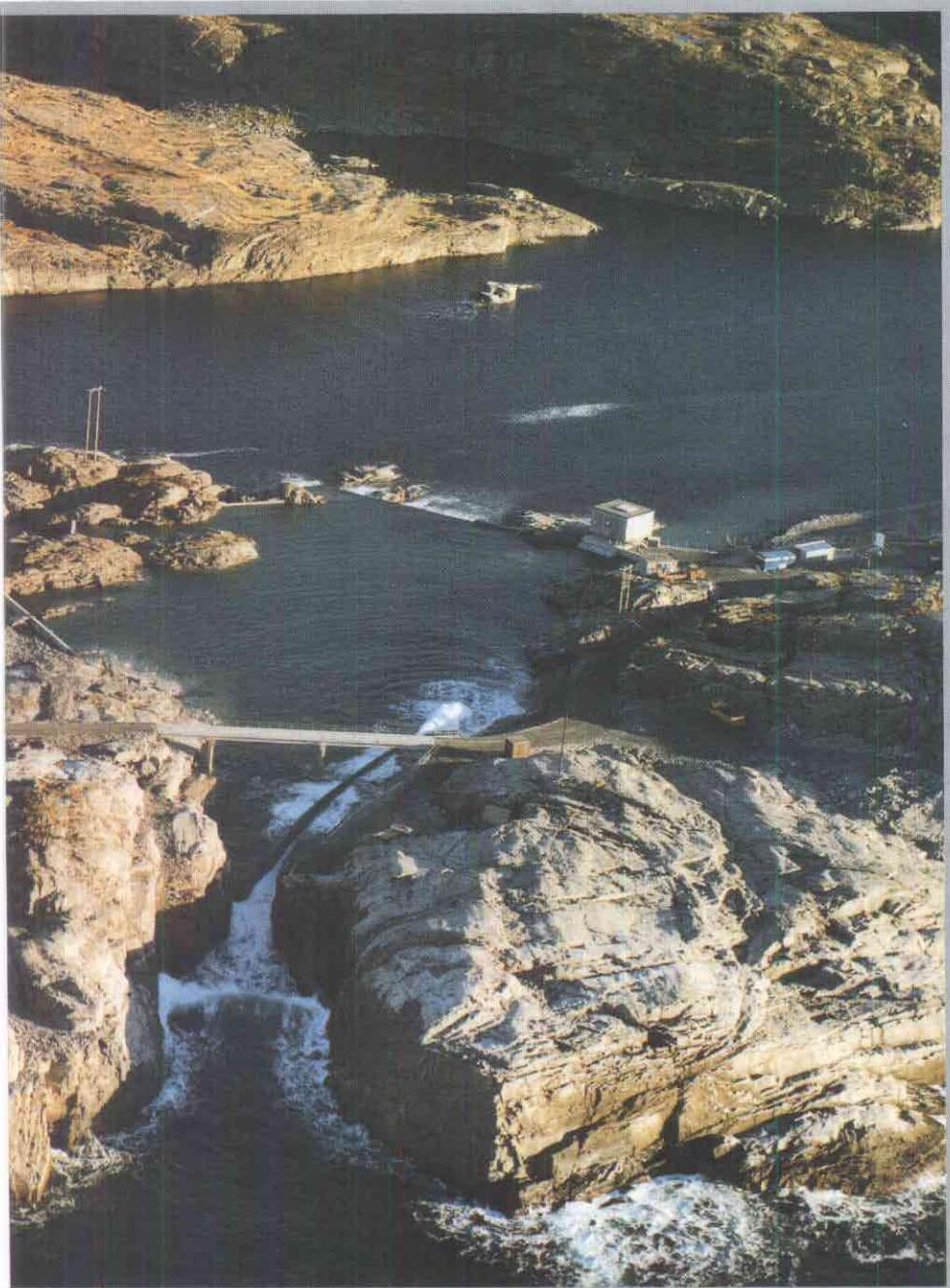
**N**ittenhundre og åttisju markerte for alvor gasskraftens inntreden som et reelt alternativ i norsk energiforsyning.

26. februar 1987 leverte Statkraft sin konsesjonssøknad for et gasskraftverk på Kårstø i Rogaland. Gasskraftverketer planlagt å få en installert elektrisk ytelse på ca. 700 MW, og en årsproduksjon på 5 TWh. Olje- og energidepartementet la opp til en meget rask behandling av søknaden, med frist for innstilling fra NVE satt til 15. november 1987. Departementet tar sikte på å legge fram prosjektet innen utløpet av 1.

kvartal 1988.

Behandlingen av en søknad fra Norsk Hydro av 25. mai 1987 for et gasskraftverk på Karmøy i Rogaland, ble foreløpig stilt i bero av departementet. I brev av 22. desember 1987 har departementet bedt NVE om å gjenoppta behandlingen.

10. april 1987 la Regjeringen fram St.meld. nr. 38 (1986-87), Norges framtidige energibruk og -produksjon. I meldingen presenteres en oppdatert vurdering av energiforsyning og energidekning i Norge i 1990-årene. Regjeringens hovedalternativ for framtidig fast-



kraftteterspørsel i alminnelig forsyning er 77 TWh i 1995 og 85 TWh i 2000.

I tråd med tidligere vedtak i Stortinget er rammetallene for tildeling av fastkraft til kraftintensiv industri satt til 36 TWh i 1995 og 2000. Videre er det gjort et påslag for usikkerhet på 2 TWh i 1995 og 3 TWh i 2000. Til sammen tilsier dette en fastkrafttilgang på 115 TWh i 1995 og 124 TWh i 2000. Dette er en oppjustering på henholdsvis 3,5 og 4 TWh sammenliknet med måltallene i forrige energimelding fra 1985.

Energimeldingen slår fast at det er stor usikkerhet knyttet til prognosene

for kraftteterspørselen og understreker behovet for en energiplanlegging som gjør det mulig raskt å tilpasse produksjonskapasiteten til endrede behov.

Mulighetene for å bygge gasskraftverk innebærer økt fleksibilitet i kraftforsyningen, ved at byggetiden er vesentlig kortere enn for store vannkraftprosjekter. Regjeringen peker dessuten på at det ikke kan regnes som realistisk å kunne dekke kraftteterspørselen fram mot år 2000 ved vannkraftutbygging alene. Bl.a. på denne bakgrunn og fordi gasskraft framstår som økonomisk konkurransedyktig med vannkraft, går

Regjeringen i Energimeldingen inn for utbygging av gasskraftverk i Norge. Meldingen nevner spesielt Statkrafts søknad om tillatelse til å bygge og drive et gasskraftverk på Kårstø. Etter planen kan dette verket stå ferdig allerede i 1991. Det er også sannsynlig at en utbygging av Haltenbanken kan gi grunnlag for et gasskraftverk i Midt-Norge fra midten av 1990-årene.

4. desember la Regjeringen fram St.meld. nr. 19 (1987-88), Tillegg til St.meld. nr. 38 (1986-87). I denne meldingen utredes nærmere enkelte spørsmål i tilknytning til utbygging av gasskraftverk og innfasing av større mengder gasskraft i det norske kraftsystemet.

Om prising av gass til innenlandske formål heter det i Tilleggsmeldingen: «Hovedprinsippet for prising av gass til innenlandske formål bør være at prisen skal reflektere den verdi gassen har i markedet. Så lenge kraftproduksjon er eneste viktige anvendelse for gass i Norge, bør gassprisen reflektere den verdi gassen har i kraftmarkedet, dvs. når den brukes til kraftproduksjon. Denne kraften vil bli avsatt i engrosmarkedet, og etter departementets syn bør en derfor basere seg på verdien av kraft i engrosmarkedet ved tilbakeregning til gassprisen.»

Regjeringen går videre inn for at Statkraft som hovedregel skal ha majoritetsinteresse i de gasskraftverk som bygges. Større kraftselskaper og industribedrifter med store kraftbehov bør også kunne delta i bygging av gasskraftverk for å kunne sikre seg nødvendig tilgang på kraft.

St.meld. nr. 53 (1986-87), Om Samlet Plan for vassdrag ble lagt fram av Regjeringen 30. april 1987. Denne meldingen er en oppfølging av den første Samlet Plan - St.meld. nr. 63 (1984-85) som ble behandlet i Stortinget våren 1986. Samlet Plan er ment å skulle ordne køen av vannkraftprosjekter etter kriterier som består i en kombinasjon av stigende kostnad og økende grad av konflikt med andre brukerinteresser. Kategori I i Samlet Plan omfatter prosjekter som kan behandles straks. I denne kategorien finnes i hovedsak mindre prosjekter med lav reguleringsgrad. De planlagte gasskraftverk er forutsatt kjørt som grunnlastverk, og dette vil medføre økt krav til produksjon av vinterkraft og til effektinstallasjon i vannkraftsystemet. På denne bakgrunn er det fra flere hold, bl.a. fra NVE, uttrykt ønske om en omprioritering av Samlet Plan for å få fram større prosjekter med høy reguleringsgrad.

Verken Energimeldingen eller Samlet Plan er tatt opp til behandling i Stortinget i 1987, men begge er ventet behandlet våren 1988.

Rapporten fra Verdenskommisjonen for miljø og utvikling («Brundtlandkommisjonen») ble lagt fram i 1987. Rapporten trekker opp perspektiver for den globale miljø- og ressursutvikling og inneholder anbefalinger om hva som må gjøres for at vi skal få det kommisjonen omtaler som en bærekraftig utvikling. I energikapitlet konkluderer kommisjonen med at en lavenergistrategi er den beste vei mot en bærekraftig framtid. For å oppnå dette bør det legges vekt på energieffektivitet, miljøvennlig teknologi og fornybare energiressurser. Regjeringen sier i Tilleggsmeldingen: «De mulige farene ved bruk av fossilt brensel på lang sikt kan sette grenser for hvor mye gasskraft som bør produseres. For å begrense bruken av fossilt brensel på global basis kan det bli vanskelig å komme utenom å dempe veksten i den samlede energibruken. For å hindre at den ventede økonomiske veksten trekker energiforbruket oppover i samme takt, må prisene på energi internasjonalt på lang sikt stige. Økte priser vil både begrense forbruket og gjøre det mer lønnsomt å satse på energiøkonomisering.»

## Elektrisitetsforbruk.

Bruttoforbruket av fastkraft i alminnelig forsyning og kraftintensiv industri ble til sammen 98,4 TWh i 1987. Dette er en økning på 2,5 TWh tilsvarende 2,7% fra 1986. Dette er noe høyere enn gjennomsnittlig vekst siste 7 år, som var på 1,9%.

Referert kraftstasjon økte fastkraftforbruket i alminnelig forsyning med 2,6% til 68,4 TWh. Korrigert til normale temperaturforhold er forbruket beregnet til 66,3 TWh som er 1,2% økning fra tilsvarende forbruk året før. Dette er en vesentlig lavere vekst enn gjennomsnittet for perioden 1980–1987 som er på 3,5%. Det er naturlig å se den beskjedne veksten i 1987 på bakgrunn av den innenlandske konjunktursituasjonen. Privat konsum er anslått å falle med et par prosent fra 1986 til 1987, og det ligger an til en beskjeden vekst i bruttonasjonalproduktet regnet eksklusiv olje og sjøfart.

De fleste steder i landet var det også i 1987 billigere å fyre med lettolje enn elektrisitet der slikt utstyr allerede finnes. Den relativt beskjedne økningen i salget av lett fyringsolje gjennom 1987 tyder imidlertid på at det har vært liten overgang fra elektrisitet til lettolje siste

år. Omregnet til ekvivalent mengde elektrisitet levert til forbruker er salget av lett fyringsolje i 1987 11,1 TWh, ca 6% økning fra 1986. 1987 var markert kaldere enn 1986.

Kraftintensiv industri har i 1987 brukt 30,1 TWh referert kraftstasjon, 0,8 TWh mer enn året før. Gjennom egenproduksjon og faste kontrakter var den kraftintensive industrien i 1987 sikret et fastkraftkvantum på i underkant av 30 TWh.

Det er store forskjeller mellom de ulike kraftintensive næringer. Produsenter av aluminium og andre ikke-jernholdige metaller har økt sitt forbruk med vel 6%, og har i 1987 57% av elektrisitetsforbruket i kraftintensiv industri. Verdensmarkedsprisene for aluminium var i 1987 svært høye og næringen har høy kapasitetsutnyttelse. Næringsgruppen produksjon av jern, stål og ferrolegeringer reduserte sitt forbruk med vel 3%. Denne næringen sliter med lave priser på verdensmarkedet og dårlig lønnsomhet. For produsenter av kjemiske råvarer var forbruket av elektrisk kraft i 1987 omlag det samme som i 1986.

Det registrerte salget av tilfeldig kraft til store elektrokjeler var i 1987 på 3,6 TWh referert kraftstasjon. Dette er omlag en fordobling av forbruket fra 1986. Det vesentlige av denne økningen kan tilskrives treforedlingsindustrien, som i tillegg til et høyt aktivitetsnivå, har erstattet tungolje med tilfeldig kraft. Salget av tungolje til treforedlingsindustrien var i 1987 vel 160 tusen tonn lavere enn i 1986. Dette tilsvarer ca. 1,4 TWh elektrisk kraft.

De siste årene er det i den endelige årsstatistikken registrert et vesentlig høyere salg av tilfeldig kraft enn det som er registrert i korttidsstatistikken. Dette er salg til mindre elektrokjeler og annet forbruk av ikke-garantert kraft. De siste årene har dette forbruket vært ca. 1 TWh. Ved beregning av fastkraftforbruket i alminnelig forsyning er forbruket i mindre elektrokjeler anslått til 0,8 TWh i 1987.

Den maksimale belastningen som refererer seg til det innenlandske forbruk, inntraff 12. januar, og er anslått til 18.440 MW. Dette er den høyeste belastningen som er registrert, og er ca. 900 MW høyere enn den forrige rekorden som ble målt i 1985. Toppbelastningen ble målt i en periode med ekstremt kaldt vær over hele landet. Det er svært sjeldent at det samtidig opptrer ekstreme kuldeperioder over hele landet.

Elektrisitet dekket i 1987 47% av energiinnholdet i energibærere levert til

forbrukerne (netto sluttforbruk). Petroleumsprodukter dekket 40,3% og faste brensler 12,4%. Fjernvarme dekker de resterende 0,3%.

## Elektrisitetsproduksjonen.

Vannkraftproduksjonen ble i 1987 på 103,8 TWh. Med tillegg av ca. 0,6 TWh varmekraft ble totalproduksjonen 104,4 TWh. Dette er 7,2 TWh mer enn i 1986, men produksjonen var høyere både i 1983 og 1984.

Det nyttbare tilsiget til norske vannkraftverk var i 1987 97% av det normale. Bare i liten grad har det vært nødvendig å slippe vann forbi driftsklare maskiner. Magasinkapasiteten er i løpet av året økt med 3,5 TWh og var ved årets utgang på 76,4 TWh. Magasinbeholdningen var ved årets utgang 56,5 TWh som bare er 0,5 TWh mer enn ved årets begynnelse.

I 1987 var produksjonsevnen for fastkraft ca. 99 TWh, medregnet antatte importmuligheter. Nye installasjoner i løpet av året økte produksjonsevnen med ca. 1,5 TWh. Den største nye installasjonen er Kobbelt i Nordland som har maksimal stasjonsytelse på 300 MW og et beregnet fastkraftbidrag på 942 GWh ved full drift. Andre større kraftstasjoner som ble åpnet i løpet av året er Alta i Finnmark, Myster i Hordaland, Naddvik i Sogn og Fjordane og Skarje i Aust-Agder. Midlere produksjonsevne for hele kraftsystemet er beregnet til 105 TWh.

Kraftutvekslingen med nabolandene resulterte i en netto eksport på 0,5 TWh. Mot Sverige er det eksportert 1,4 TWh og importert 2,2 TWh. Eksporten til Danmark var 1,4 TWh. Importen fra Danmark var 20 GWh og fra Sovjet 47 GWh.

Tilveksten i maskinkapasiteten (maksimal stasjonsytelse i stasjoner med ytelse 1 MW eller mer) var i 1987 904 MW. Total maskinkapasitet ved års skiftet 1987/88 er 25.587 MW, hvorav 314 er varmekraft. Statkraft eier i underkant av 30% av maskinkapasiteten. Vel 50% eies av kommuner og fylkeskommuner, og resten eies av private og industriselskaper.

## Elektrisitetspriser.

Statskraftprisen for levering til alminnelig forsyning økte fra 16,53 øre/kWh til 18,20 øre/kWh 1. mai 1987. Stortinget har fattet vedtak om ytterligere økning med 12,5% til 20,50 øre/kWh fra 1. mai 1988. Prisen er beregnet gjennomsnitt ved 6000 timers brukstid og referert hovednettet sentralt sted, nedtransformert.

Gjennomsnittsprisen for elektrisitet

levert til husholdninger og jordbruk var 38,4 øre/kWh, alle avgifter inkludert. Den forbruksavhengige kostnaden i en H-4 tariff, som er den vanligste husholdningstariffen, var i landsgjennomsnitt 34,5 øre/kWh inkl. avgifter, mens ekvivalent energikostnad ved lettoljefyring var ca. 30 øre/kWh.

Den generelle elektrisitetsavgift som belastes forbruker innenfor alminnelig forsyning var 3,4 øre/kWh i 1987. For 1988 er elavgiften fastsatt til 3,6 øre/kWh. For kraftintensiv industri var elavgiften 3,1 øre/kWh i 1987 og den er for 1988 fastsatt til 2,8 øre/kWh for ferrolegeringsindustrien og til 3,4 øre for øvrig kraftintensiv industri.

Langtidsgrensekostnad for ny vannkraft til alminnelig forsyning referert forbrukers vegg er beregnet til 32,2 øre/kWh. Det er da benyttet 6% kalkulasjonsrente og pengeverdi pr. 1.1. 1987. Landsgjennomsnittet for energileddet i H-4 tariffen pr. 1.1. 1987 var til sammenligning 29,2 øre/kWh inklusiv elektrisitetsavgift.

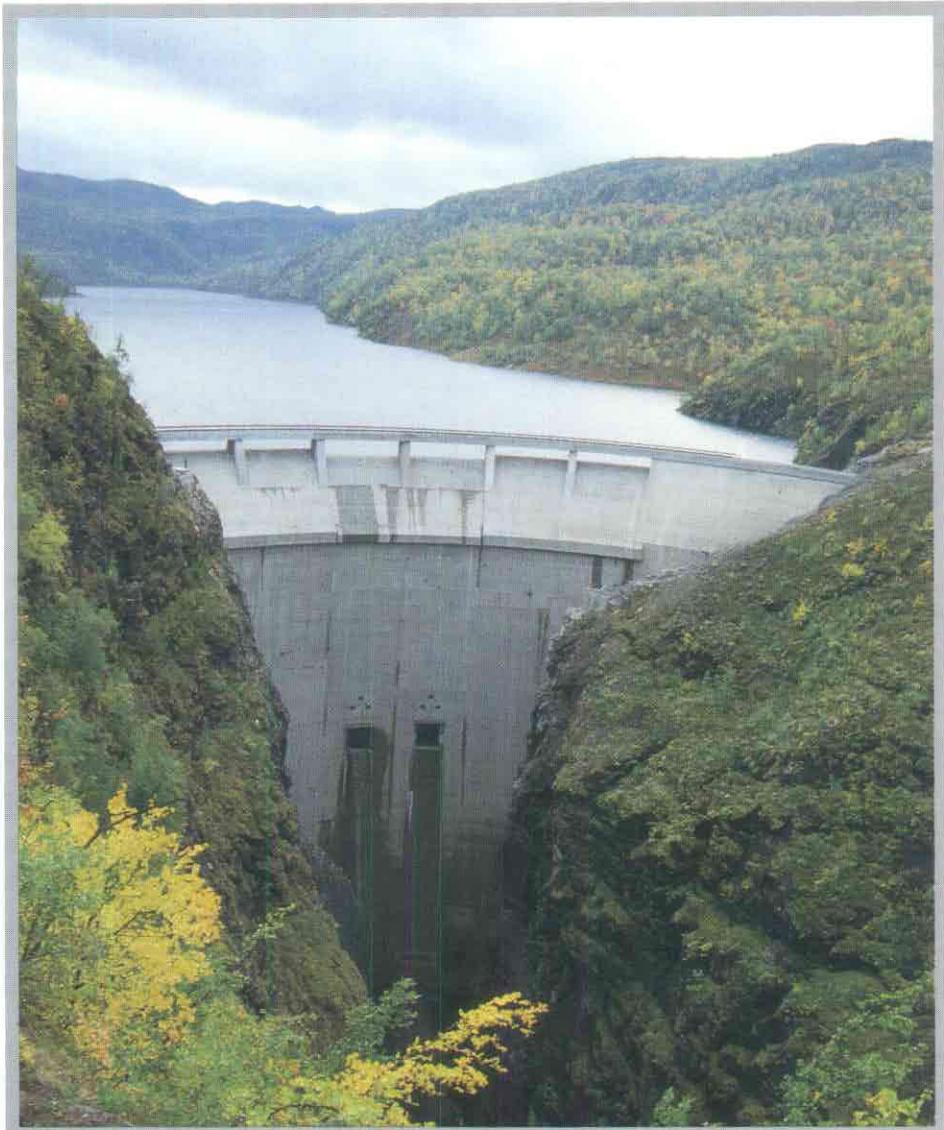
### Hovednettet.

Det er ikke satt i drift større overføringsanlegg i 1987. På overføringen fra Hardanger/Indre Sogn til Østlandet er det planlagt forsterkninger gjennom en ny 420 kV linje Dagali-Nore og en ny 420 kV linje Aurland-Usta. Ledningsplanen er under konsekjonsbehandling og anleggene er planlagt idriftsatt 1991.

Det pågår utredninger av det framtidige overføringsbehovet ved en eventuell utbygging av gasskraftprosjektene i Kårvær og Karmøy. For en installasjon på 700 MW gasskraft forventes det kun mindre investeringer i overføringsanlegg for å knytte kraftverket til nettet og i transforméringsanlegg for å bedre lastfordelingen mellom 420 kV nettet og 300 kV nettet. For ytterligere gasskraftproduksjon vil mer omfattende forsterkninger være nødvendige. Det pågår videre utredninger av overføringsbehovet på strekningen Trøndelag-Østlandet ved en eventuell utbygging av Haltenbanken og gasskraftverk i Midt-Norge.

Som en følge av vedtak om vannkraftutbygging i Saltfjell/Svartisen i Nordland, planlegges forsterkninger av overføringsnettet fra Rana til Trøndelag. Svartisen kraftverk på 600 MW er planlagt idriftsatt med sin fulle ytelse i 1993.

I driftsåret er det ikke registrert særlig store tap eller langvarige avbrudd for forbrukere som følge av driftsforstyrrelser i hovednettet. Uvanlig mange mindre forbrukstap oppsto imidlertid da et kraftig uvær med sterk vind og store nedbørsmengder i løpet av ca. 18



timer passerte store deler av Syd-Norge. Over 100 driftsforstyrrelser grunnet trefall og ledningsbrudd i 132, 66 og 45 kV nettene førårsaket i lokale nettdeler mange og tildels langvarige avbrudd (i enkelte tilfelle over ett døgn). En kraftstasjon ble oversvømmet og fikk et produksjonstap på ca. 6000 MWh.

Årets største forbrukstap ved en enkelt driftsforstyrrelse (ca. 8000 MWh) rammet en industribedrift som bare har ensidig mating. Her oppsto overslag i en 132 kV kabel, og utover kortvarig stans fikk bedriften redusert drift i 9 døgn.

Årets største enkelte produksjontap (ca. 8500 MWh) oppsto på grunn av skader i servosystemet for skovlene i en turbin for en 65 MVA generator (brudd på 17 av 24 festebolter).

### Annet.

Innenfor det norske programmet om vindkraft har en i 1987 gjennomført den

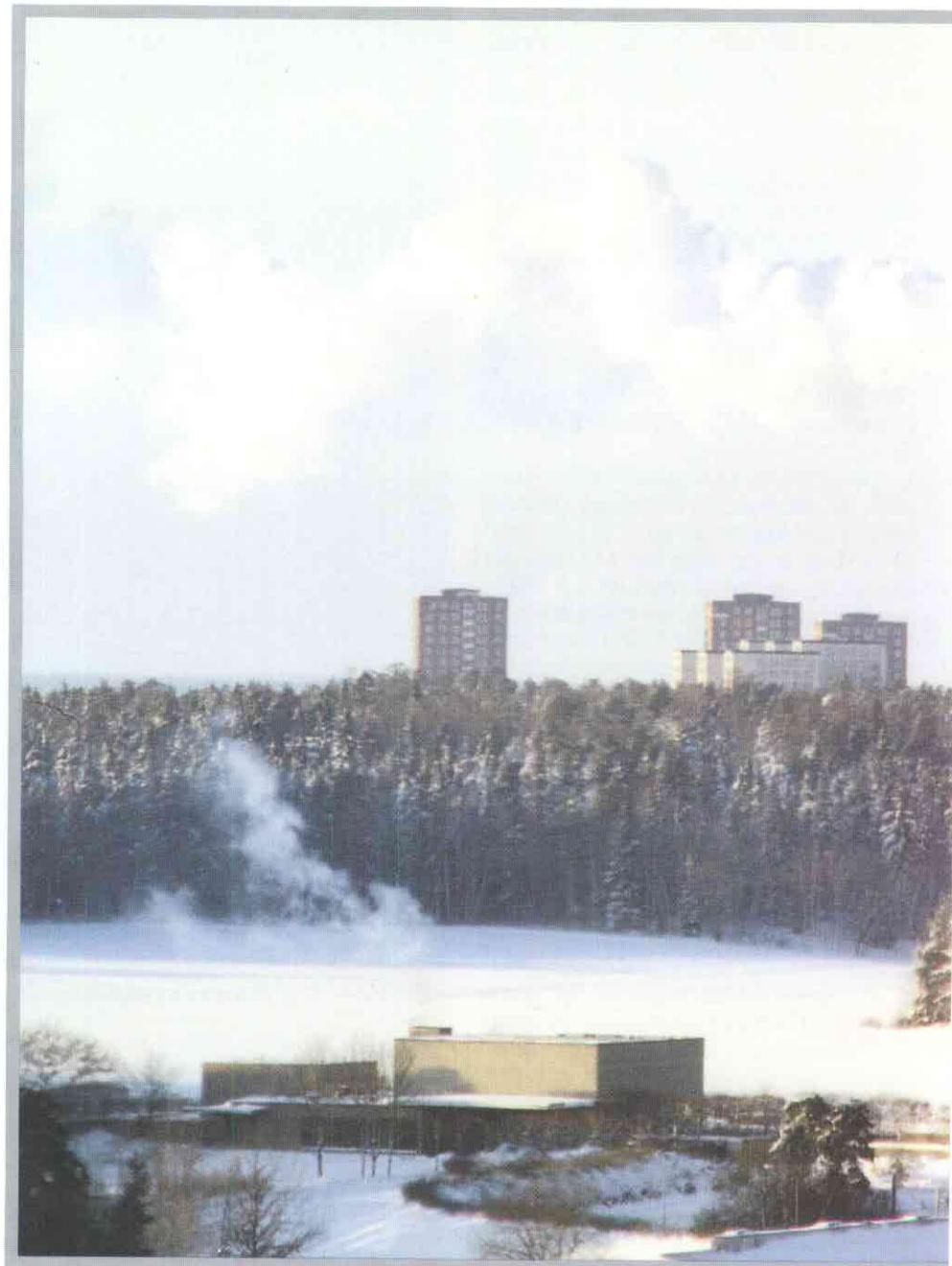
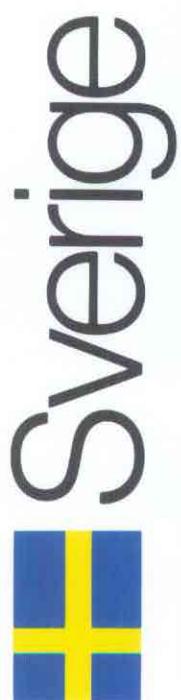
Foto: K. O. Hillestad  
Alta Vannkraftverk.  
Alta hydro power station.

første ordinære driftsperioden med et 55 kW vindagggregat på Frøya utenfor kysten av Sør-Trøndelag. Tilgjengeligheten har vært god, og produksjonen har vært i overensstemmelse med produsentens anslag.

I 1988 vil det bli arbeidet med sikte på å få fram et anslag for potensialet for småskala-integritt vindkraft i Norge. Ved en del lokaliteter tas det sikte på å bygge demonstrasjonsanlegg i størrelsen 100–400 kW.

Ved Elektrisitetsforsyningens forskningsinstitutt (EFI), arbeides det med å utvikle et egnet styresystem for vind/diesel prototypeanlegg (IEA-prosjekt).

Foto: Bengt Johansson  
Hässelby kraftvärmeverk utanför Stockholm.  
Hässelby thermal power station outside  
Stockholm.



### Energipolitik och energiutredningar

**R**egeringen lade i mitten av maj fram en principproposition om kärnkraftavvecklingen och den därmed sammanhängande omställningen av energisystemet (Prop 1986/87:159). Riksdagen beslöt i december helt i linje med regeringens förslag. Tidigare beslut att avvecklingen av kärnkraften skall vara genomförd senast år 2010 står fast. Några skäl att avveckla kärnkraften snabbare har ej framkommit enligt de till följd av Tjernobylolyckan företagna utredningarna. Erfarenheterna i Sverige och utomlands kan

emellertid enligt regeringen komma att motivera en tidigareläggning, varför omställningen bör påbörjas redan nu. Det är därför viktigt att ett intensivt arbete med elhushållning och ny energitillförsel kommer igång snabbt.

Den första reaktorn skall enligt propositionen tas ur drift mellan 1993 och 1995. 1994–96 skall en andra reaktor stängas av. Exakta tidpunkten får bestämmas av energitillgången. Vilka reaktorer som först skall tas ur bruk har ännu ej bestämts.

Kärnkraftavvecklingen kommer att medföra ett bortfall av el. Enligt propo-



sitionen skall bortfallet i första hand mötas med minskad elanvändning. Regeringen anser att det är viktigt att hålla tillbaka elanvändningen redan idag för att inte övergången skall bli för svår. Med nuvarande elpriser finns emellertid risk att hushållningsåtgärder och den nya kraftproduktion som behövs inte kommer igång. Detta är ytterligare ett skäl som tillsammans med tidigare framförda föranleder att regeringen tänker föreslå höjda avkastningskrav för Vattenfall. Eftersom Vattenfall är prisledande, kommer detta på sikt att leda till en allmän elprishöj-

ning. Det höjda elpriset avses göra det lönsamt att investera i ny energiproduktion och i energihushållning.

I propositionen skisseras två tänkbara utvecklingsvägar för den nya energitekniken. Den ena handlar om miljövänlig förbränningsteknik för större kraftverk. Den andra om mindre elproduktionsanläggningar, som t ex kraftvärmeverk, med hög verkningsgrad och goda miljöegenskaper.

Riksdagen beslutade vidare i december enligt regeringens förslag (prop 1986/87:167) att små elproducenter skall få rätt att sälja till elnätet.

Syftet är att utnyttja den småskaliga elproduktionen så mycket som möjligt.

Under året har bildats ett energiutvecklingsbolag, Svensk Energiutveckling AB, som skall ta fram ny teknik som kan behövas för att ersätta kärnkraften. Delägare är Vattenfall, Svenska Kraftverksföreningen och Sydkraft AB tillsammans med Svenska Elverksföreningen, Svenska Gasföreningen och Svenska Värmeverksföreningen. Verksamheten planeras till en början pågå i tio år. De första fem åren beräknas satsningen bli 100 miljoner kronor per år. Vattenfall skall stå för hälften av dessa pengar.

Statens energiverk har under året på regeringens uppdrag utrett konsekvenserna av en avveckling av två kärnkraftblock vid mitten av 1990-talet (den s k 2-reaktorutredningen). Energiverket anser det inte uteslutet att bortfallet av två reaktorer (mellan 8 och 10 TWh) kan klaras utan tillkomsten av nya produktionsresurser varvid förutsättes att elenergiförbrukningen ej överstiger 1987 års nivå och att maximala effektbehovet väsentligt sänks jämfört med 1987. Detta förväntas uppnås genom en måttlig höjning av elpriset. Det betonas emellertid att det är viktigt att kraftindustrin projekterar för kompenstation av kärnkraftbortfallet. Huvudalternativet är därvid kolbaserade kraftverk. Vilket som är lämpligast, kondenskraftverk eller kraftvärmeverk, ger utredningen inget svar på. Ytterligare analys av ekonomi och miljöpåverkan måste först göras.

2-reaktorutredningen preciserar ej vilka två kärnkraftblock som skall stängas av först. Man har utrett de ekonomiska konsekvenserna av borttäckning av ett antal olika kombinationer av de äldsta blocken (Oskarshamn 1 och 2, Barsebäck 1 och 2, Ringhals 1 och 2) samt hur bortfallet påverkar eltillsförseln regionalt.

Kraftindustrin avråder i sina yttranden över energiverkets utredning från att ställa av ett par reaktorer redan från mitten av 1990-talet om inga säkerhetsmässiga skäl föreligger. Man ifrågasätter bl a mot bakgrund av den faktiska utvecklingen verkets bedömning av möjligheterna att hålla tillbaka elkonsumtionen. Även om energiverkets prognos visar sig riktig anser kraftindustrin att nya kraftverk måste byggas som ersättning för de reaktorer som avvecklas om inte en trygg elförsörjning skall äventyras. Samhällsekonomiska och miljömässiga skäl talar för att avvecklingen sker så nära år 2010 som möjligt. En tidigareläggning kan också

leda till en personalsituation som innebär försämrad driftsäkerhet under de tjugo år som trots allt återstår av kärnkraftverksamheten.

Under året har ytterligare ett antal utredningar, som utgör led i förberedelserna för kärnkraftavvecklingen, påbörjats resp slutförts.

Utredningen om el och inhemska bränslen (ELIN) har avgivit sitt slutbetänkande «Statistik och prognoser på energiområdet (SOU 1987:65).

Inom miljö- och energiområdet har vidare betänkandet «Dammsäkerhet och skydd mot översvämningar» (SOU 1987:32) utkommit.

Elanvändningsdelegationens betänkande «Elhushållningen på 1990-talet» (SOU 1987:68 och 69) har överlämnats till miljö- och energiministern. Där framhålls att elanvändare, eldistributörer och kraftproducenter mer aktivt än hittills ska ägna sig åt elhushållning som är lönsam för såväl samhället i stort som för den enskilde. En sådan utveckling skall främjas bl a genom att man stärker incitamenten för elhushållning och ersättning hos användarna och genom stöd till elsnål teknik och teknik för ersättning, exempelvis av direktverkande elvärme. Direkta insatser för effektivare elanvändning i statsförvaltningen föreslås också.

Ett annat av delegationens förslag är att leverantörer av ledningsbunden energi skall bli skyldiga att förhandla om tariffer och energihushållningsåtgärder med sammanslutningar av abonnenter, s k abonnentråd.

Regeringen har givit Statens råd för byggnadsforskning i uppdrag att ta fram ett förslag till framtidens forsknings- och utvecklingsinsatser inom området «effektiv elanvändning - effektiva byggnader».

Statens energiverk har fått i uppdrag av regeringen att utarbeta en detaljerad krisförsörjningsplan och ett handlingsprogram för att stärka handlingsberedskapen inom energiområdet.

Den kalla vintern 1987 har föranlett regeringen att ge Statens energiverk i uppdrag att undersöka vad som behöver göras för att undvika extrema toppbelastningar. Man utreder även riskerna för att en allmän energibrist skall uppstå. Redovisning av läget i dessa avseenden skall fortsättningsvis lämnas 1 oktober varje år.

Regeringen skall våren 1988 i en ny energipolitisk proposition redovisa mer detaljerade planer för omställningen av energisystemet. Underlag för propositionen utgör bl a elanvändningsdelegationens förslag och 2-reaktorutredningen.

Bensinskatten och energiskatten på olja höjdes från 1 juli 1987. Oljeskatten höjdes med 50 kr/m<sup>3</sup> till 660 kr/m<sup>3</sup>. Av höjningen skall dock endast 20 kr belasta konsumenterna. Bensinskatten steg med 20 öre/l för blyfri bensin och 24 öre för blyad bensin. Härav skall 10 resp 14 öre få slå igenom på konsumentpriserna. Skattedifferensen mellan blyad och blyfri bensin ökade genom beslutet från 16 öre till 20 öre per liter.

Bensin och gasol för stadsgasframställning är i fortsättningen skattefri.

Statens energiverk har på regeringens uppdrag utrett användningen, efter 1987, av avkopplingsbara elpannor. Verket föreslår fortsatt skattebefrielse tills vidare samt borttagande av tidigare föreskrivna karensdagar.

Regeringen har fastställt avgiften för kärnavfall m m till 1,9 öre per kWh för el levererad från kärnkraftverk 1987. Kärnbränslenämnden har föreslagit oförändrad avgift för 1988.

### Elanvändningen

Den totala elförbrukningen i Sverige, inklusive överföringsförluster, uppgick under 1987 till 138,0 TWh. Jämfört med 1986 är detta en ökning med 9,0 TWh eller 7%. Mellan 1985 och 1986 sjönk förbrukningen med 1%. Åren dessförinnan steg förbrukningen med närmare 10%.

Av den totala elförbrukningen utgjordes 5,4 TWh (2,3 året före) av leveranser till avkopplingsbara elpannor (inkl beräknade överföringsförluster). Den prima elförbrukningen inom landet var således 132,6 TWh, vilket är 5,9 TWh eller 4,6% högre än 1986. Mellan 1985 och 1986 steg förbrukningen exklusive elpannor med 1%. Den kalla vintern och den höga produktionsvolymen inom industrin förklarar den högre ökningstakten under 1987.

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

1984-85	+ 6,5 TWh	(+ 6%)
1985-86	+ 3,5 TWh	(+ 3%)
1986-87	+ 5,0 TWh	(+ 4%)

Industrins elanvändning uppgick 1987 till 50,8 TWh, vilket är 3,1 TWh eller 6% mer än 1986. Mellan 1985 och 1986 sjönk industrins elanvändning med 2%.

Av totala industriförbrukningen utgjordes 1,4 TWh av leveranser till avkopplingsbara elpannor. Exkluderas dessa är årsökningen 5%.

De branscher som procentuellt ökat sin elanvändning mest jämfört med 1986 är livsmedelsindustrin och massa-

och pappersindustrin (c:a 10%). Även kemisk industri, verkstadsindustri och jordbruksindustri har ökat sin elanvändning under 1987. Järn- och stålvaruindustrin visar en oförändrad nivå.

Järn- och spårvägarnas elförbrukning var i stort sett oförändrad jämfört med 1986, dvs 2,6 TWh.

Elförbrukningen inom sektorn bostäder, service, värmeverk m m uppgick till 73,3 TWh varav 4,0 TWh var avkopplingsbar elpannekraft. Jämfört med 1986 har totala förbrukningen inom sektorn ökat med 5,2 TWh eller 8%. Elpanneleveranserna ökade med 2,3 TWh.

Exporten under 1987 uppgick totalt till 6,2 TWh, vilket är 0,3 TWh mindre än året innan. Kraftutbytet med grannländerna resulterade i ett exportöverskott på 4,0 TWh. Även under 1986 exporterades mycket kraft. Överskottet uppgick då till 4,6 TWh. Det är den rika vattensituationen i Sverige under sommaren och hösten som har gjort att stora mängder kraft kunnat exporteras. Danmark har därigenom ersatt fossilkraftprodukton. Mitt i sommaren exporterade Sverige dessutom kraft till Finland. Genom den relativt sett sämre vattensituationen i Norge har Sverige exporterat kraft dit under sommaren och hösten.

Förbrukningens högsta timvärde under året blev 26,2 GWh/h och inträffade den 12 januari mellan kl 8 och 9. Värdet är det högsta som någonsin har uppmätts i landet. Den med hänsyn till elbelastningens geografiska fördelning vägda medeltemperaturen kl 7 denna dag var -22,2°C vilket är 17,5 grader under normalvärdet.

### Eltillförsel

Elproduktionen inom landet, med avdrag för kraftverkens egenförbrukning, uppgick under 1987 till totalt 142,0 TWh, vilket är 8,4 TWh (6%) mer än 1986. Vattenkraftproduktionen var 71,0 TWh, en ökning med 11,2 TWh (19%) jämfört med fjolårets relativt låga nivå. Normalårsproduktionen är 62,5 TWh.

Magasinsfyllnadsgraden för samtliga regleringsmagasin var ca 71% vid årets början, och ca 78% vid årets slut, vilket motsvarar en lagrad energimängd av 26 TWh. Högsta magasinsfyllnaden uppnåddes i mitten på oktober och var då ca 97%, vilket är 17 procentenheter över medianvärdet. Magasinen har under hela andra halvåret legat på en nivå som är den högsta på 10 år. Årstillrinningen översteg medelvärdet för perioden 1950-1980 med hela 33%. Vårflodsvolymen var något större än

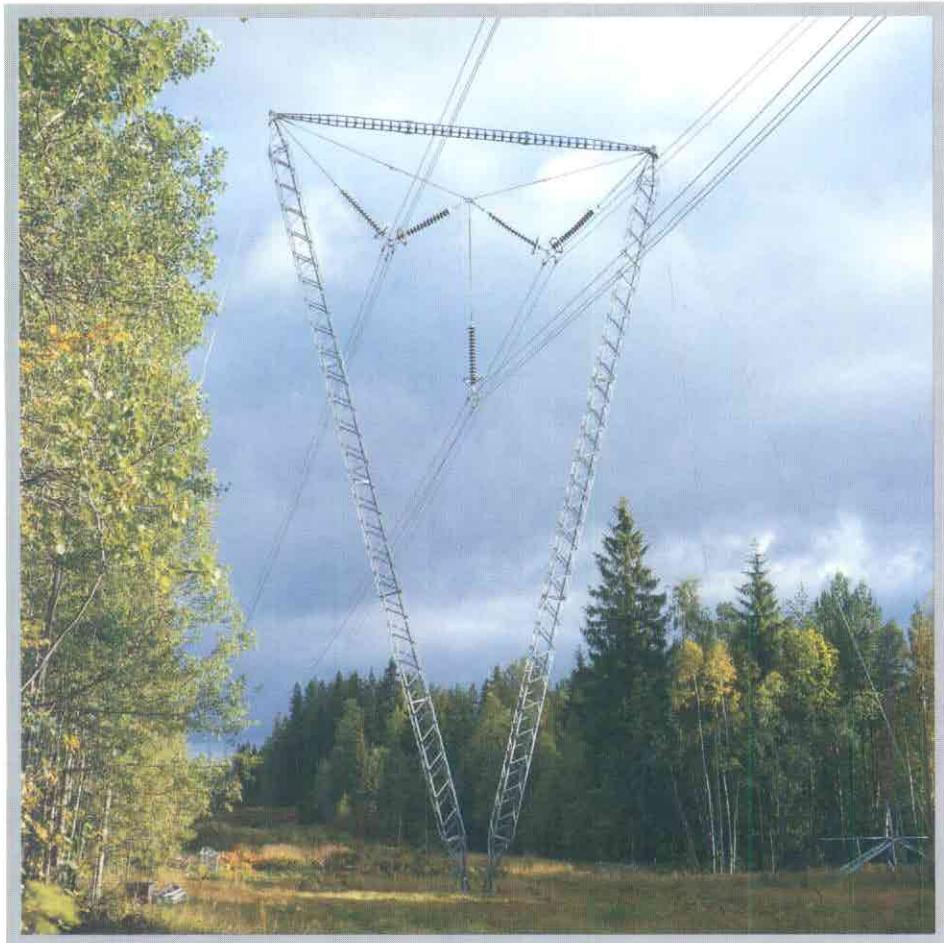


Foto: Bo Dahlin  
Nytvecklad 400 kVledningsstolpe. Ger lägre elektriskt och magnetiskt fält.

A new construction of 400 kV power line tower.

normalt, medan tillrinningen under sommaren och hösten har varit extremt stor.

Kärnkraftverkens produktion under 1987 uppgick till 64,4 TWh. Minskningen med 2,5 TWh (4%) jämfört med 1986, beror på nedregleringar till följd av den stora vattenmängden i älvarna under året. Kärnkraften svarade för 45% av landets totala elproduktion.

Ur driftsynpunkt var 1987 ett mycket bra år för svensk kärnkraft, 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 påtvringade stopp har stört driften. Energitillgängligheten var i medeltal 87%, vilket kan jämföras med världsgenomsnittet som var 70% för lättvattenreaktorer. Det högsta värdet för de svenska reaktorerna noterade Forsmark 1 med 94%.

Mottrycksproduktionen uppgick till 6,0 TWh, vilket är 0,2 TWh (3%) lägre än under 1986. Produktionen i kondenserverk, gasturbiner m m var 0,6 TWh jämfört med 0,7 TWh året före.

Fossilkraften utgjorde knappt 5% av landets totala produktion 1987, vilket innebär en oförändrad andel jämfört med föregående år.

## Stamnät och samkörningsförbindelser

Den beslutade HVDC-länken mellan Forsmark i Sverige och Raumo i Finland, skall utföras med en ca 200 km lång kabel och strömåtersföring i vattnet. Detta kommer att bli den längsta HVDC-kabelsträckan i världen. Märkdata har satts till 400 kV och 500 MW, även detta högre värden än på tidigare likströmskablar. Länken är tänkt att användas för både fasta och tillfälliga kraftutbyten mellan länderna.

Planerna på att ersätta fem av de sex 220 kV ledningarna med två 400 kV ledningar har fört med sig en önskan om att få plats med en 400 kV ledning i en kraftledningsgata för 220 kV och att nedbringa den magnetiska fältstyrkan i markplanet. Vattenfall har därför dels utvecklat gamla stolptyper och dels tagit fram en ny stolpe i vilken faserna är upphängda i Triangelformation. Denna nya så kallade T-stolpe behöver endast 24 m bred skogsgata jämfört med 40 m som tidigare typer krävt, den symmetriska upphängningen av faserna medför dessutom att fältstyrkan i markplanet reduceras.

## Elpriserna

Vattenfall har en löpande kontraktstid för högspänningskunder gällande från 1984 till 1988 medan Sydkraft under 1987 haft ettårsavtal. För Vattenfalls kunder har högspänningstarifferna under 1987 varit i stort sett oförändrade jämfört med 1986. Inom Sydkraft var ökningen 2,5%. Prisutvecklingen inom andra kraftföretag har varit likartad. Inflationen under 1987 uppgick till 5%.

Den 1 januari 1987 höjdes Vattenfalls lågspänningstariffer med 3%. Motstående höjning av Sydkraft var 3,5%.

Under 1987 var energiskatten på el 5 øre per kWh för industrier. För övriga kunder är elskatten 7,2 øre per kWh utom i vissa delar av norra Sverige där den är 6,2 øre per kWh. För elenergi, eldningsolja och fasta bränslen som används i viss industriell tillverkning kan regeringen efter prövning från fall till fall medge nedsättning av energiskatten till 1,7% av de tillverkade produktternas försäljningsvärde. Avkopplingsbara leveranser till elpannor har även under 1987 varit befridde från elskatt under perioder då elenergi inte producerats i oljeeldade kraftverk.

# Effekt- och energibalanser för Nordelssystemet

## Innehåll

Allmänt

Bakgrund till Nordelstudierna

Små effektreserver också 1995

Begränsad risk för energibrist

Slutsatser

**Artikeln baseras på studier som gjorts i samarbete mellan Nordels driftutskott och Nordels planeringsutskott. Den har sammanställts av**

**Paul-Frederik Bach, ELSAM  
Sture Lindahl, Sydkraft  
Anders Löf, Vattenfall  
Lars Wiklund, Vattenfall  
Bo Wrang, Vattenfall**

## Allmänt

**E**lanvändningen i de nordiska länderna varierar betydligt under året, veckan och dygnet. Årets belastningstopp inträffar under dagtid en kall vinterdag när industrin går för fullt och när också uppvärmningsbehovet är störst. Då fordras det att vi har tillräcklig kapacitet, d v s effekt, tillgänglig för att klara toppbelastningen, eftersom el måste produceras samtidigt som den används. Vi måste dock också kunna täcka elbehovet under årets övriga tid, vilket kräver tillräcklig uthållighet hos elproduktionssystemet. Det skall således finnas tillräckligt med energi i form av vatten för att driva vattenkraftstationerna och bränsle för att driva värmekraftstationerna. Det är dock inte bara på produktionssystemet utan också på överföringssystemet, som vi måste ställa krav om tillräcklig kapacitet och tillgänglighet.

Planeringen av ett elförsörjnings-system börjar med prognoser för den framtida elanvändningen. Från det att kraftföretaget tar beslut om en utbyggnad, fram till dess att den är i drift, tar det lång tid, ofta storleksordningen 10 år eller ännu mer. Detta innebär, att det krävs långsiktiga prognoser. Det är också ett ofrånkomligt faktum, att prognoser för den framtida elanvändningen blir osäkrare ju längre fram i tiden vi försöker att se.

Vid dimensioneringen av ett elförsörjningssystem måste vi beakta de fel, som kan förväntas inträffa i de olika anläggningar, som ingår i systemet. Erfarenheten visar, att förr eller senare drabbas alla anläggningssdelar av fel som medför, att de för längre eller kortare tid inte kan användas för att producera eller överföra el. Ett sådant fel benämnes i den här artikeln haveri. Vi söker dock genom olika insatser att så långt som möjligt begränsa såväl antalet haverier som konsekvenserna av dem. För att så långt som möjligt undvika leveransavbrott vid haverier i produktionssystemet erfordras en större installerad effekt än elbehovet, d v s det krävs en viss reservkapacitet. Storleken på denna kapacitet bestäms utifrån ekonomiska värde-

ringar, där kostnaderna för kapacitetsökningen ställs i relation till kostnaderna för avbrott och leveransinskränningar i elförsörjningen.

I driftskedet bestäms driftsäkerhet och leveranssäkerhet av tillgänglig produktions- och överföringskapacitet samt aktuellt elbehov. Om det verkliga elbehovet är högre än vad som prognoseras ökar risken för driftstörningar och ransonering, medan ett lägre elbehov verkar i motsatt riktning. Risken för störningar i elförsörjningen ökar också, om produktions- och nätutbyggnaderna försenas gentemot planerna, något som man numera råkar ut för allt oftare.

## Bakgrund till Nordelstudierna

De ovanligt kalla perioderna i början av 1985 och 1987 innebar stora påfrestningar på det samkörande Nordelsystemet. Tack vare mycket hög tillgänglighet på såväl produktion som nät klarade vi dock att upprätthålla elförsörjningen, även om det skedde med små reserver. Reserverna var dock tillräckliga för att det samkörande Nordelsystemet skulle ha klarat bortfall av en enstaka produktionsenhets eller kraftledning. Om ett ännu allvarligare fel inträffat, så hade detta kunnat leda till sammanbrott för stora delar av Nordelsystemet och leveransinskränningar under flera dygn.

Med det *samkörande Nordelsystemet* avses kraftstationer och högspänningssnät i Danmark, Finland, Norge och Sverige. Dessa ländernas nät är hopkopplade via samkörningsförbindelser och är även *enhetligt dimensionerade*. De kan betraktas som en elektriskt integrerad enhet.

Island deltar i Nordel samarbete, men deltar på grund av sitt geografiska läge inte i samkörningen.

Den totala energianvändningen i Norden har bromsats upp kraftigt. Däremot gäller för alla de nordiska länderna att elanvändningen ökar, och detta trots att vi vidtagit kraftfulla hushållningsåtgärder. Aktuella prognosar pekar också på, att elanvändningen fortsatt kommer att öka. (Frågan har bl a behandlats i Nordelrapporten "Avvägning mellan el och annan energi", 1986). Orsaken till den ökade

elandelen i den totala energiförbrukningen är en omfattande konvertering från bränslen till el. I användarledet är el attraktiv därför att den är lätt att reglera, den är miljövänlig och bekväm. Den är bekvämt tillgänglig överallt och vid alla tidpunkter och den behöver inte lagras hos användaren. Inom industrin gäller också, att elbaserade processer ofta har fördelar med hänsyn till produktkvalitet, råvaruutnyttjande och miljö.

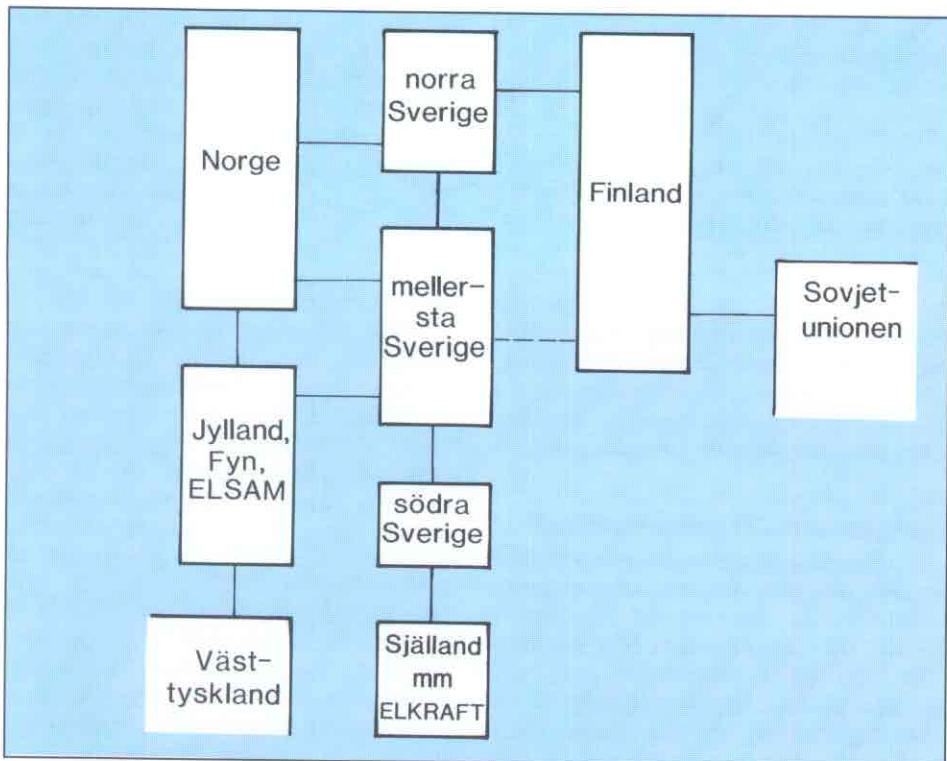
Den ökande elanvändningen och svårigheter att få tillstånd till nya kraftstationer och överföringsledningar innebär, att effekt- och energireserverna i det samkörande Nordelsystemet minskar. Hittills har det samkörande nordiska kraftsystemet varit energidimensionerat, men erfarenheterna från kallperioderna 1985 och 1987 visar, att effektbalansen börjar bli allt mer ansträngd. En orsak som bidrar till detta är större värmelast som är temperaturberoende. Likaså kan man konstatera, att stora områden (Norden och Västeuropa) samtidigt kan drabbas av långvarig kyla och därav orsakade rekordtoppar i elanvändningen.

Möjligheterna att täcka ett elbehov förutsätter, att det alltid finns tillgång till tillräcklig effekt (produktionskapacitet) och energi (vatten och bränsle).

När en produktionsapparat dimensioneras för att klara effektbehovet vid topplast, och energibehovet därvid blir tillgodosett, så sägs kraftsystemet vara *effektdimensionerat*. Normalt är detta fallet för renodlade värmekraftsystem.

När en produktionsapparat dimensioneras för att täcka energibehovet, och effektbehovet därvid blir tillgodosett, så sägs systemet vara *energidimensionerat*. Normalt är detta fallet för renodlade vattenkraftsystem.

Oftast är produktionssystemen kombinationer av värmekraft- och vattenkraftsanläggningar. Vi brukar då härföra dem till effekt- eller energidimensionering beroende på vilken dimensioneringsprincip, som domineras. Inom det samkörande Nordelsystemet är Danmark effektdimensionerat, medan Norge är energidimensionerat. Finland och Sverige befinner sig i en mellanfas i det, att både effektbalansen och energibalansen måste beaktas vid planeringen av elsystemet.



Figur 1. Uppdelning av Nordelsystemet i delsystem

## **Sma effektreserver också 1995**

### **Elanvändning och produktionsutbyggningar**

Studier har gjorts för topplastförläggningen vintertid i början av åren 1985 och 1987 (verkliga värden) samt 1990 och 1995 (prognos). Dataunderlag för studierna har tagits fram av kraftföretag i respektive land och har sedan sammanställts inom Nordel.

Det samkörande Nordelsystemet och hopkopplingarna med elkraftsystemet i Sovjetunionen och Västtyskland har i beräkningarna representerats med den uppdelning i delområden som schematiskt visas i figur 1.

Begränsningar i översöringskapaciteten på samkörningsförbindelserna mellan länderna har beaktats liksom också kapaciteten på översöringsnätet inom länderna. Sverige har varit uppdelat i delsystem. För att studera interna översöringsbegränsningar har i några beräkningar också Norge varit uppdelat i delsystem.

Eftersom elsystemet på Själland m flödar inte är direkt sammankopplat med elsystemet på Jylland och Fyn, redovisas effektbalansen för Danmark uppdelad på ett delområde öster om Stora Bält, ELKRAFT, och ett delområde väster

om Stora Bält, ELSAM.

Det dagliga Nordelsamarbetet syftar till att åstadkomma bästa möjliga utnyttjning av de tillgängliga resurserna, samtidigt som driftsäkerheten i alla delområden hålls på en acceptabel nivå. Detta medförs, att det alltid sker betydande eltransporter mellan de nordiska länderna. Transporterna utgörs dels av kontrakterade utbyten, dels av tillfälliga leveranser. Dessa sistnämnda beror av den för tillfället aktuella kraftsituationen.

Eftersom det inte går att förutse storleken på de framtida tillfälliga kraftutbytena, har vi valt att sätta dem till noll. I verkligheten kommer dock sådana även i framtiden att äga rum för att minska produktionskostnaderna och risken för leveransinskränkningar.

Även om det skulle vara tekniskt möjligt, så går det inte att ekonomiskt motivera, att vi helt消除risken för effektbrist. Varje land har fastställt regler om vilken bristrisk som är godtagbar med givna förutsättningar och som effektreserven dimensionerats efter.

Detta sker med beaktande av resultaten från en Nordelstudie om reserveeffektdimensionering, som redovisades 1975. Denna studie resulterade i en Nordelrekommendation till kraftföretagen i de nordiska länderna "att vid reserveeffektdimensioneringen tillämpa ett totalekonomiskt betraktelse-sätt, där kostnaden för ytterligare effekt

och eventuella nya samkörningsförbindelser vägs mot kostnaden för icke leverad energi på grund av effektbrist."

För de stader som studeras, har sammanställts uppgifter för respektive delsystem och för det samkörande Nordelsystemet om elanvändning och installerad effekt. Studierna på stadierna 1985 och 1987 har gjorts för de timmar när det samkörande Nordelsystems effektbelastning varit maximal. År 1985 inträffade detta den 18 februari kl 08-09 och år 1987 den 12 januari kl 08-09 (mellaneuropeisk tid). Det är timmedelvärdet som redovisas. För prognosstadierna 1990 och 1995 har målsättningen varit att ta fram timmedelvärdet, som motsvarar förhållandena vid extrem kyla. Det bör observeras, att toppvärdet under timmen är högre än timmedelvärdet. Det används sättet att redovisa effektbalansen underskattar därför något de påfrestningar som uppträder. Beträffande den installerade effekten har för de studerade stadierna redovisats de verkliga värden som gällde topplasttimmarna 1985 och 1987 samt prognosrade värden för 1990 och 1995.

När det gäller elanvändningen har denna uppvisat en rätt kraftig ökningstakt mellan 1985 och 1987. För Nordelsystemet totalt är skillnaden mellan toppeffektvärdena den 18 februari 1985 och den 12 januari 1987 drygt 5% per år. Vi förutser en dämpad ökningstakt för utvecklingen av elanvändningen i fremtiden, särskilt markant för perioden 1990-1995. Det är genom kraftfulla insatser i fråga om elhushållning och även effektbesparningar genom införande av tidstariffer som vi hoppas på att kunna begränsa ökningstakten i elanvändning. Vi måste dock vara medvetna om, att den sparcirkeln vi förväntar att uppnå kan kullkastas helt genom kraftiga oljeprishöjningar, som återigen styr över en ökande andel av energianvändningen till elsektorn. Utfallet av elprognoserna är också starkt beroende av konjunktur- och industriutvecklingen.

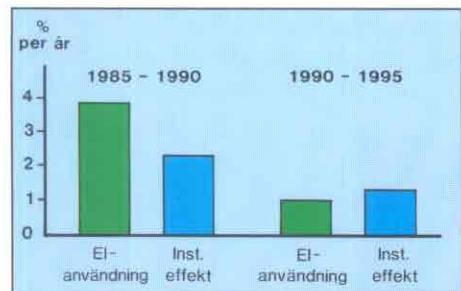
Den installerade effekten ökade mellan topplasttimmarna 1985 och 1987 med drygt 3,5% per år, alltså längsammare än elanvändningen. Detta är en trend i utvecklingen som vi räknar med kommer att fortsätta också de närmaste åren. Däremot synes det för perioden 1990-1995 finnas visst hopp om att installerad effekt skall kunna öka något snabbare än elanvändningen.

Av det insamlade och sammanställda materialet kan vi räkna fram att för Nordel som helhet gäller för perioden 1985-1990 att ökningstakten i

elanvändningen är i genomsnitt 3,8% per år, medan den installerade effekten bara ökar med i genomsnitt 2,3% per år. Prognoserna för perioden 1990–1995 ger hopp om en förbättring eftersom den installerade effekten då förutsätts öka med 1,3% per år, medan vi räknat med att insatser för elhushållning skall kunna reducera ökningen i elanvändningen till i genomsnitt 1,0% per år.

Om vi ser på hela perioden 1985–1995 minskar ändå reserven, eftersom ökningstakten i elanvändningen är 2,4% per år jämfört med 1,8% per år för den installerade effekten.

Det måste dock med kraft undertrykas att det för prognosstadierna gäller stora osäkerheter om utvecklingen både när det gäller elanvändning och installerad effekt. Små ändringar gentemot de gjorda förutsättningarna kan innebära stora konsekvenser för effektbalansen och speciellt effektreserven.



Figur 2. Förfäntad procentuell ökning i elanvändning och installerad effekt.

De produktions- och nätutbyggnader, som kan komma i drift under de närmaste åren är redan under arbete, och några ytterligare kan ej bli genomförda. Ej heller kan vi åstadkomma några väsentliga spareffekter utöver, vad som redan förutsatts i planeringen.

Ovanstående understryker hur viktigt det är att vi gör allt för att uppfylla mälen för perioden 1990–1995, såväl när det gäller produktions- och nätutbyggnader, som när det gäller åtgärder för elhushållning.

### **Efektbalanser**

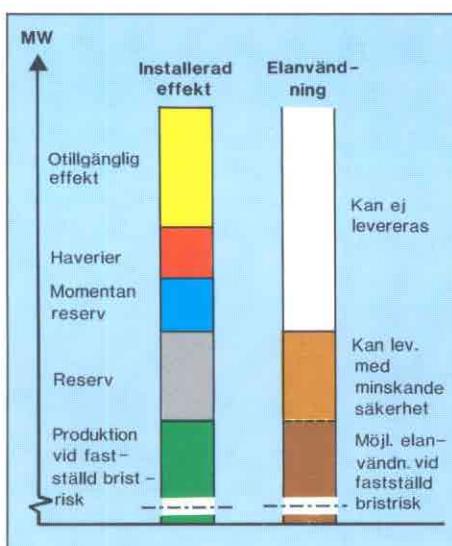
En principiell beskrivning av en effektbalans görs i figur 3. Den vänstra stapeln åskådliggör installerad effekt och den del av denna, som av olika orsaker kan vara otillgänglig för att täcka efterfrågan. Den högra stapeln åskådliggör elanvändningen och den del av efterfrågan, som kan täckas med olika grad av säkerhet, eller som av olika skäl inte kan täckas.

Av den installerade effekten är en viss del otillgänglig eller drabbad av haverier. I driftskedet krävs vidare en viss minsta momentant tillgänglig reserv i produktionssystemet för att täcka tillfälliga variationer i elanvändningen och utgöra en gardering för, att inte

i den prognoserade elanvändningen. Detta markeras i figuren som reserv.

För inträffade driftfall har de verkliga haverierna redovisats. För prognosstadierna kan vi däremot inte förutsäga vilken produktion, som kommer att drabbas av haverier. Däremot kan vi med ledning av tidigare drifternaheter beräkna ett väntevärde, på bortfallen effekt. Det är detta väntevärde, som beräknats och redovisas.

I de aktuella driftfallen har överföringsnätet varit i stort sett intakt. För prognosstadierna förutsätts intakt nä. Avbrott i överföringsnätet är dock något, som måste beaktas, och som kan begränsa reserven.



Figur 3. Principiell beskrivning av effektbalans.

nästa störning skall leda till leveransavbrott i elförsörjningen. Förutom den nödvändiga produktionen för att täcka den aktuella elanvändningen krävs en viss ytterligare reserv för att klara sannolika händelser. I de studerade städier, som avser inträffade driftfall, har detta varit en reserv, som funnits tillgänglig för att klara ytterligare haverier. För prognosstadierna utgör denna reserv också en marginal för att täcka osäkerhet

Det kan finnas situationer med effektbrist i ett delsystem trots att det finns effektreserv i ett annat. Orsaken är då begränsad överföringskapacitet på kraftnätet. Detta är exempelvis fallet från vattenkraftområdena i norra Sverige och västra Norge mot de stora användningsområdena, liksom för vissa förbindelser mellan länderna.

I ett system med den stora geografiska utsträckning som det nordiska, blir överföringskapaciteten förhållandevis dyrbar. Detta innebär, att den optimala balansen mellan tillgång till ny effekt och nya ledningar måste bestämmas utifrån ekonomiska kriterier. Det kan således, av ekonomiska orsaker, uppstå

OTILLGÄNGLIG EFFEKT, MW	18 feb 1985	12 jan 1987	prognos 1990	prognos 1995
<b>BEGRÄNSNINGAR,</b> exkl nätbegränsningar och haverier				
ELKRAFT	200	402	200	300
ELSAM	712	617	400	750
Finland	1483	1483	1400	1200
Norge	1850	3080	2350	3600
Sverige	2852	2915	1900	1600
Nordel totalt	7097	8497	6250	7450
<b>NÄTBEGRÄNSNINGAR</b>				
Norge	0	700	0	0
Sverige	654	1282	1600	800
<b>TOTALT</b> exkl haverier	7751	10479	7850	8250
<b>HAVERIER</b>				
Vattenkraft	898	732	400*	700*
Värmekraft	664	1403	2800*	2950*
<b>SUMMA</b> otillgänglig effekt	9313	12614	11050	11900
* Väntevärde på haverier				

Figur 4. Redovisning av otillgänglig effekt.

begränsningar i överföringskapacitet mellan olika områden.

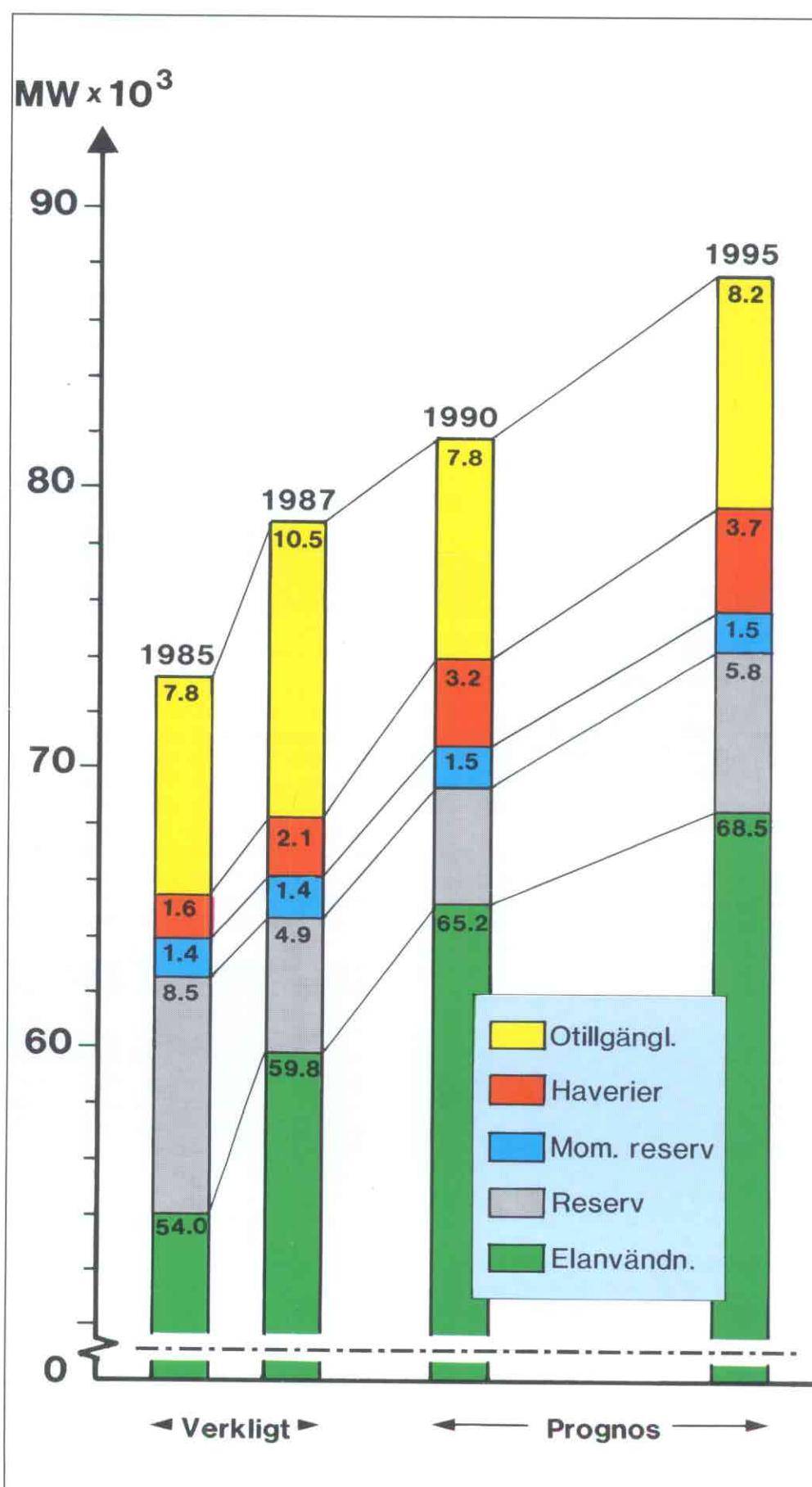
I figur 4 redovisas en tabell med erhållna värden på verlig respektive prognoserad otillgänglig effekt.

Utöver haverier är 8000–10000 MW av den inom Nordelsystemet installerade effekten inte tillgänglig. Detta kan förefalla vara höga siffror, men efter närmare analys kan konstateras, att det är tämligen måttiga belopp för ett så stort system som det samkörande Nordelsystemet. Till en betydande del kan beloppen inte undvikas.

För vattenkraften kan det exempelvis bero på, att vi av hänsyn till natur och miljö fastlagt vissa villkor för vattenföringar och vattenstånd. Dessa restriktioner gör det omöjligt, att under topplast utnyttja den installerade kapaciteten fullt ut. Under vinterperioden begränsas produktionsmöjligheterna ytterligare av is och köld.

För värmekraften har vi avbemannat vissa äldre oljeeldade anläggningar, som inte uppfyller dagens krav på miljö och hushållning med importerade bränslen. En annan orsak är, att för vissa anläggningar med kombinerad el- och värmeproduktion blir elproduktionsförmågan väsentligt reducerad, när värmeförbehovet är stort. Vidare finns i industrin en betydande mottryckskapacitet, som numera inte kan utnyttjas fullt ut, på grund av ändrade processer som reducerat värmeförbehovet.

Resultatet av studierna för de olika stadierna redovisas i form av stapeldiagram i figur 5. De värden som redovisats gäller för det totala systemet vid en given tidpunkt. Det gäller genomsnittet att den största delen av reserven är lokaliserad till Norge och norra Sverige, alltså till vattenkraftområdena. Endast en mindre del är lokaliserad till de värmekraftdominerade delarna av systemet. Kapaciteten på överföringsnätet medger endast begränsade ytterligare överföringar från vattenkraft- till värmekraftområdena.



Figur 5. Effektbalanser för det samkörande Nordelsystemet.

Tillgänglig effekt inkluderar också fasta kraftavtal med Sovjetunionen och Västtyskland.

#### Begreppsförklaringar:

**Otillgängl.** = Otillgänglig effekt exkl haverier.

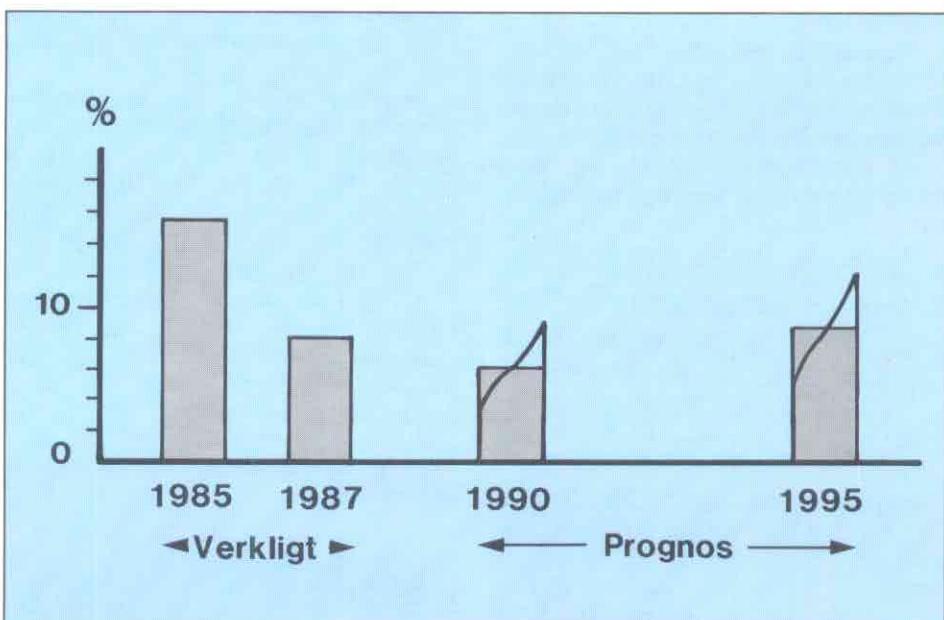
**Haverier** = Otillgänglig effekt på grund av haverier (inträffade stadijer) respektive väntevärdet på haverier (prognosstadijer).

**Mom. reserv** = Krav på reserveeffekt som skall finnas momentant tillgänglig för att täcka plötsliga störningar, och plötsliga förändringar i elefterfrågan.

**Reserv** = Summerad reserveeffekt som i de inträffade stadierna funnits tillgänglig för att klara ytterligare haverier. För prognosstadierna utgör denna reserv också en marginal för annat oförutsett, exempelvis osäkerhet i den prognosrade elanvändningen. Observera att beroende på närbegränsningar så är större delen av denna effekt inte tillgänglig i ett enskilt delsystem.

**Elanvändn.** = Verklig respektive prognoserad elanvändning (timmedelvärde) exkl avkopplingsbar kraft till elpannor etc.

Storleken på den som «Reserv» (se begreppsförklaringen ovan) redovisade effekten är direkt beroende av haveriernas storlek, överensstämmelsen mellan verkligt och prognosrat utfall av elanvändningen etc. I figur 6 har redovisats den summerade effektreserven i procent av elanvändningen.



Figur 6. Summerad effektreserv i procent av elanvändningen.\*).

\*) Det bör observeras att utöver den i prognosstadierna markerade osäkerheten i haveriernas storlek så finns också andra osäkerheter, exempelvis i den prognosrade elanvändningen.

#### Begränsad risk för energibrist

##### Allmänt om energibalanser

Det är först under senare år, som det har blivit en nödvändighet, att beakta effektbalanssituationen då vi ser på det samkörande Nordelsystemet ur leveranssäkerhetssynpunkt. Tidigare har leveranssäkerheten väsentligen bestämts av tillgången på energi. Detta förklaras av den ännu mera dominerande ställningen, som vattenkraften tidigare haft i systemet.

Fortfarande gäller dock, att vattenkraftandelen i Nordelsystemet är betydande och därmed också viktigt att beakta energibalansen. Den vid slutet av år 1987 totalt installerade vattenkrafteffekten i det samkörande systemet uppgick till ca 43900 MW, vilket motsvarar 55% av den totalt installerade effekten. Uppenbart är det mycket viktigt att vi beaktar variationerna i tillrinning mellan olika år. Vattenkraftens produktionsförmåga under ett medelvattenår är ca 180 TWh (=miljarder kWh). Under ett extremt våtar, vilket definieras som det nederbördssrikaste året i en 30-årsserie, kan tillrinningen vara ca 25% högre än medelåret. Under ett exceptionellt torrår kan den vara ca 25% lägre. Denna variation i tillrinning resulterar i en stor variation i vattenkraftproduktionen mellan olika år.

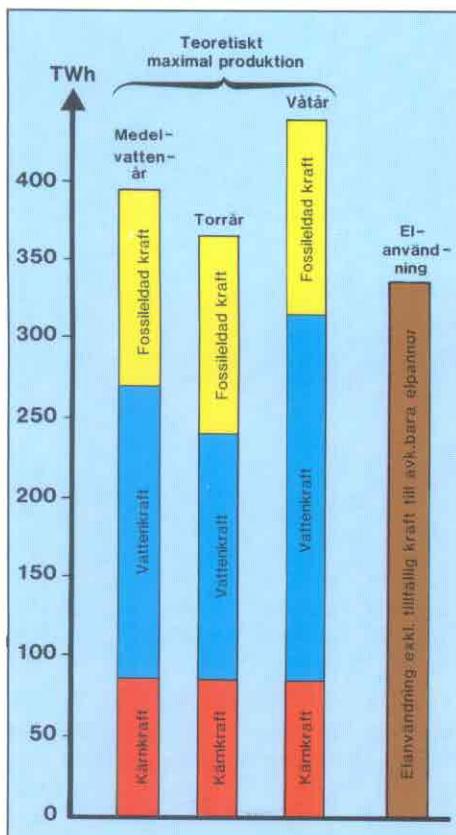
Vattenkraftens årsproduktion kan variera med ca 75 TWh från ett år till ett annat. Denna variation är av samma storleksordning som Danmarks och Finlands nuvarande elenergianvändning.

Liksom för eleffekt så gäller också för elenergi, att en viss del av den teoretiskt tillgängliga energin av olika orsaker inte alltid är disponibel. Den teoretiskt tillgängliga energin förutsätter bl.a. maximal produktion i alla värmekraftverk som inte är havererade eller avställda för revision. Detta är dock en omöjlighet, eftersom elproduktionen vid varje ögonblick måste anpassas till efterfrågan. Under sommarhalvåret och under natt- och heltid kan därför värmekraftkapaciteten inte utnyttjas fullt ut. Den möjliga maximala energiproduktionen blir därför väsentligt lägre än den teoretiskt tillgängliga energin. När det gäller vattenkraft, så har vi i vattenmagasinen en möjlighet att flytta över energiproduktion mellan olika tider på dygnet, veckan och även året. Vissa vattenmagasin (flerårsmagasin) kan också utnyttjas för överflyttning mellan olika år och har därvid en särskilt stor betydelse när de utnyttjas för att öka vattenkraftproduktionen under torrår.

Elenergibalanser har tagits fram för stadierna 1990 och 1995. För värmekraften har produktionsförmågan beräknats med beaktande av risken för haverier. För vattenkraften har studerats både medelvattenår som extremt våtar respektive extremt torrår.

## Stadium 1990

Resultatet för det samkörande Nordelsystemet visas i figur 7. Utöver energiproduktionsförmågan för de tre studerade typåren visas också prognoserad elenergianvändning exkl leveranser till avkopplingsbara elpannor.



Figur 7. Stadium 1990. Elenergilans för det samkörande Nordelsystemet.

För medelvattenåret är den prima elanvändningen i Nordelsystemet ca 60 TWh lägre än den teoretiskt maximala produktionen. Utöver den prima elanvändningen sker ca 5 TWh leveranser till elpannor. Resterande marginal i energiproduktionsförmåga är till största delen oljebaserad produktion i Danmark och Sverige.

För våtåret ökar det teoretiska överskottet med ca 40 TWh, som till viss del kan användas för att minska den fossileldade produktionen och till viss del till att fylla upp vattenkraftens flerårsmagasin.

Ett vattenrikt år innehåller så stor vattenkraftproduktion att produktionen i värmekraftverken blir betydligt begränsad under sommarhalvåret. Vattenkraftproduktionen blir också lägre än summa tillrinning, eftersom vattenkraftstationerna normalt inte är utbyggda för de största tillrinningarna. Genom begränsad magasinkapacitet

och/eller hög tillrinning mellan långtidsmagasin och kraftstation uppstår då som regel spill.

Torråret är det mest intressanta typåret med ett betydande produktionsunderskott i det vattenkraftbaserade norska kraftsystemet. Det torde knappast vara möjligt att täcka det uppträdande underskottet med import från grannländerna, även om det där finns outnyttjad värmekraft. Under sommarhalvåret skulle import till Norge begränsas av att belastningen där är så låg, att den i stort sett täcks av minimum produktion i vattenkraft. Under vinterhalvåret skulle importen begränsas av tillgänglig kapacitet på samkörningsförbindelserna.

föreligger risk för leveransinskränningar under extrema torrår.

När det gäller effektsituationen pekar studierna på krympande marginaler mellan tillgänglig produktionskapacitet och användningsnivå. För perioden 1985–1990 ökar elanvändningen snabbare än tillskotten i produktionskapacitet. För perioden 1990–1995 kan en viss förbättring av effektbalansen skönjas, dock ej av sådan omfattning att vi för hela perioden 1985–1995 uppnår en förbättrad effektbalans. Det är också viktigt att observera, att förbättringen 1990–1995 förutsätter

- att vi lyckas nå de resultat, som vi hoppas på genom elhushållningsinsatser,
- att vi, utan förseningar, kan genomföra de produktionsutbyggnader som förutsätts.

I artikeln har påpekats, att både effekt- och energibalanssituationen påverkas av kapaciteten på samkörningsförbindelser och interna överföringsnät. Det gäller dock olika förutsättningar för att bestämma behovet av nätkapacitet för effektrespektive energi. För effekt måste nätkapaciteten finnas momentant tillgänglig när effektoppen inträffar. För energi däremot har man kortare eller längre tid på sig för att överföra energikvantiteten.

De ökade effektproblemen indikerar något nytt för det samkörande Nordelsystemet. För att möta den nya situationen samlar vi data och har utvecklat metoder för mera detaljerade analyser av effektbalansen. Målsättningen är, att vi i driftsituationen skall säkra bästa möjliga utnyttjning av resurserna. Detaljerade effektbalansstudier görs före topplastperioden varje vinter. Arbete kommer också att sättas igång om vilka åtgärder, som är tekniskt genomförbara och som kan motiveras ekonomiskt, när det gäller att minska beloppen otillgänglig effekt. Sådana studier kommer också att göras beträffande nätabyggnader.

## Stadium 1995

Resultatet av energibalansstudierna för stadium 1995 överensstämmer mycket nära med resultaten för stadium 1990. Genom högre elanvändning blir dock den teoretiska energimarginalen ca 10 TWh mindre. För medelvattenåret innebär det, att elanvändningen är ca 50 TWh lägre än den möjliga produktionen. Liksom för stadium 1990 ökar detta teoretiska överskott med ca 40 TWh för våtåret. För torråret finns för det samkörande Nordelsystemet totalt ca 20 TWh större teoretisk produktionskapacitet än den prognosrade elanvändningen. Liksom för stadium 1990 begränsas importmöjligheterna till Norge under sommarhalvåret av att belastningen i stort sett täcks av minimiproduktionen i vattenkraft, medan samkörningsförbindelsernas kapacitet begränsar importmöjligheterna vintertid.

För Norge måste vi därför räkna med leveransinskränningar vid extrema torrår.

## Slutsatser

De genomförda studierna indikerar att för större delen av Nordelsystemet är det liten risk för energibrist. I Norge

# English Summary

## Contents

Nordel

Nordel 1987

Nordel's Activities in 1987

Denmark

Finland

Iceland

Norway

Sweden

Power and Energy Balances  
in the Nordel System



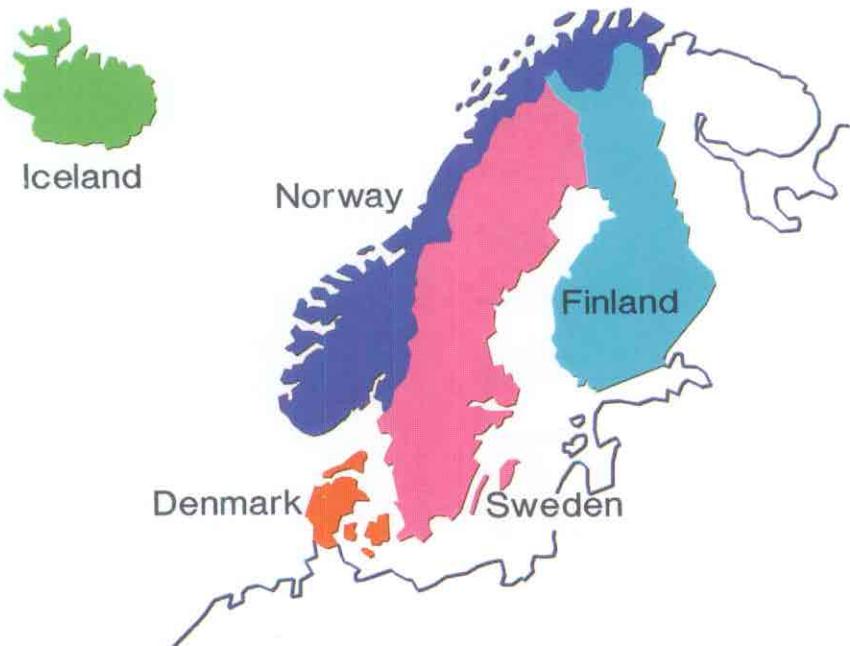
**N**ordel, founded in 1963, is an association for people active in the field of power supply in Denmark, Finland, Iceland, Norway and Sweden. It is an advisory and recommendatory organization aimed at promoting international, mainly Nordic, cooperation in the field of production, distribution and consumption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



Economic growth in industrialized countries in Western Europe was somewhat more vigorous this year. The growth in gross domestic product was on average 2-2 $\frac{1}{4}$ %. The rate of inflation is still low in the OECD, 3.1% in 1987. The number of unemployed was high, amounting to 9-10% of the total work force.

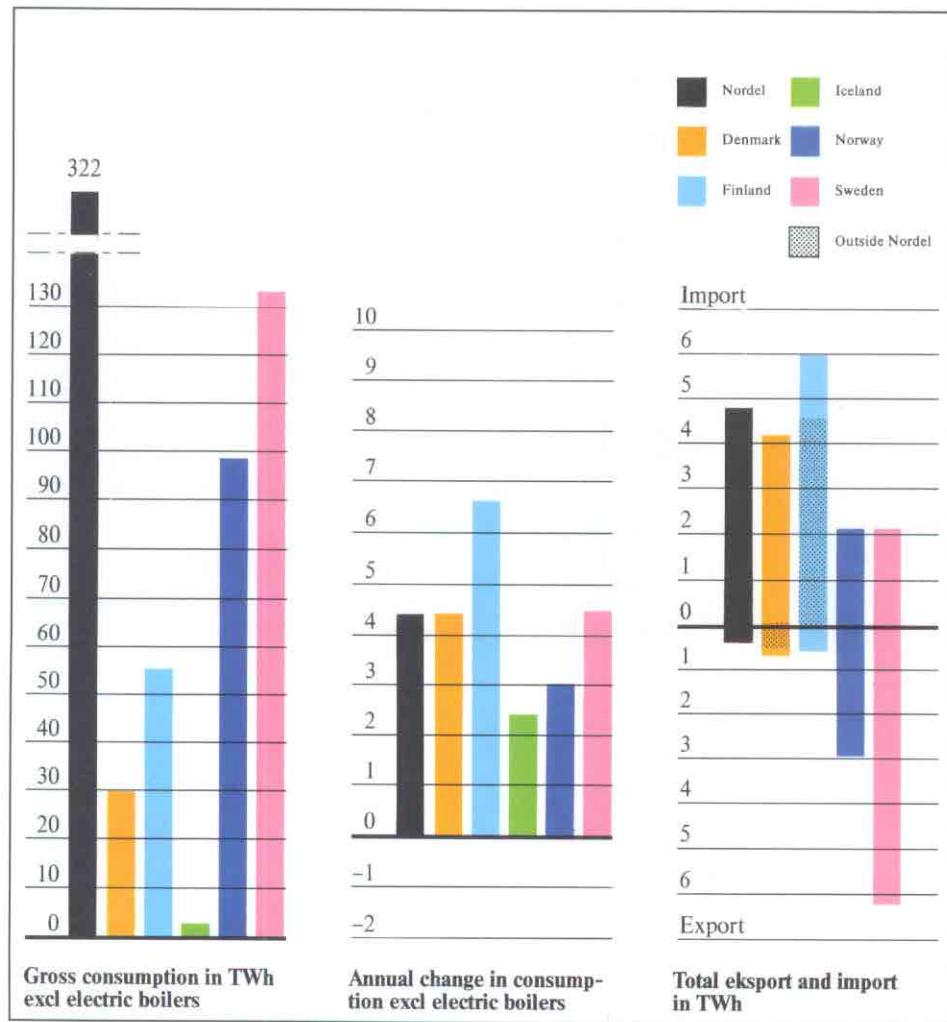
The economic trend in the Nordic countries was very different in 1987. The growth in gross domestic product varied greatly. There was a rapid economic upturn in Iceland, where the GDP went up by 6.6%. In Finland the growth was 3.5%, while Sweden and Norway had a weaker economic trend and the GDP went up by 2.3 and 2.0% respectively. In Denmark the GDP went down by 0.7% after many years of growth. Iceland this year also reported a very high increase in the consumer price index with 24.4%. There was a high increase in Norway too with 8.7%. In Sweden the price index increased 5.2% while Finland and Denmark had the lowest increase with 3.7 and 4% respectively. Denmark had the highest unemployment rate, 8.5%, while it was somewhat less in Finland, 5.2%. The unemployment rate was low in Sweden, Norway and Iceland, varying from 0.6 to 1.6%. In short, the inflation rate is somewhat higher and the number of unemployed lower than the OECD average.

Total electricity consumption increased by 4.4% in 1987 compared with the previous year. The gross consumption was 321.7 TWh, excluding 10.4 TWh power delivered to electric boilers. The consumption increased in all Nordic countries. Finland had the greatest increase with 6.7%. Sweden's consumption increased by 4.6%, Denmark's by 4.4%, Norway's by 3.0% and Iceland had the lowest increase with 2.5%. Sweden reported the greatest electricity consumption, 132.6 TWh. Norway had 99.0 TWh, Finland 56.1 TWh, Denmark 29.9 TWh and Iceland had 4.0 TWh electricity consumption.

Hydro power, the base of the Nordel electricity production, amounted to 192.2 TWh, covering 58.7% of the total production, which was 327.5 TWh in 1987. Norway is the greatest producer of hydro power with 103.8 TWh. Sweden produced 71.0 TWh, Finland 13.5 TWh and Iceland 3.9 TWh of hydro power. Denmark has a negligible quantity of hydro power. Nuclear power, which also plays an important role in the Nordic countries, amounted to 83.0 TWh, representing 25.3% of the total production. Sweden produced 64.6 TWh and

Finland 18.5 TWh nuclear power. Other thermal power, which is mainly produced in Denmark, Finland and Sweden, amounted to 52.1 TWh, accounting for 15.8% of production. The proportion of coal in electricity generation remained large, while the proportion of oil is still minimal.

Power exchange between the countries did not increase considerably from the previous year, and amounted to 9.7 TWh. Power exchange accounted for only 3.0% of total production. Denmark was the greatest importer with 4.0 TWh and Sweden exported the most, 6.2 TWh. Denmark was also the greatest net importer with 3.6 TWh and Sweden the greatest net exporter with 4.0 TWh. Finland's net imports within Nordel were 0.9 TWh. Norway had a net export, 0.5 TWh. Finland also imported 4.7 TWh from the Soviet Union. Denmark exported 0.3 TWh and imported 0.1 TWh from the Federal Republic of Germany. On the whole, when the large imports from the Soviet Union are taken into consideration, Nordel is a net importer.



# Nordel's Activities in 1987

**N**ordel held its Annual Meeting in Aalborg on 27 August, 1987. The meeting dealt with the annual report for 1986, the present power situation in the Nordic countries and the output balances for the next three years. A study of the development in output balances within the Nordel system was submitted. The Operations, Planning and Thermal Power Committees reported on the operations of the past year and put forward their plans for the coming year. The operations of the Committees and of the contact persons was discussed, and there was a report from the international contacts.

At the annual meeting Rolf Wiedswang from Norway was elected Chairman and Henning Buhl from Denmark was elected Deputy chairman for the three-year period to 1990. Sigmund Larsen from Norway and Jan-Erik Ryman from Sweden stood down from active service and therefore from Nordel. Erling Diesen from Norway and Claes Lindroth from Sweden were elected as new members.

The chairmanship of the Planning Committee was moved in accordance with the rules of rotation from Norway to Denmark. Jon Tveit stood down and Paul-Frederik Bach was elected Chairman of the Planning Committee.

Representatives from Nordel met with the official committee for energy policy of the Nordic Council of Ministers on December 8, 1987 in Helsinki as a part of the cooperation between Nordel and the energy authorities. Within this cooperation there is a mutual exchange of information and discussion of current energy questions.

Nordel held a meeting for the chairmen and secretaries on February 26, 1987 in Helsinki where the activities of the committees and the secretariat were discussed.

## *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. Power and energy balances have been prepared for the next three years in order to evaluate the power situation during this period.

The electricity consumption increase in the Nordic countries was between 2-4% except for Finland where the increase was 6%. The cold summer of 1987 has caused part of the consumption increase.

The inflows before the spring flood were somewhat below normal. The spring flood started at normal time of the year and was due to the cold weather moderate and of normal volume. Due to heavy rainfalls in Sweden and Finland during the summer and autumn the inflows became extremely big. In Norway however the situation was quite different with inflows slightly below the normal which was a unique relation between the inflows in the different countries.

At the end of the year the reservoirs in Sweden and Finland were filled to very high levels while in Norway the reservoirs were filled to about average level.

The nuclear power generation has functioned very well in 1987. The availability of the nuclear generation has been very high and the yearly overhaul program has been completed according to schedules.

Because of very big inflows to the hydro power plants the possible nuclear power generation has been reduced by 3 TWh mainly in Sweden. Also a small amount of water was wasted through the spillways in Sweden and Finland.

The market price of coal has decreased to a low level due to the lowered rate of the US dollar. The market price of oil has been relatively stable during the year.

Power exchanges during the first part of the year were very small due to small differences in marginal costs of generation in the different countries. Hereby Sweden and Jutland imported power from Norway during the cold periods of the winter. During the summer and the autumn Sweden has, due to the very big inflows, exported power to all three neighbouring countries and in especially big quantities to Denmark. Towards the end of the year the power exchanges have again been very small.

The Operations Committee has partly in cooperation with the Planning Committee finished an analysis of the power balance situation in the Nordel system. The real power balances during the cold snaps of 1985 and 1987 have been recorded and analyzed as well as a forecasted power balance for 1990. Based upon these analysis the following conclusions are made

- the capacity margins in the Nordel system are decreasing while the consumption increase is faster than the added new generation capacity
- a significant amount of generation capacity is not available due to various reasons

- certain generation capacity is not available to consumption areas due to limitations in the transmission network capacity.

Power and energy balances for the Nordel system have been prepared for the next three years and indicate that the situation during this period is fairly good. However as the power balance situation will be successively more critical the Operations Committee has decided that the power balance analysis for the next three years shall be presented in a more detailed manner.

A detailed power balance for the winter period 1987/88 has been set up and analyzed by the Operations Committee. The conclusions are satisfactory which means that each analyzed subsystem has an acceptable operation reserve (considering reserves situated within the subsystem and possibilities to import reserves from neighbouring subsystems).

As a consequence of the successively more critical power balance the Operations Committee has started an investigation aiming at a more complete and detailed specification of the requirements for operation reserve primarily in situations where shortages of reserves can be expected.

The working group for system matters, NOSY, has performed technical studies concerning the operation of the Nordel system. Following matters have been dealt with during 1987:

- Specification of current transmission capacity limits for the interconnecting links.
- Adjustments of governor controls in order to reduce the risk for power system oscillations.
- Investigation of the response to control signals of the different kinds of generating units in the power system.
- Follow up of the Nordel recommendation for coordination of the schemes for load shedding in Nordic countries.
- Participation in the review and updating of the Nordel rules for design of the Nordel power network which is conducted by the Planning Committee.

In September 1987 the Operations Committee held a joint meeting with its continental counterpart, UCPTE, in Helsinki. Valuable information was exchanged concerning the current power situation, operational experiences, technical problems and methods for power system analysis. The next meeting is scheduled for April 1989 in the Netherlands.

### Planning Committee

The task of the Planning Committee is to follow developments in the capacities of the interconnecting links between the countries, and to suggest suitable changes to these capacities, with due allowance for the time necessary for implementing such changes. A report containing proposals for the *transmission capacities on the interconnecting links at the 1995 stage* was submitted to the 1987 Nordel Annual Meeting. Nordel approved the proposal, which involves the following.

Taking into account the expansion plans for the generation and transmission systems and the appropriate design rules in each Nordel country, the transmission capacities recommended by Nordel for the 1995 stage are as follows:

From	To	MW
Northern Sweden	Northern Norway	250 <sup>1)</sup>
Northern Norway	Northern Sweden	250 <sup>1)</sup>
Central Sweden	Central Norway	500 <sup>2)</sup>
Central Norway	Central Sweden	500 <sup>2)</sup>
Southern Sweden	Southern Norway	1600
Southern Norway	Southern Sweden	1300
Sweden	Finland	1400 <sup>3)</sup>
Finland	Sweden	1200 <sup>3,4)</sup>
Sweden	Denmark, Zealand	700 <sup>5)</sup>
Denmark, Zealand	Sweden	1100 <sup>5)</sup>
Sweden	Denmark, Jutland	600 <sup>6)</sup>
Denmark, Jutland	Sweden	600 <sup>6)</sup>
Southern Norway	Denmark, Jutland	510
Denmark, Jutland	Southern Norway	510
Norway	Finland	150 <sup>7)</sup>
Finland	Norway	150 <sup>7)</sup>

- 1) Comprises the 400 kV Ritsem-Ofoten link and the 132 kV Tornehamn-Rombak link. The 400 kV link basically has relatively high capacity, although studies indicate that the interchange should be restricted for operational reasons.
- 2) Comprises the 300 kV Järpströmmen-Nea link and the 220 kV Ajaure-N. Røssåga link. The value is applicable under favourable generation and loading conditions. The Trøndelag-Østlandet transmission line in Norway and the section at 61°N in Sweden are particularly important.
- 3) The interconnection consists of the AC links in the north and the new 420 MW HVDC Fennoskan link.
- 4) The capacity on the AC links can sometimes (mainly during peak-load periods) be limited by the transmission opportunities available on the Swedish grid. However, this places no practical restrictions on Finland's opportunities for exporting to Sweden.
- 5) The transmission capacity may often be higher. It is dependent on the generation situation and the operating conditions at any particular time.
- 6) The value of 600 MW presupposes that the Kontiskan I link is still in operation.
- 7) The value of 150 MW presupposes that the 220 kV link in Finland is extended right up to Pirttikoski.

In addition to the recommended transmission capacities as outlined above, proposals are also submitted concerning certain measures that should be adopted in individual countries.

A decision has been made to revise the Nordel grid design rules, and an ad hoc group has been appointed for this work. The current rules have been adopted by Nordel in 1972. They have since remained unaltered, even though the structure and size of the Nordic system have altered substantially since then. The revision work is expected to take a couple of years.

The work programme of the Grid Group involves a certain amount of supplementary work for the 1995 stage. Work will then be started on grid studies for the stage at the turn of the century. The Grid Group is also expected to submit information for the measures proposed in the above recommendations for the individual countries.

Using the power balance models developed, the Generation Group has studied the generation and interconnection conditions for the Nordel system at the 1995 stage. The Generation Group has also contributed information for the studies carried out by the Grid Group for the transmission capacities on the interconnecting links at the 1995 stage. Some supplementary studies for the 1995 stage remain to be done. The Generation Group will then start work on studies for a stage around the turn of the century.

The Operations and Planning Committees have cooperated in studying the development in the power and energy balances in the Nordel system up to the 1995 stage. A summarising conclusion is that the power reserve in the Nordel system has dropped substantially in recent years, and this trend will probably continue. This is discussed in more detail in a special article in this Annual Report concerning the power balance situation in the Nordel system. This article has been produced in cooperation between the Operations and Planning Committees.

Due to the growing uncertainty in recent years in the field of energy, power utilities have based their planning on increasingly uncertain fundamental conditions. However, expansions in the power system should lead, as far as possible, to a technically and economically acceptable system, even if developments are not in line with those considered at the outset to be most

probable. Scenario studies for the Nordel system may be a possible path towards meeting new development trends. Preparations for stating scenario studies are in progress within the Planning Committee.

The Nordic Council has decided that 1988 will be a Nordic technology year. As a result, numerous activities are in progress in various areas in the Nordic countries. Norway has been assigned main responsibility for the field of energy. Plans are afoot to hold a Nordic energy conference in Stavanger between the 26 and 28 September 1988. The conference will deal with subjects that are of interest to engineers as well as to those active in political authorities. The chairman and secretary of the Planning Committee are also members of the Planning Committee for the conference.

### ***Thermal Power Committee***

The objective of the Committee's activities is to establish cooperation and to promote exchange of experiences in the field of thermal power in the Nordic countries. The Committee has held two meetings during 1987 and it has discussed the following reports and issues:

In its last annual report the Working Group for Nuclear Fuel states that the fuel market is steady even though prices are slightly falling. This time the report includes a more detailed section on production of fuel elements. Nordel's annual meeting decided to suspend the Group.

In autumn the Committee's Working Group for Maintenance and Operations arranged a meeting for maintenance managers. The Group has also discussed rehabilitation and service life extension of old power plants and this will be the main topic for the next meeting between operations managers. The meeting will be held in autumn 1988.

The Group has in collaboration with the ad-hoc Group for Environmental Matters compiled two extensive reports on costs and technology for flue gas purification. One report deals with desulphurization and the other denitrification of flue gases.

The ad-hoc Group has specified its tasks that include exchange of data on legislation in environmental matters in the Nordic countries and how it is administratively and technically possible for the power companies to deal with environmental requirements. In technical matters the ad-hoc Group shall work

together with the Operations and Maintenance Group. In general the Group is to operate in fields where operation of power plants causes external environmental problems: pollution of air, water and soil, and noise problems.

In 1988 the Group plans to hold a seminar on environmental matters.

The Thermal Power Committee has continued to follow up research and development in the field of thermal power. Special attention has been paid to the work by NKA (the Nordic Contact Organization for Nuclear Energy questions) to introduce e.g. the safety programme for the power industry.



## Energy policy

Denmark's dependence on imported energy was reduced still further in 1987 through increased production of Danish North Sea oil and gas. The proportion of Denmark's gross energy consumption based on indigenous energy sources thereby increased to 38%, compared with 31% in the previous year. Consumption and exports of Danish oil were 2.9 and 1.7 m tons, respectively. The corresponding figures for Danish natural gas were 1.5 and 0.7 bn m<sup>3</sup>.

Despite extensive exploration in the Danish underground by many concessioned consortia, it is still only Danish Underground Consortium that is producing oil and natural gas.

The power companies compulsory purchases of natural gas under their agreement with Danish Natural Gas A/S amounted to 0.09 bn m<sup>3</sup> in 1987.

At the end of the year, in connection with new negotiations concerning gas supplied to Danish Natural Gas A/S from the North Sea, ELKRAFT decided to look into the possibility of using cheap and environmentally safe natural gas at its power stations. If anything comes of this, the gas will be used in combined-cycle power stations, in which gas turbines are combined with heat/power-producing steam turbines. The criteria for realization of these plans include long-term supply safety and a reasonable price in relation to coal. The Danish Minister of Energy takes a very positive view of this initiative, which he regards as a natural continuation of the efforts of the last few years to reduce the detrimental effects of electricity production on the environment.

As an element of Denmark's energy policy, the energy conservation campaign was intensified still further in 1987, with the main focus on saving electricity. The Danish power supply companies have thrown massive resources into this campaign, which includes material for schools, posters, advertisements, advisory services, TV-sports, etc.

There is considerable political interest in getting a levelling of the load on the power stations in order to achieve higher utilization of capacity.

To this end, several Danish power supply companies are working on new, time-differentiated electricity tariffs, with the lowest price in the evening, at night, and during the weekend, and the highest price during the morning and late-afternoon on weekdays. An intermediate price will be charged in transitional periods.

This scheme has been suggested by the last few years' experience, which shows that a distinct change in the pattern of consumption can be achieved by time-differentiated tariffs that reflect the real, varying costs in the power supply system.

## Power consumption

Power consumption in Denmark totalled about 30 TWh in 1987, representing an increase of approx. 4.4% over 1986.

The increase was mainly due to increased consumption in the commercial, service and agricultural sectors. Their consumption rose by about 5%. Domestic consumption rose by about 3%, while industrial consumption remained the same as in 1986.

The distribution of power consumption in 1987 was:

domestic users:	32%
trade and service sector:	28%
industry:	28%
agriculture etc.:	12%

The forecasts for power consumption in the years are based on a moderate rate of increase amounting to just over 2.5% per annum.

The year's top loads occurred on 12 and 13 January, when unusually low temperatures and strong wind created record loads during the evening peak period. In eastern Denmark (ELKRAFT), the load reached 2,718 MW, and in western Denmark (ELSAM), 3,385 MW.

The extreme loading conditions, which lasted for several days, created a strained supply situation. In both regions, however, the supply companies managed to avoid disconnecting consumers by making use of all available possibilities for maintaining the supply.

## Power production

At the end of 1987, the installed capacity of Danish power stations was about 8230 MW - almost 1% less than the adjusted capacity for 1986.

The capacity was distributed as follows:

Steam turbine plants	94.1%
Gas turbine and diesel plants	4.5%
Wind power plants	1.3%
Hydro-power plants	0.1%

This comprises 200 MW privately owned production plants, including no less than about 100 MW wind power plants.

Combined heat and power (CHP) stations account for a substantial part of the capacity, and here, output is reduced when district heat is being supplied.

Under peak loading, this reduction amounts to about 600 MW.

In 1987, old plants with a total capacity of 130 MW were scrapped. At the end of year, this left us with about 4% of capacity in old, obsolete plants, which are only used in extreme situations, and which require at least a couple of days' notice each time they are needed.

After a 2-year conversion to combined coal, oil and gas firing, one unit of 295 MW + 10 MW overload capacity was recommissioned in 1987.

The steam turbine plants covered 86.4% of the year's power consumption, wind power 0.5%, and hydro-power 0.1%. The remaining 13.0% was covered by net imports.

In combined heat and power production, the CHP-stations supplied about 52,000 TJ district heat.

97% of the power stations' fuel consumption in 1987 was coal, corresponding in total to about 11.1 m tons of coal.

The construction of new units at Amager Power Station, Avedøre Power Station and Fyns Power Station continued with a view to commissioning in 1989, 1991 and 1991, respectively.

In 1987, an order was placed for Denmark's fourth fluegas desulphurization plant. This is a wet-process plant for Avedøre Power Station's 250 MW unit 1, which will be commissioned in 1991. The residual product from a wet-process plant in gypsum.

Two Danish-made experimental and demonstration plants for cleansing flue gas went into operation in 1987. One of them removes nitrogen oxides, while the other removes both sulphur and nitrogen oxides, with sulphuric acid and water as residual products.

These experimental and demonstration plants are examples of the power stations' growing engagement in development work in the industry, mainly aimed at environmental improvement and firing techniques. In 1987, the power stations spent about DKK 100 m on such purposes.

The first decentralized CHP plant under the power expansion agreement from 1986 went into operation in December. The plant is based on natural gas and has a capacity of 17 MW electricity and 29 MJ/sec. heat.

In 1987, about 30 additional stations were under design and negotiation, based on a variety of fuels: natural gas, straw, chips, refuse, and biogas.

These decentralized CHP-stations will have a total electrical power capacity of over 200 MW, i.e. almost half the agreed framework of 450 MW.

In January, Masnedø Wind-Power Farm, with five 750 kW turbines, was inaugurated by the Danish Minister of Energy. Four blades have since developed cracks but have been repaired and are now in experimental operation. In October, one of the five turbines burnt out owing to a fault in the generator breaker.

Construction of the biggest Danish wind turbine so far, 2 MW, near Esbjerg has now reached completion. This experimental turbine has been partly funded by the Danish State and EC and will go into operation at the beginning of 1988.

In 1987, the power companies worked on ten wind-power farm projects with a total capacity of about 34 MW.

The projects have come up against several obstacles, especially in connection with licensing. This has resulted in considerable delays in almost all cases, and some of the projects have had to be altered. By the end of the year only two of these wind-power farms had been completely or partially established.

This situation has created doubts as to whether the power stations can get the whole of the 100 MW envisaged in

the wind-power agreement completed at the agreed time, viz. before the end of 1990. The Ministry for the Environment and the Ministry of Energy are therefore working together to find a solution that ensures that the power companies will achieve a reasonable rate of development on wind power.

### **Electricity prices**

There have been no major changes in electricity prices since the reduction in October 1986.

In 1987, the average price of electricity for a consumer with an annual consumption of 3000 kWh was 42.5 øre/kWh excl. taxes and 91.5 øre/kWh with taxes. The energy tax and VAT thus constituted about 55% of the consumer price.

From 1 January 1988, electricity prices will increase throughout the country by an average of 7 øre/kWh for a consumer with an annual consumption of 3000 kWh. The price increase is mainly a result of the fact that prices were deliberately set low in 1987 to enable the companies to "pay back" surplus accumulated earlier.

### **Power transmission system**

The expansion of the Konti-Scan connection between Jutland and Sweden with a 300 MW, 285 kV DC-cable is proceeding according to plan. All buildings have been constructed, the substation has been established, and the thermionic valves are being installed. Cable-laying will take place in May 1988, and trial operation is expected to start in August 1988.

### **Project assistance**

Both ELKRAFT and ELSAM are aiming at selling project assistance.

On 1.1.1987, ELSAM's design and engineering division was separated from the mother company as an independent consulting company under the name ELSAMPROJEKT A/S. All the new company's shares are held by I/S ELSAM. The object of the company is primarily to perform work for ELSAM and ELSAM's partners, but also to undertake work for other clients, both in Denmark and elsewhere.

ELKRAFT has created a new division, called ELKRAFT-Consult, which it plans to turn into a separate company later. ELKRAFT-Consult is in charge of marketing and contracting and is responsible for implementation of foreign projects at ELKRAFT and the electricity companies in the ELKRAFT-region.



Esbjerg-møllen hos I/S Vestkraft ved Esbjerg blev færdig i 1987. Det var en stor opgave at få den 200 tons tunge maskinkabine på plads i toppen af det 60 meter høje tårn.

The Esbjerg wind power plant in service 1987. A heavy job to lift the 200 ton machine to the top of the 60 meter high tower.

**Finland**  


## **Energy economy and policy**

A rapid boom characterized the Finnish national economy in 1987. The volume of industrial production went up by over 4% and the growth in the chemical wood-processing industry in particular was significant. The production capacity of paper and pulp industry was almost fully utilized. The growth in gross national product was some 3.5%. The growth was retarded by the crop failure, decreasing the GNP by 0.5–0.7%.

Energy consumption rose by 6–7% in 1987, amounting to 29 Mtoe. The growth results from the cold spell of winter 1987 and industrial boom. In relative terms, natural gas consumption increased by about 40% as expansion of the natural gas pipeline to the city of Tampere and the Helsinki metropolitan area was completed in 1986. Domestic generation accounted for some 30% thanks to good water resources.

The new Council of State, which started its work at the beginning of May 1987, has defined the outlines of its energy policy: the Government ensures a continuous energy supply and base-load power for industry. Energy saving and environmental requirements will be considered when decisions on the energy policy are made.

The Government stresses research and international cooperation in environmental protection. It will promote the use of natural gas and decentralized energy supply. According to the Government's programme new nuclear power plants will not be built during its current term of office.

In December the Parliament approved the new Nuclear Act, in accordance with which the Parliament will decide on construction of new nuclear power plants. Recently the climate of opinion has become more positive concerning nuclear power. However, the opinions continue to be more negative than what there were just before the nuclear reactor accident at Chernobyl in spring 1986.

In February the Council of State decided on the first measures and limits to reduce sulphur emission levels by 50% from the 1980 level by 1993. Desulphurization equipment will be installed in new and in the largest old coal condensing power plants by 1993. The decision means that almost two billion Finnish marks will be invested in energy supply during the next 5 or 6 years. In November the Council of State also decided on emission limits for oil-fired power plants and the maximum

values for sulphur content in coal. The decision means that the sulphur content in e.g. oil must not exceed 1% in population centres in southern Finland.

In February 1987 a high-level energy committee was established to chart how different energy forms affect the society. The following areas are included in the study:

- energy technology
- effects on the economy and society
- effects on environment and health

The committee also reports on the effects of energy generation and its risks in relation to the effects of other social functions. The committee relies on the experts in energy administration, energy producers and consumers. The committee will have to complete its report by December 31, 1988.

The bill on the reform of electricity supply planning has been circulating for comment. The General Plan and the Consultative Commission for Power Supply will be abolished. The commission of the Council of State will be needed only for power plants of more than 250 MWe.

## **Electricity consumption**

In 1987 electricity consumption rose more than ever before, i.e. some 3.6 TWh. Total consumption increased almost 7%, amounting to about 56,3 TWh. Part of the growth resulted from exceptional weather. January 1987 was extremely cold and the second week (January 5–11) was the coldest ever in Finland. Previous low-temperature records were beaten. The mean temperature during that week at, for instance, Helsinki-Vantaa Airport was  $-30.4^{\circ}\text{C}$  and a new record temperature of  $-34.3^{\circ}\text{C}$  was recorded in Helsinki. On January 12, 1987 a new peak load of 10,085 MW was recorded, which is 1,200 MW more than the year before. 1987 was an exceptional year in many ways: spring and summer were chilly and the beginning of autumn very rainy.

Owing to the cold weather, electricity consumption for heating has grown rapidly and electricity demand has continued to increase in households and services. The significant growth in electricity demand results from the expansion in industry, in the chemical wood-processing industry in particular. The number of dwellings with electric heating has grown rapidly despite the favourable price development of oil. The number of dwellings with electric heating has risen by about 25,000, amounting to 385,000. In 1987 electricity accounted for 23% of final energy

consumption, compared with 22.6% in 1986.

The prognosis for electricity demand were revised in 1987. The future prospects for industry have improved as a result of product development, rationalization of industries and energy tax reform. According to STYV's (the Finnish Power Producers' Coordinating Council) newest prognosis, electricity demand will amount to about 74 TWh by 2000, which means an increase of about 3 TWh compared with the previous prognosis.

## **Electricity production**

In 1987 electricity production was 50.7 TWh. Production accounted for around 90% of total consumption and net imports, some 5.6 TWh, for 10%.

Hydro power generation reached the 1981 record, around 13.5 TWh. The rains were exceptionally heavy in summer and at the beginning of autumn, filling the water reservoirs.

Nuclear power production was also extensive, amounting to 18.5 TWh and accounting for 36% of total production. All nuclear power units have functioned well and the average load factors for Loviisa and Olkiluoto units (including revisions) were:

Loviisa I	93.2%
Loviisa II	92.6%
Olkiluoto I	90.9%
Olkiluoto II	92.3%

Back-pressure power production amounted to about 13.3 TWh, an increase of 0.9 TWh compared with 1986. Other thermal power produced some 5.3 TWh, or 10% of total production.

Electricity imports from the Soviet Union remained unchanged, or 4.7 TWh, and net imports from Sweden fell somewhat, amounting to about 0.9 TWh in 1987.

## **Expansion**

In 1987 only some 25 MW new hydro generation capacity was completed, as three small hydro power stations were taken into service.

More than 1000 MW new power plant capacity was under construction. The largest power plants under construction were Imatran Voima's 150 MW peat condensing power plant at Haapavesi, Pohjolan Voima's 250 MW oil-condensing power plant at Kristiina and 132 MW power plant at Tampere, which uses natural gas. At Seinäjoki a district heating power plant of 105 MW was being built. Of the new district heating power plants some 320 MW are peat-fired and about

330 MW are fuelled with natural gas. A decision has also been made to build a cogeneration plant with natural gas as a fuel at Helsinki. Its output will be 167 MW.

Imatran Voima and industry have discussed the construction of a new coal-condensing power plant of 500 MW at Pori. However, no decision has been made so far. There have also been discussions on continuing electricity imports from the Soviet Union after 1989 and commencing electricity imports from Norway around 1995.

During the year 35 km of 400 kV lines, 120 km of 220 kV lines and about 300 km of 110 kV lines were completed.

A transformer station of 400/110 kV was completed on the interconnection line between Sweden and Finland near the border in Kemi. A gas-insulated substation of 400/110 kV and a transformer station of 400/110 kV was taken into service in Helsinki. Construction of the line to Norway will continue and the 220 kV line from Vajukoski to Varangerbotn will be completed in summer 1988. It was confirmed that the Fennoscandian DC-line would have an output of 500 MW with 400 kV. The DC-interconnection will be the first long submarine cable in the world with 400 kV transmission voltage.

### **Electricity price**

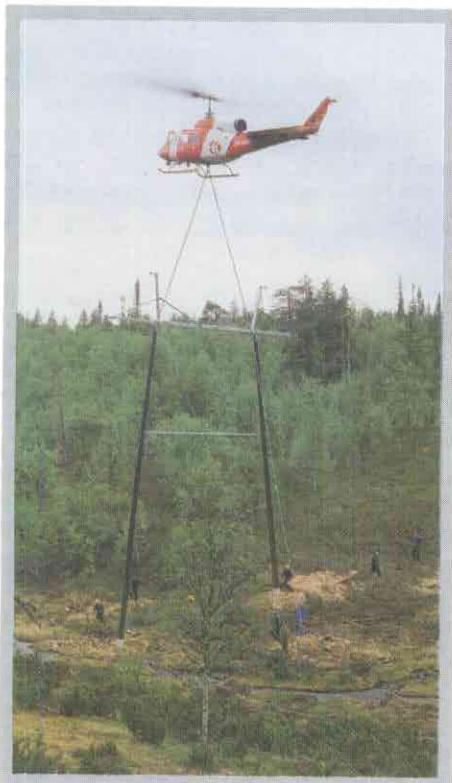
The mean retail price of electricity remained almost unchanged in 1987. The real price dropped by some 4%. On January 1, 1988 the mean taxable consumer price of household electricity was 41.9 p/kWh in multi-storey houses and 36.1 p/kWh in single-family houses. The taxable consumer price for direct space heating electricity was 27.8 p/kWh and for storage heating 23.1 p/kWh. The tax-exempt consumer price for electricity in large-scale industry was 13.3 p/kWh, which meant a decrease of 0.5 p/kWh.

The wholesale price for electricity dropped several times during 1987, the total decrease being some 5%, owing to the decrease in the price of coal. Some decrease has also been reflected on the consumer prices.

### **Research and development**

A study was made on the final disposing of spent nuclear fuel and its safety. According to the study it is safe to dispose wastes in the Finnish bedrock and TVO (the Industrial Power Company) has continued to look for a suitable location for final disposing. However, final disposal will not become urgent until after 2010.

New power plant applications have been studied. Imatran Voima's pilot wind power plant of 300 kW at Kopparnäs, Inkoo, reached a load factor of 57% during its first year of operations. A PFBC research project (pressurized fluidised bed combustion) was launched with the aim to increase the coefficient of efficiency of electricity generation in steam-fired power plants using a solid fuel. A diesel power plant relying on high-pressure injection of natural gas has also been developed, mainly for smaller urban areas. Combined power plants with gas turbine-steam turbine applications have also been examined.



*Foto: Juhani Eskelinen  
220 kVförbindelsen från Vajukoski i Finland till Varangerbotn i Norge beräknas bli färdig sommaren 1988.*

*The 220 kV from Vajukoski, Finland, to Varangerbotn, Norway, is expected to be completed in summer 1988.*

**Iceland**

## Economic Development

The year 1987 was characterised in Iceland by a relatively high rate of economic growth amounting to 6.6% (6.0% in 1986). The product value of the fish-processing industry, the country's most important category of industrial products, grew by 7% in real terms; that of other industrial products by 3%. Corresponding figures for 1986 were 10% and 5%. Investments rose by 8% above the 1986 level. Unemployment averaged at about 0.6% of the work force, (0.7% in 1986). Inflation showed an upward trend, from about 15.9% a year at the beginning of 1987 to about 24.4% a year at the year's end. The Consumer Price Index rose by 24.4% from Dec. 31 1986 to same date 1987.

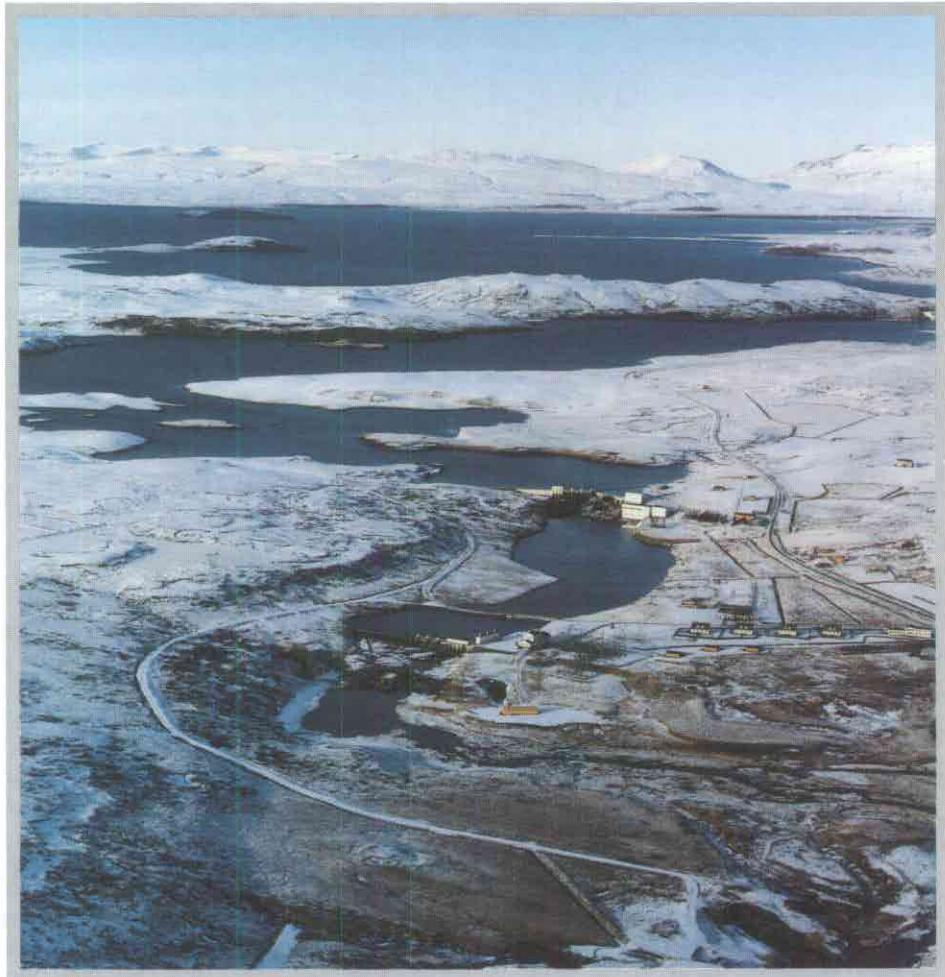
## Energy Policy & Legislation

A new government came to power in Iceland on July 8 1987, in the wake of the April parliamentary elections. In its programme the government states about industrial and energy policy that "efforts will continue to be undertaken to enlist cooperation of foreign partners in energy-intensive industries in Iceland to the extent deemed prudent in view of the international market situation and consistent with the energy supply situation in Iceland. The organization of the energy supply industry shall be revised, including the role of the National Energy Authority and the Energy Fund".

By and large the industrial and energy policy of the new government remains the same as that of the previous one, with a somewhat lighter emphasis on energy-intensive industries, in line with the present depressed market situation for the products of these industries.

On June 22 talks between representatives of the Icelandic Government and the UK-based industrial concern RTZ Metals on the latter's possible investments in energy-intensive industries in Iceland, which had been going on since the beginning of 1986, were temporarily terminated with negative results. The reason for this outcome of the talks was stated to be the international market situation; especially for silicon-metal products, which were the target of the proposed investments by RTZ Metals. It was agreed, though, that the partners would remain in contact in the future on this question.

Export of electric power from Iceland to Scotland via a HVDC submarine cable has been the subject of discussion a number of times through the years.



Among other things the National Energy Authority sponsored studies of the economics of such a power export scheme in 1975 and in 1980. In both cases the results indicated that the cost in Scotland of power from Iceland would be about the same as that of power generated in Scotland in coal-fired or nuclear plants. In 1986, the NEA once more looked into this question and, with the help of data provided by the Swedish firm ASEA Transmission, Västerås, Sweden, again came to the same conclusion as before concerning the economics of such a scheme.

However, the scheme may have other aspects than purely economic, such as environmental ones. Besides, the economic prerequisites do change over time. In connection with the planned privatization of the UK power supply industry various groups in Britain have expressed interest in alternative means of power generation. Some of these have shown interest in studying power import from Iceland as one such alternative. In 1987 the National Power Company, Iceland's largest power producer, initiated a study

*En udsigt over Thingvallasøen, Syd-Island, og dens udløb, Sog floden, med tre vandkraftværker.*

*View of Lake Thingvallasøen, Southern Iceland and its outflow, the Sog River with three hydro-electric power plants.*

of their own of this question, which is expected to be completed in early 1988. In December 1987, one of these groups contacted the NPC on the matter.

## The Electricity Consumption

Total gross consumption of electricity in Iceland in 1987, i.e. including transmission and distribution losses and power plants' own consumption, amounted to 4152 GWh, compared to 4058 GWh the previous year, corresponding to a growth of 2.3%.

The share of power-intensive industries in the 1987 consumption was 52.1% compared to 52.8 in 1986. Their consumption grew by 1.0%. General consumption grew by 3.9% without and 7.5% with correction for outdoor temperature in the two years. The total consumption consisted of 3656 GWh of firm energy and 497 GWh of non-guaranteed energy.

In their series of energy forecasts the so-called Energy Forecasting Committee in 1987 issued a forecast of consumption of geothermal energy in Iceland for the period 1987 to 2015, by consumption categories. The following table shows an excerpt from this forecast. The figures refer to GWh's of utilized heat energy.

Year	Space heating GWh	Swimming pools GWh	Snow-melting GWh	Horticulture GWh	Aquaculture GWh	Industry GWh	Other uses GWh	Total GWh
1986	3.770	226	127	207	18	262	1	4.611
1990	4.060	262	310	224	90	375	1	5.322
1995	4.322	299	493	245	210	493	1	6.063
2000	4.481	330	629	261	274	520	1	6.496
2005	4.629	358	742	270	274	540	1	6.814
2010	4.762	376	845	280	274	561	1	7.099
2015	4.860	386	942	290	274	582	2	7.336

## Electricity Production

The electricity production in Iceland in 1987 amounted to 4152 GWh (4058 GWh in 1986), of which 94.1% were produced in hydro-electric plants (94.7% in 1986); 5.6% in geothermal plants (5.2% the previous year) and 0.1% in diesel plants, condensing steam plants and gas turbine plants.

Total installed capacity of public utility power plants in Iceland at the end of 1987 was 921 MW (922 MW at the end of 1986). Of this 752 MW were in hydro plants (same as at end of 1986), 128 MW in conventional thermal plants, i.e. diesel, steam condensing and gas turbine plants (129 MW at end of 1986) and 41 MW in geothermal power plants (unchanged from 1986).

The construction of the 150 MW hydro-electric power plant Blanda in the western part of Northern Iceland, owned by the National Power Company (Landsvirkjun), proceeded in 1987. The plant is due for commissioning in 1991. In the same year the Reykjavik Municipal District Heating Service started preparations for the construction of a geothermal combined heat and power (CHP) plant Nesjavellir in Southwest Iceland. The plant will have a rating of 300 MW of utilized heat plus at least 50 MW of electricity. A first phase of 100 MW of utilized heat is due for commissioning around 1990, but without any power production, which has been postponed indefinitely.

## Electric Power Tariffs.

The Wholesale Power Tarif (WPT) of the National Power Company (NPC) was raised by 7.5% on Jan. 1; by 9.5% on Aug 1 and by 9.0% on Dec 1 1987. In real terms (viz, corrected for inflation), the WPT was 1.1% higher on Jan. 1 1988 than on the same date 1987, but 31.8% lower than on May 1 1984.

Due to rising price quotations for raw aluminium during the second half of 1987, the NPC's contract power price to the Icelandic Aluminium Company rose from 12.5 mUSD/kWh in the first two quarters of 1987 to 13.2 in the third and 14.9 mUSD/kWh in the fourth quarter of the year, (viz. from 0.073 SEK/kWh in the 1. and 2. to 0.077 in the 3. and 0.086 SEK/kWh in the 4. quarter of 1987).



## Energy policy

In 1987, electricity generation based on natural gas from the North Sea became a real alternative in the Norwegian energy supply system.

On 26 February 1987 Statkraft (the Norwegian State Power System) submitted their concessionary application for a gas fired power station at Kårstø in Rogaland. The station will have an installed capacity of approximately 700 MW, and an annual production of 5 TWh. The Ministry of Petroleum and Energy planned a swift processing of this application giving the NVE (Norwegian Water Resources and Energy Administration) a deadline of 15 November '87 for submitting its recommendation. The Ministry of Petroleum and Energy aims to put this proposition to the Storting (Norwegian Parliament) by the end of the first quarter 1988.

The treatment of the application for a gas fired power station on Karmøy in Rogaland made by Norsk Hydro on the 25 May 1987, was been temporarily postponed by the Ministry. However, in a letter dated 22 December 1987, the Ministry requested that the NVE resume the processing of the application.

On 10 April 1987, the Government issued White Paper No. 38 (1986-87) "Norway's future energy consumption and production". The Paper presents an up-dated evaluation of energy supply demand in Norway in the 1990's. The Government forecasts a future firm power consumption in the general supply, of 77 TWh in 1995 and 85 TWh in the year 2000.

In accordance with earlier decisions made by the Storting, a firm power allocation of 36 TWh has been set for the powerintensive industries for the years 1995-2000. An extra 2 TWh in 1995 and 3 TWh in the year 2000 are added to cover for cold winters and uncertainties in the forecasts. Taking this into consideration it is necessary to increase the firm power supply to 115 TWh in 1995 and to 124 TWh in year 2000. This is an increase of 3.5 and 4 TWh respectively, compared to the corresponding estimates in the last White Paper on Energy from 1985.

The Paper on Energy stresses the great uncertainty involved in forecasting electricity demand and underlines the need for flixible energy planning, so as to tailor production capacity to suit varying demand.

The possibility of building gas power stations increases the flexibility of power supply, as construction periods

are significantly shorter than for large hydro power projects. The Government also points out that it is unrealistic to suppose that power demands towards the year 2000 could be met by the development of hydro power alone. Because of this and in the knowledge that gas power is economically more competitive than hydro power, the Goverment propose the building of gas fired power stations in Norway. The White Paper specifically mentions Statkraft's application for permission to build and operate a gas power station in Kårstø. It is planned that the station may be completed by as early as 1991.

The development of Haltenbanken could most probably serve as a basis for gas power stations in Central Norway from the mid 1990's. On 4 December the Government issued it's White Paper No. 19 (1987-88), Supplement to White Paper No. 38 (1986-87). This elaborates further on certain questions concerning the development of gas power stations, and the phasing-in of large quantities of gas power in Norway. The supplementary White Paper makes the following remarks on gas prices in Norway:

"The main principle for the pricing of gas in Norway should be that the price reflects the value of gas in the market. As long as the production of power constitutes the only important application of gas in Norway, gas prices should reflect the value gas has in the power market, i.e. when used for power generation. This power will be sold in the wholesale market and in the view of the Ministry, should be priced on the basis of the value of power in this market when calculating backwards to the price for the gas".

The Government furthermore advocates that Statkraft, as a rule, shall have a majority interest in the construction of gas power stations. Larger power companies and industrial firms having large power consumption, should also be able to participate in the construction of gas power stations so as to ensure their required power supply.

White Paper No. 53 (1986-87), Master Plan for Remaining Hydro Electric Power Resources was submitted by the Government on 30 April 1987. This is a follow-up of the first plan, White Paper No. 63 (1984-85), which was dealt with by the Storting in Spring '86. White paper No. 53 aims to group the remaining hydro power projects according to certain criteria, which consist of a combination of rising costs and the increasing degree of conflict with other user interests. Category I

encompasses projects which may be dealt with immediately - usually smaller projects having low storage reservoirs relative to annual run-off. The planned gas power stations are run as base - load plants, this resulting in increased demand for winter-power and on the installed capacity of the hydro power system. In this connection several, including the NVE, have expressed a wish to re-arrange priorities in the Plan in order to promote larger projects having greater storage reservoirs relative to annual run-off.

The Storting had in 1987, not yet dealt with either the White Paper on Energy or the Master Plan, but this is expected to happen in Spring '88.

The report issued by the World Commission on Environment and Development ("Brundtland Commission") was published in 1987. The report considers the global environment and the development of resources, and contains recommendations on what must be done to achieve, what the Commission calls sustainable development. In the chapter on Energy the Commission concludes that a low energy strategy is the best method of ensuring a sustainable future. To achieve this, emphasis should be put on energy efficiency, technologies with low environmental impact and renewable energy resources. In the Government's supplementary White Paper it is stated:

"The possible dangers of using fossil fuels can in the long run limit the amount of gas power which should be produced. To limit the use of fossil fuels globally, it may be necessary to reduce the growth of total energy consumption. To prevent the expected economic growth from stimulating a similiar growth in energy consumption, international prices of energy should in the long run, increase. Increased prices will both limit consumption, and make it more profitable to engage in energy conservation."

## Electricity consumption

Gross general consumption and consumption by power-intensive industries totalled 98.4 TWh in 1987. This is an increase of 2.5 TWh or 2.7% over the previous year. This is a somewhat higher growth rate than the average rate over the last seven years, of 1.9%.

The general consumption of firm energy, referred to the power stations, increased by 2.6% to 68.4 TWh. Under normal temperature conditions this consumption corresponds to 66.3 TWh, which is an increase of 1.2% over the same figure for the previous year. This is

a significantly lower growth rate than the average of 3.5% for the period 1980-87, this lower growth rate is easily explained by the national economic situation. Private consumption is expected to fall by a few percent from 1986 to 87 and little GDP growth is envisaged, oil and shipping excluded.

During 1987 it was cheaper, in most areas of Norway, to use light fuel oil than electricity where the necessary equipment was already installed. However, the relatively small increase in the sale of light fuel oil during 1987, means that there has been little substitution from electricity to light fuel oil the last year. Converted to the equivalent amount of electricity delivered to consumers, sales of light fuel oil in 1987 amounted to 11.1 TWh, an increase of approximately 6% from 1986. 1987 was considerably colder than 1986.

In 1987 the power-intensive industries used 30.1 TWh referred to the power stations, an increase of 0.8 TWh over the previous year. Own production and permanent contracts supplied industry with a guaranteed quantity of almost 30 TWh firm power.

There are great differences between the various power-intensive industries. Producers of aluminium and other non-ferrous metals, have increased their consumption by approx. 6%, and in 1987 accounted for 57% of the total power-intensive industries' consumption. World market prices for aluminium were exceedingly high in 1987 and the industry used its production capacity to the fullest. The iron, steel and ferrous alloy industries reduced their consumption by approx. 3%, these industries are having to contend with low prices on the world market and poor profits. Producers of chemical raw materials consumed about the same amount of electrical power in 1987 as in 1986.

In 1987 the recorded deliveries of occasional power supplied to larger electric boilers was 3.6 TWh referred to the power stations. This is approximately double the figure for 1986. The reason for this is to be found in the wood-processing industry, firstly because of increased activity and secondly, due to the replacement of heavy fuel oil with occasional power. The sale of heavy fuel oil to the wood-processing industry was at least 160 000 tons less in 1987 than it was in 1986. This is the equivalent of approx. 1.4 TWh of electrical power.

The registered sales of occasional power over the last years have been significantly higher in the official statistics than in the preliminary short-term analyses. This concerns sales to smaller boilers and other consumption of non-guaranteed power, over the last years approx. 1 TWh. In 1987 the consumption of occasional power in smaller boilers is expected to be 0.8 TWh.

Maximum system load, in terms of domestic consumption, occurred on 12 January and is estimated to have been 18 440 MW. This is the largest load ever registered and is almost 900 MW higher than the previous record of 1985. The maximum load was measured during an extremely cold spell nationwide. It is rare that these cold periods occur simultaneously throughout the country.

In 1987 electricity represented 47% of the theoretical energy content of all energy supplied to consumers (net final consumption). Petroleum products accounted for 40.3% and solid fuels 12.4%. District heating accounts for the remaining 0.3%.

### **Electricity production**

In 1987, hydro power generation amounted to 103.8 TWh. With the addition of approx. 0.6 TWh thermal power, total production was 104.4 TWh. This is 7.2 TWh higher than in 1986, but production was higher in both 1983 and 1984.

Usable run-off to Norwegian hydro power plants in 1987, was 97% of that of an average year. Practically no energy was lost in 1987 due to lack of markets. Storage capacity has increased by 3.5 TWh during the year, and at the year-end was 76.4 TWh. The energy content of the reservoirs was 56.5 TWh by the end of the year, which is only 0.5 TWh higher than the beginning of the same year.

Production capacity of firm power was in 1987 approx. 99 TWh, including probable imports. New installations increased the capacity by approx. 1.5 TWh. The largest new installation is that of Kobbely in Nordland, with an installed capacity of 300 MW and an estimated firm power contribution of 942 GWh when running at full capacity. Other important power plants opened in the course of the year were Alta in Finnmark, Myster in Hordaland, Naddvik in Sogn og Fjordane and Skarje in Aust-Agder. The average production capacity of the entire generation system is estimated to be 105 TWh.

Power exchange with neighbouring countries resulted in a net export of 0.5 TWh. Exports to Sweden totalled 1.4 TWh and imports 2.2 TWh. Exports to Denmark were 1.4 TWh and imports 20 GWh. Norway imported 47 GWh from the U.S.S.R.

The increase in installed capacity (for those plants having an installed capacity of 1 MW or more) amounted to 848 MW in 1987. Total machine capacity by the end of 1987 is 25 531 MW, 314 MW of which is thermal power. Statkraft owns almost 30% of the installed capacity. Over 50% is owned by municipalities and counties, the rest owned by the private companies and industry.

### **Electricity prices**

Statkraft's prices for deliveries for general consumption increased from 16.53 øre/kWh to 18.20 øre/kWh on 1 May 1987. The Storting passed a further increase of 12.5% to bring the price up to 20.50 øre/kWh from 1 May 1988. The price is calculated as the estimated average of 6000 hours consumption and applies to central areas served by step-down transformers.

The average price of electricity delivered to households and agriculture, was 38.4 øre/kWh including all taxes. The unit price (variable part) in an H-4 tariff, (the most common) averaged 34.5 øre/kWh including taxes, while the equivalent energy cost using light fuel oil was approx. 30 øre/kWh.

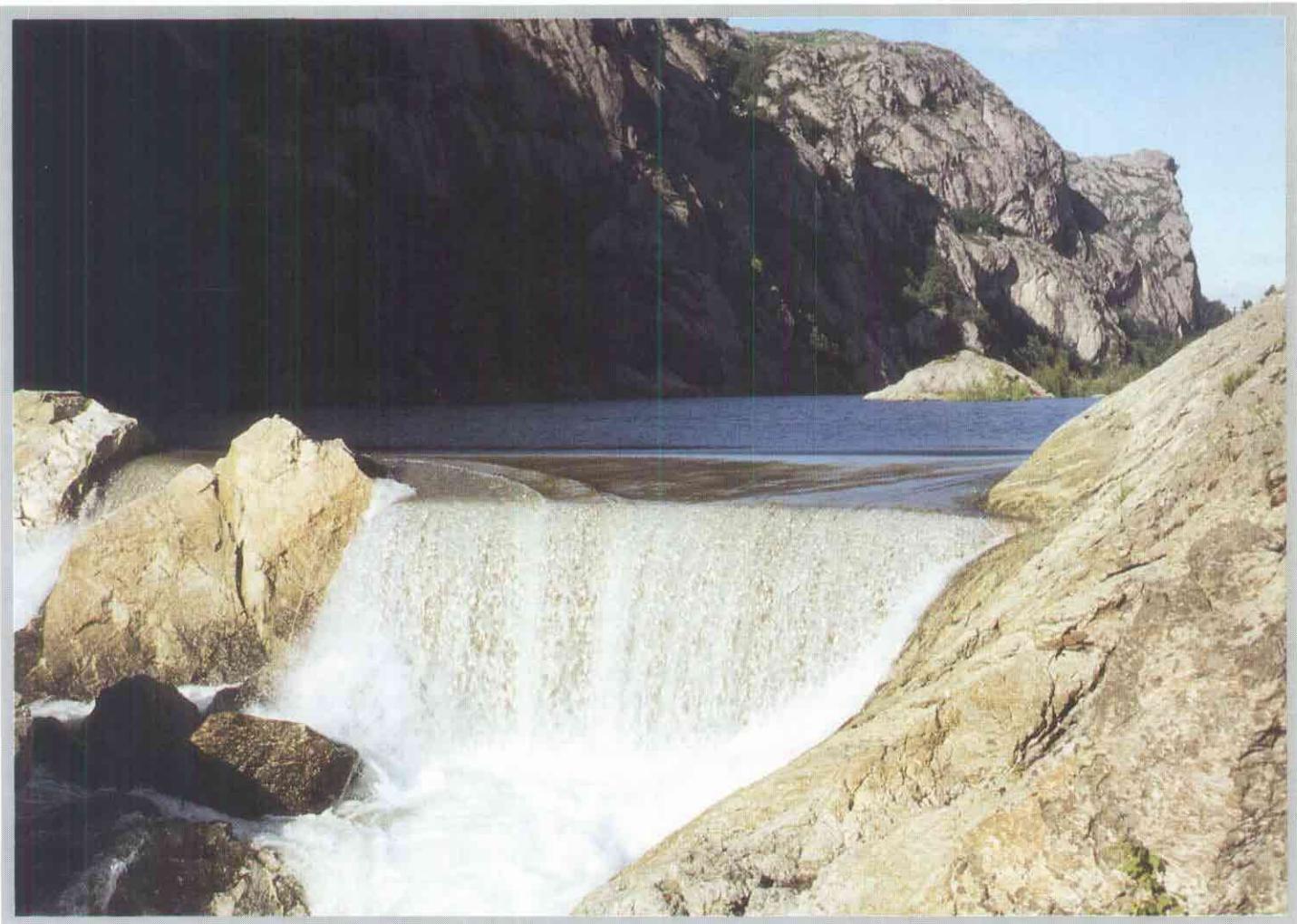
The general electricity tax charged to all consumers was 3.4 øre/kWh. Power-intensive industries paid an electricity tax of 3.1 øre/kWh in 1987 and in 1988 it is 2.8 øre/kWh in manufacturing of ferro-alloys and 3.4 øre/kWh for other power-intensive industries.

The long-term marginal cost of general consumption of hydro power has been estimated to be approx. 32.2 øre/kWh. A 6% real interest rate is used in the above calculations, and the money value is that of 1 January 1987, in comparison with the variable part of the H-4 tariff, which by 1 January 1987 averaged 29.2 øre/kWh.

### **National grid**

No major transmission plants were put into operation in 1987. On the transmission line from Hardanger/Indre Sogn to Eastern Norway an expansion is planned by adding a new 420 kV line from Dagali to Nore and another 420 kV line from Aurdal to Usta. The projects are under licencing and are planned to be put into operation in 1991.

Studies are in progress looking at the future required transmission capacity in view of the proposed gas fired power station projects in Kårstø and Karmøy. For a gas fired power station with an installed capacity of 700 MW it is expected that only minor investments in transmissions plants will be necessary



to connect the power station to the grid and in transformers to improve the load allocation between the 420 kV grid and the 300 kV grid. For any additional gas fired stations, more considerable extensions will be necessary. Furthermore, studies are in progress of the transmission capacity requirement from Trøndelag to Oslo in case of a possible development of Haltenbanken and gas fired power stations in Central Norway.

As a consequence of the decision to develop Saltfjell/Svartisen in Nordland, extensions of the transmission network are being considered from Rana to Trøndelag. Svartisen power station with an installed capacity of 600 MW is planned to be put into operation with its full capacity in 1993.

Disturbances in the 420 and 300 kV main grid have not caused any large losses or longlasting interruptions for consumers during the last year. However, an unusual large number of smaller disturbances occurred within a relatively small time-span when a storm passed southern parts of Norway. Strong

winds and heavy rain then caused more than 100 disturbances in the 132, 66 and 45 kV grids during a period of about 18 hours. Smaller geographical areas experienced numerous and even longlasting interruptions in the electricity supply, in some few cases lasting up to 24 hours. One powerplant was flooded and suffered a loss in production of about 6000 MWh.

The year's largest loss of delivery (approx. 8000 MWh) due to one disturbance hit an industrial factory only radially connected to the system. A flash-over resulting in a sustained fault in a 132 kV cable led to a short interruption of the total load, but also to forced reduction of the load for 9 days due to lack of transfer capability.

The year's largest loss in production (approx. 8500 MWh) occurred due to damages in the servosystem for the hydro-turbine of a 65 MVA generator.

#### **Miscellaneous**

Within the Norwegian Wind Power Programme, the first period of ordinary

*Terskelutbygging i regulerte vassdrag, Åna-Sira kraftverk.*

*Weir-construction in the Åna-Sira river.*

operation took place during 1987, with a 55 kW plant at Frøya off the coast of Sør-Trøndelag. The availability has been good and the production has been in accordance with the manufacturers estimates.

In 1988 the aim will be to make an estimate of the potential for small-scale integrated wind power in Norway. At a number of locations it is planned to build demonstration plants of about 100–400 kW.

At the Norwegian Research Institute of Electricity (EFI), work is in progress to develop a suitable control system for wind/diesel prototype plants (an IEA-project).



### **Energy policy and energy studies**

In the middle of May, the Government laid before the Riksdag a draft bill (Bill no. 1986/87:159) concerning the phasing-out of nuclear power generation and resulting restructuring of the country's energy supply system. The Bill was passed unaltered by the Riksdag in December. The earlier decision to complete the phasing-out by 2010 remains unaltered: the commissions appointed to investigate the results of the Chernobyl accident have not indicated any reason to bring this date forward. However, the Government feels that experience in Sweden and other countries may justify such an advancement of the date, and so the rundown should be started straight away. It is therefore important that intensive work on energy conservation and new energy supplies should be started quickly.

The Bill proposes that the first reactor should be decommissioned between 1993 and 1995, to be followed by a second reactor in 1994–1996, with the exact times being determined by the energy supply situation. No decision has yet been made as to which reactors should be taken out of use first.

The elimination of nuclear power generation will result in a shortage of electric power. The Bill proposes that this shortfall should be met primarily by reduced use of electricity. The Government is of the opinion that it is already important to reduce the use of electricity in order to lessen the shock of adjusting to the change. However, present electricity prices are such that there is a risk of failure to apply conservation measures and to provide the necessary new generation capacity. This is an additional reason which added to previously given, may cause the Government to recommend increased rate of return required from the Swedish State Power Board. As the Board is the price leader in determining electricity prices, this will result in a general rise in prices in the long term, making it profitable to invest in new generation capacity and in energy conservation.

The Bill outlines two possible paths along which new energy technology can develop. One involves low-pollution combustion processes for larger power plants, while the other involves the use of smaller production plants, such as combined heat and power plants, having a high efficiency and low environmental impact.

In December, the Riksdag also passed another Government bill (Bill no. 1986/87:167), giving small electricity producers

the right to sell their power to the grid. The objective of this is to make as much use of small-scale electricity generation as possible.

The year saw the formation of an energy development company, Svensk Energiutveckling AB, intended to develop the technology needed to replace nuclear power generation. The company is jointly owned by the Swedish State Power Board, the Swedish Power Association and the South Swedish Power Company, together with the Association of Swedish Electric Utilities, the Swedish Gas Association and the Swedish District Heating Association. Work is planned initially to last for ten years. It is expected that about SEK 100 million/year will be invested during the first five years, with the Swedish State Power Board providing half.

During the year, the Swedish Energy Administration investigated on behalf of the Government the effects of shutting down two reactor blocks in the middle of the 1990s. This investigation, known as the Two-Reactor Investigation, came to the conclusion that it is not impossible that the loss of the output from two reactors, amounting to between 8 and 10 TWh/year, could be made good without requiring new production resources. Here it is assumed that the electrical energy consumption does not exceed the level of 1987 and that the peak load demand is considerably reduced compared with 1987. This will probably be achieved by a small increase in the price of electricity. However, the report emphasises that the power industry should plan for ways of compensating for the loss of nuclear generating capacity. The main means of providing such alternative capacity is through the use of coal-fired power stations, although the report provides no indications of whether cold condensing generating capacity or combined heat and power capacity would be more suitable. Further analysis of economics and environmental impact is needed.

The Two-Reactor Report does not indicate which two reactor blocks should be taken out of service first. The investigation has studied the economic effects of the loss of various combinations of the oldest units (Oskarshamn 1 and 2, Barsebäck 1 and 2 and Ringhals 1 and 2), and also the effect that the loss of generating capacity would have on the regional supply of electricity.

In its response to the report, the power industry advises against shutting down a couple of reactors as early as the middle of the 1990s, unless safety

reasons so dictate. Against the background of the expected real development, and for other reasons, the industry questions the Administration's assessment of the feasibility of restricting the rate of growth of use of electricity. Even if the Administration's forecast turns out to be correct, the power industry feels that new power stations must be built to replace the reactors that have been shut down if security of supply is to be assured. Public economic and environmental considerations indicate that shutdown should be as close to 2010 as possible. Bringing forward this date can also result in a personnel situation that would lead to reduced security of supply during the twenty years that nevertheless still remain for nuclear power generation.

A number of other investigations, forming part of the process of preparation for the phasing-out of nuclear power generation, have also been started or concluded during the year.

The ELIN investigation into electricity and indigenous fuels has published its final report entitled "Statistics and Forecasts for the Energy Sector" (SOU 1987:65).

In the field of energy and the environment, the "Safety of Dams and protection against Flooding" report (SOU 1987:32) has also been published.

The Electricity Use Commission report, "Electricity Conservation during the 1990s" (SOU 1987:68 and 1987:69), has been submitted to the Minister of Energy and the Environment. The report claims that users, distributors and producers of electricity should engage themselves more actively than hitherto in conservation of electricity that is profitable not just for individual users or organisations but also for the country as a whole. This conservation should be encouraged by such means as greater incentives for electricity conservation and substitution of electricity at consumer level and by support for low-electrical-energy technology and methods of substituting electricity, e.g. for substitution of direct electric space heating. Direct measures intended to improve the efficiency of use of electricity in public organisations are also proposed.

Another of the Commission's proposals is that suppliers of cabled or piped energy carriers should be required to negotiate tariffs and energy conservation measures with groups of subscribers, known as subscriber councils.

The Government has asked the Swedish Council for Building Research



to prepare a proposal for a plan for a future research and development work within the sector of "Efficient Use of Electricity - Efficient Buildings".

The National Energy Administration has been asked by the Government to prepare a detailed crisis situation supply plan and an action programme intended to improve readiness to act in the event of a crisis situation in the energy sector.

The cold winter of 1986/87 prompted the Government to ask the National Energy Administration to investigate what needs to be done to avoid extreme system load peaks. The Administration is also investigating the risks of a general shortage of energy occurring. Presentation will be in the form of an annual review of the current situation, published on 1st October each year.

The Government proposes to put forward a new energy policy bill in the spring of 1988, containing more detailed plans for restructuring the national energy system, based on the Two-Reactor Report, the report of the Electricity Use Commission and on other material.

The tax on petrol and the energy tax on oil were increased on 1st July 1987. The tax on oil was raised by SEK 50/m<sup>3</sup>

*Foto: Peder Andersson  
Kraftvärmeverk i liten skala (4 MWel, 12 MW  
värme) i Hallsberg.  
A small thermal power plant in Hallsberg (4  
MWel, 12 MW thermal).*

to SEK 660/m<sup>3</sup>, although only SEK 20 of the additional tax will be borne by consumers. Petrol tax rose by 20 öre/l for unleaded petrol and by 24 öre/l for leaded petrol, of which 10 öre and 14 öre respectively will be passed on to consumers. The new rates increased the taxation differential between leaded and unleaded petrol from 16 öre/l to 20 öre/l.

The use of petrol and LPG for production of town gas will not be liable to taxation in future.

On behalf of the Government, the National Energy Administration has investigated the use of interruptible supply electric boilers after 1987. The Administration proposes that the use of such boilers continues to be exempt from taxation for the time being, and that the previous requirement for a certain number of qualifying days be removed.

The Government has fixed the nuclear waste treatment levy at 1.9 öre/kWh of electricity supplied from nuclear power stations during 1987. The Nuclear Fuels Board has proposed that the levy remain unaltered for 1988.

## The use of electricity

Total use of electricity in Sweden, including transmission and distribution losses, amounted to 138.0 TWh during 1987, representing an increase of 9.0 TWh, or 7%, over the preceding year. Between 1985 and 1986, use fell by 1%, which should be compared with the increases of almost 10% from 1983 to 1984 and from 1984 to 1985.

Of the total use, 5.4 TWh (2.3 TWh in 1986) consisted of supplies to interruptible electric boilers. Primary electricity use in the country therefore amounted to 132.6 TWh, which was 5.9 TWh, or 4.6% higher than in 1986. Between 1985 and 1986, use other than for electric boilers increased by 1%. The cold winter at the beginning of 1987 and high industrial output account for the greater rate of increase during 1987.

After conversion to statistically average temperature conditions and average trade balance, the following values emerge for primary use of electricity:

1984-85	+ 6.5 TWh (+ 6%)
1985-86	+ 3.5 TWh (+ 3%)
1986-86	+ 5.0 TWh (+ 4%)

Use of electricity in industry in 1987 amounted to 50.8 TWh, which was 3.1 TWh (6%) higher than in 1986. Between 1985 and 1986, use of electricity in industry had fallen by 2%.

Of the total use of electricity in industry, 1.4 TWh was in the form of supplies to interruptible electric boilers. Allowance for electric boilers the increase in use was 5%.

Compared with 1986, the greatest sector increases in use were noted by the food industry and the pulp and paper industry (about 10%). The chemical, mechanical engineering and agricultural products industries also increased their uses during 1987. The iron and steel industry, however, experienced an unchanged level in use of electricity.

Use of electrical energy by railways and tramways remained essentially unchanged relative to 1986 at 2.6 TWh.

Use of electricity within the residential, service and heating plants etc. sector amounted to 73.3 TWh, of which 4.0 TWh was used by interruptible electric boilers. In comparison with 1986, this represents an increase in total use within the sector of 5.2 TWh, or 8%. Supply of energy to electric boilers increased by 2.3 TWh.

Exports of electrical energy during the year amounted to 6.2 TWh, which is 0.3 TWh less than in 1986. Power interchange with neighbouring countries resulted in a substantial export surplus

of 4.0 TWh. A considerable quantity of power had also been exported during 1986, amounting then to a surplus of 4.6 TWh.

The very wet summer and autumn of 1987 made it possible to export considerable quantities of power. Denmark used this purchased power to reduce its fossil power production. Power was also exported to Finland in the middle of the summer, and during the summer and autumn also to Norway, where the water situation had not been so favourable.

Maximum demand occurred between 8 and 9 AM on 12th January, and amounted to 26.2 GWh, the highest value ever noted in Sweden. The geographically weighted mean temperature for the purposes of determining electrical load was -22.2°C at 7 AM, which was 17.5 degrees colder than the statistically average value.

## Electricity supply

After allowance for the power plants' own use, power production in Sweden amounted to a total of 142.0 TWh during 1987, or 8.4 TWh (6%) more than in 1986. Hydro power production amounted to 71.0 TWh, representing an increase of 11.2 TWh (19%) over the relatively low value during 1986. A statistically average year's production is 62.4 TWh.

The storage level all regulation reservoirs amounted to about 71% at the beginning of the year and 78% at the end, equivalent to a stored energy quantity of 26 TWh. Maximum levels were reached in the middle of October, amounting to 97% full, which was about 17 percentage points above the mean level. Throughout the second half of the year, reservoir levels were at their highest for ten years. Annual inflow exceeded the 30-year mean value for 1950-1980 by no less than 33%. The spring flood was somewhat higher than normal, while inflow during the summer and autumn were extremely high.

Power production from nuclear plants amounted to 64.4 TWh during the year. The reduction relative to 1986 of 2.5 TWh (4%) was due to the large quantities of water available in the rivers during the year. Nuclear power accounted for about 45% of the country's total production of electrical energy.

From an operational point of view, 1987 was a very good year for the Swedish nuclear power industry - as good as 1985, which was the previously best year. All targets for production costs and safety were exceeded, and very few forced outages occurred. Mean energy availability was 87%, which can

be compared with a world-wide average of 70% for light water reactors. The highest energy availability of Swedish reactors was noted by Forsmark 1 with a figure of 94%.

Back-pressure power production amounted to 6.0 TWh, which was 0.2 TWh (3%) less than in 1986. Production in condensing plant, gas turbines etc. amounted to 0.6 TWh, in comparison with 0.7 TWh during the previous year.

Fossil fuel power accounted for just under 5% of the country's total production in 1987, unchanged from the previous year.

Electrical energy imports during 1987 amounted to 2.2 TWh. During 1986, 1.8 TWh had been imported from neighbouring countries.

Installed capacity in hydro power stations increased by 224 MW during the year. The largest new units were Kymmen (55 MW) on the Nors river, Vargfors (62 MW) on the Skellefte river and Porsi (95 MW) on the Lule river.

During the year, rebuilding of Forsmark 3 resulted in an increase in capacity of 24 MW. The capacity of the Oskarshamn power station has been increased by a total of 15 MW. Total net output capacity of the Swedish nuclear power stations amounted to 9 675 MW at the end of the year.

A small coal-fired combined heat and power station was commissioned in Hallsberg during the year. Electrical output amounts to 4 MW, and the station is the first of series of small-scale thermal power production units.

## The national grid and international links

Agreement was reached during the year on construction of an HVDC link between Forsmark in Sweden and Raumo in Finland, in the form of a 200 km submarine cable with water return. This will be the longest HVDC cable link anywhere in the world. Rated data is 400 kV and 500 MW, which are also higher values than have previously been employed in DC cable links. The link is intended to be used for both permanent and temporary power interchange between the two countries.

The plans to replace five of the six 220 kV lines from north to central Sweden with two 400 kV lines have meant that it must be possible to run a 400 kV overhead line in a clearway originally intended for a 220 kV line, and to reduce the magnetic field strength at ground level. The Swedish State Power Board has therefore developed existing

pylon designs and also developed a new pylon in which the phases are supported in triangular formation. This new T-pylon needs only a 24 m wide clearway, as opposed to 40 m as needed by earlier designs. The symmetrical arrangement of the conductors also results in a reduction of magnetic field strength at ground level.

### **Electricity prices**

The Swedish State Power Board has a current five-year contract period for high-voltage subscribers, running from 1984 to 1988, while the South Swedish Power Company has applied one-year contracts during 1987. Swedish State Power Board customers have had largely the same tariffs during 1987 as during 1986, while prices to South Swedish Power Company's customers have increased by an average of 2.5%.

Prices charged by other power companies have been similar. Inflation during the year was 5%.

The Swedish State Power Board's low-voltage tariffs were raised by 3% on January 1st 1987, with a corresponding increase of 3.5% from the South Swedish Power Company.

Energy tax during 1987 was 5 öre/kWh for industry, and 7.2 öre/kWh for other customers, except in certain parts of northern Sweden where it is reduced to 6.2 öre/kWh. The Government may grant special dispensations, based on individual consideration from case to case, reducing energy tax on electricity, fuel oils and solid fuels used in certain industrial processes to a value equivalent to 1.7% of the sales value of the manufactured products. Supplies of electricity to interruptible electric boilers have been exempt from tax in 1987

during times at which it has not been necessary to produce electricity in oil-fired power stations.

*Foto: Bengt Johansson  
400 kV kraftledningar vid Porjus.  
400 kV lines in Porjus.*



# Power and Energy Balances in the Nordel System

This article is based on studies undertaken jointly by the Nordel Operations Committee and the Nordel Planning Committee. The article has been compiled by

Paul-Frederik Bach, ELSAM  
Sture Lindahl, Sydkraft  
Anders Löf, Vattenfall  
Lars Wiklund, Vattenfall  
Bo Wrang, Vattenfall

## Contents

General

Background to the Nordel studies

Small power reserves even in 1995

Limited risk of energy shortages

Conclusions

## General

The electricity consumption in the Nordic countries varies significantly over a year, a week and a 24-hour period. Over the period of one year, peak loads occur during the day on cold winter days, when industrial production is in full swing and the space heating demand is a maximum. Since electricity must be produced at the same time as it is consumed, sufficient capacity, i.e. power, must then be available to meet the peak loads. The electricity demand must also be met during other periods of the year, which demands sufficient resources in the generation system. An adequate amount of energy must therefore be available in the form of water for driving the hydro stations and in the form of fuel for driving the thermal power stations. In addition to the demands made on the generation system, the transmission system must also have adequate capacity and availability.

The planning of a power system must begin with a forecast of the electricity demand in the more distant future. The time elapsed between the power utility's decision to build a plant and the actual plant commissioning date is long, often as much as 10 years or more. Long-term forecasts are therefore essential. But an unavoidable fact is that the reliability of an electricity demand forecast is inversely proportional to the time horizon of the forecast.

When rating a power system, consideration must be given to the faults that can be expected to occur in the various plants included in the system. Experience has demonstrated that, sooner or later, every section of the plant will develop a fault that will make the plant incapable, for a longer or shorter period, of generating or transmitting electricity. A fault of this nature is termed an "outage" in this article. Various measures are taken to restrict, as far as possible, the number of such outages and their consequences. To ensure the best possible reliability of supply in the event of outages in the generation system, the installed capacity must be higher than the power demand, i.e. a certain reserve capacity must be available. The magnitude of this reserve capacity is determined on the basis of economic considerations, in which the cost of increasing the capacity is related to the cost of an outage and the resulting electric power supply restrictions.

In the operating stage, the reliability and security of supply are determined

by the available generation and transmission capacities, and by the power demand at that particular time. If the actual power demand is higher than forecast, the risk of disturbances and rationing will increase, whereas a lower electric power demand has the opposite effect. The risk of disturbances in the electric power supply will also increase if the generation plant and grid extensions are delayed in relation to the plans - a situation which is increasingly common today.

## Background to the Nordel studies

The unusually cold spells in the beginning of 1985 and 1987 placed heavy demands on the interconnected Nordel system. But due to the very high availability of the generation plant and transmission systems, power supplies remained unaffected, even though they were backed by very small reserves. However, the reserves were sufficient to enable the interconnected Nordel system to withstand the loss of an individual generation unit or power transmission line. But more serious faults could have led to failure of large parts of the Nordel system and could then have restricted supplies for several days.

*The interconnected Nordel system* comprises the power stations and high-voltage grids in Denmark, Finland, Norway and Sweden. The grids of these countries are connected by interconnecting links and are also of uniform design. They can be regarded as an electrically integrated unit.

Iceland participates in the Nordel work but, due to its geographical location, is not interconnected with the other countries.

The total energy consumption in the Nordic countries has declined substantially. On the other hand, the consumption of electrical energy is on the increase in all Nordic countries, in spite of the forceful conservation measures adopted. According to current forecasts, the increase in electrical energy consumption is expected to continue. (The matter has been discussed in the Nordel report entitled "Balance between electrical and other energy", 1986.) The

reason for the increasing proportion of electrical energy in the total energy consumption is the widespread change-over from various fuels to electric power. Electric power is considered by consumers to be attractive because it is easy to control, it is non-polluting and it is convenient. It is conveniently available everywhere at any time and does not need to be stored by consumer. In industrial applications, processes based on electric power are often advantageous for product quality, raw materials utilisation and environmental reasons.

Due to the growing consumption of electrical energy and the difficulties associated with obtaining permission to build new power stations and transmission lines, the power and energy reserves in the interconnected Nordel system are on the decline. Although the design of the interconnected Nordic power system has so far been based on energy considerations, experience from the cold spells in 1985 and 1987 has shown that the power balance is beginning to show signs of strain. One contributory cause to this is increasing heat-load which is depending on the temperature. It was also found that large areas (the Nordic countries and Western Europe) can suffer long cold spells simultaneously, which gives rise to record peaks in electricity consumption.

The opportunities available for meeting a certain electricity demand presuppose that sufficient power (generation capacity) and energy (water and fuel) are always available.

If a power generation system is rated to meet the power demand under peak load conditions and thus also to meet the energy demand, the system is said to be *rated for power*. This is normally the case if the system is based purely on thermal power.

If a power generation system is rated to meet the energy demand and thus also to meet the power demand, the system is said to be *rated for energy*. This is normally the case if the system is based purely on hydro power.

However, generation systems usually comprise combinations of thermal and hydro power plants. The system may then be either rated for power or rated for energy, depending on the rating principle

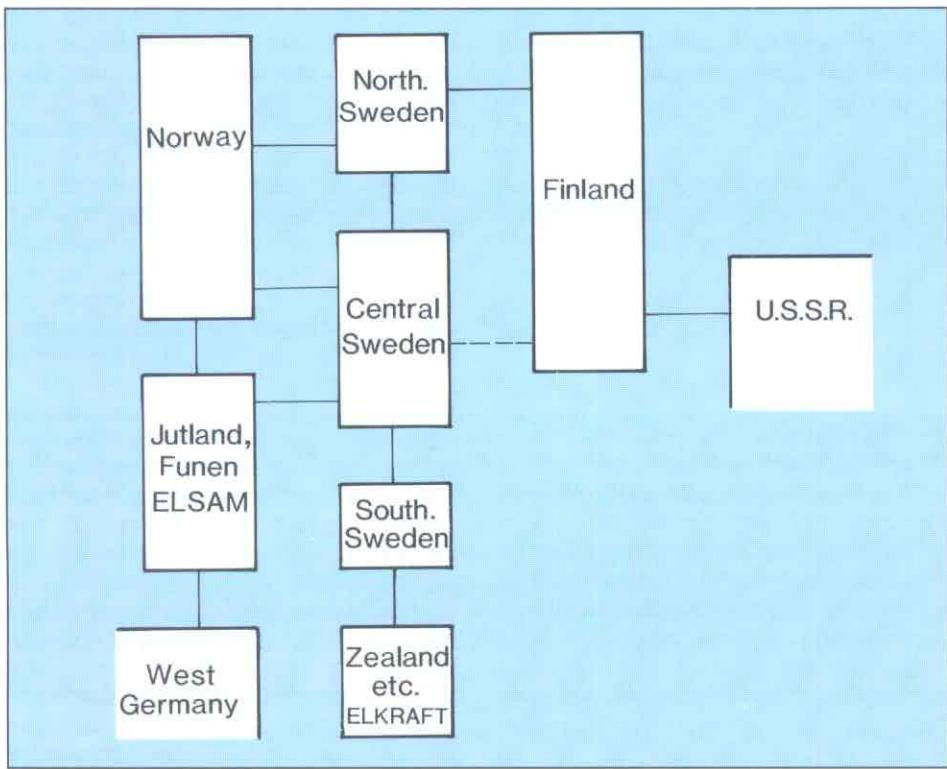


Figure 1. Break-down of the Nordel system into sub-systems.

that dominates. In the interconnected Nordel system, Denmark is rated for power, whereas Norway is rated for energy. Finland and Sweden are at some intermediate stage, since both the power balance and the energy balance must be taken into account in the planning of the electrical system.

### ***Small power reserves even in 1995***

#### ***Electricity consumption and generation plant expansions***

Studies have been undertaken of the peak load conditions in the winter at the beginning of 1985 and 1987 (actual values) and in 1990 and 1995 (forecasts). Source data for the studies has been obtained from the power utilities in each country, and the data has then been processed by Nordel.

In these calculations the interconnected Nordel system and the interconnections with the power systems in the U.S.S.R. and West Germany have been broken down into areas shown schematically in Figure 1.

The limitations in the transmission capacity on the interconnecting links between the countries have been taken into account, and so have the capacities

of the transmission networks within the countries. Sweden has been considered as being divided into sub-systems. In some calculations, Norway has also been considered as being divided into sub-systems, in order to study the transmission limitations within the country.

Since the electrical system on Zealand and other islands is not directly connected to the electrical system on Jutland and Funen, the power balance for Denmark is considered as being divided into one sub-area east of the Great Belt (ELKRAFT) and another sub-area west of the Great Belt (ELSAM).

The day-to-day cooperation at Nordel is aimed at achieving the best possible utilisation of the available resources, while maintaining the reliability in all sub-areas at an acceptable level. This leads to the transmission of significant quantities of electrical energy between the Nordic countries at all times. Some of this transmission consists of contracted interchanges and some is of a temporary nature. The latter is dependent on the power situation prevailing at any particular time.

Since the magnitude of future temporary power interchanges cannot be predicted, we have chosen to assume that they will be zero. However, such

interchanges will actually continue in the future, in order to reduce the generation costs and to minimise the risk of restrictions in the supply.

Even if it were technically possible, it is not economically feasible to eliminate entirely the risk of power shortages. Each country has set up rules for the shortage risk which is acceptable under given conditions, and the power reserves in the country have been rated accordingly. This is done by taking into account the results of a Nordel study concerning the rating of the reserve capacity, as reported in 1975. This study resulted in a Nordel recommendation to the power utilities in the Nordic countries to "apply the overall economics approach in the rating of the reserve power capacity, whereby the cost of installing additional power and any new interconnecting links are weighed against the cost of energy that cannot be delivered due to a shortage of power".

For the stages that were studied, information was compiled on the electric power demand and the installed power in each sub-system and on the interconnected Nordel system. The studies for the 1985 and 1987 stages were carried out for the hours during which the power demand on the interconnected Nordel system was a maximum. In 1985, this occurred on the 18 February between 08.00 and 09.00 hours, and in 1987, on the 12 January, between 08.00 and 09.00 hours (central European time). The mean hourly values are reported. The objectives for the 1990 and 1995 forecast stages was to obtain hourly mean values corresponding to the conditions prevailing in extremely cold weather. It should be noted that the peak value during the hour is higher than the mean value. The method employed for reporting the power balance therefore underestimates somewhat the seriousness of the conditions occurring. For the stages studied, the historical values were reported for the peak-load hours in 1987, and the forecast values for 1990 and 1995.

The rate of increase of electric power demand was substantial between 1985 and 1987. For the Nordel system as a whole, the difference between the peak load values on the 18 February 1985 and the 12 January 1987 corresponds to more than 5% annually. The rate of increase in electric power demand is expected to decline in the future, particularly during the period between 1990 and 1995. This reduction in the rate of increase in electric power demand is

expected to be achieved by forceful electrical energy conservation measures and also by saving power by the introduction of time-related tariffs. However, it must be borne in mind that the expected saving may be completely upset by substantial increases in the price of oil, which would switch a larger proportion of the total energy consumption onto the electric power sector. The accuracy of the electric power forecasts is also highly dependent on changes in the general business climate and industrial development.

The installed capacity between the peak load hours in 1985 and 1987 increased by more than 3.5% annually, which is lower than the rate of increase of electric power demand. This trend is expected to continue during the next few years. However, there is some hope that, during the period between 1990 and 1995, the installed capacity will increase somewhat faster than the power demand. It can be determined that the annual rate of increase in electricity consumption between 1985 and 1990 will be 3.8%, whereas the average annual increase in installed capacity will be only 2.3%. The forecasts for the period between 1990 and 1995 extend the promise of an improvement, since the installed capacity is expected to increase at the rate of 1.3% annually, whereas conservation measures are expected to restrict the rate of increase in electricity consumption to an average of 1.0% annually.

Considering the entire period between 1985 and 1995, the reserves will still decrease, since the rate of increase in electricity consumption is 2.4% annually, as compared to an annual increase of 1.8% in the installed capacity. However, it must be emphasised that developments during the forecast stages are highly uncertain in terms of electric power demand and installed capacity. Minor variations in relation to the assumed conditions may have major consequences in terms of power balance and particularly the reserve power capacity.

Work is already in progress on the expansions in the generation and distribution network capacities that will be commissioned during the next few years, and no other expansions can be implemented before the end of the decade. Neither can significant savings be achieved beyond those already assumed in the planning.

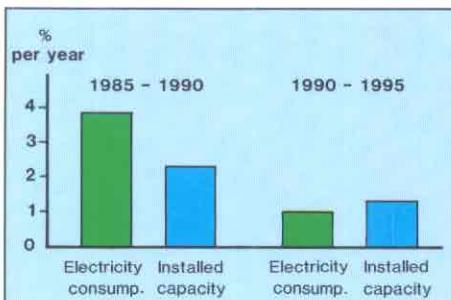


Figure 2. Rate of increase in electricity consumption and installed capacity.

The above underscores the importance of achieving the targets set for the period between 1990 and 1995 as regards the expansions in the generation and transmission network capacities as well as the electrical energy conservation measures.

### Power balances

The fundamentals of a power balance are described in Figure 3. The left-hand bar represents the installed capacity, and the proportion of the installed capacity that may be unavailable, for a variety of reasons, for meeting the power demand. The right-hand bar illustrates the electric power demand and the proportion of the demand that can

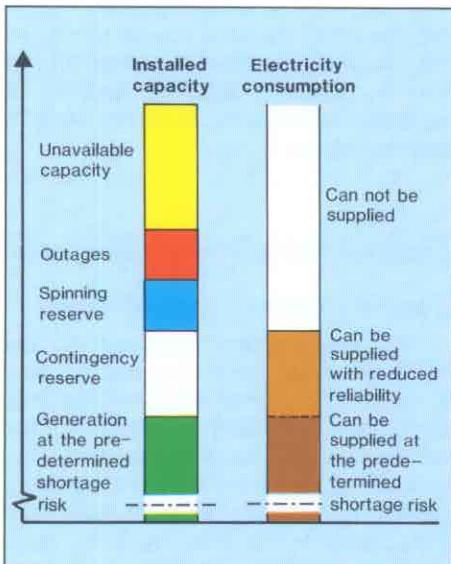


Figure 3. Fundamental description of power balance.

be met, with different degrees of reliability, or that may not be met for a number of reasons.

A certain proportion of the installed capacity is unavailable or is shut down

due to outages. Moreover, a certain minimum spinning reserve must be available in the generation system for covering temporary variations in the electric power demand and is also a safeguard to ensure that the next disturbance will not lead to an interruption in the electric power supply. In addition to the generation capacity necessary to meet the current power demand, a certain amount of additional reserve is necessary for meeting probable events. Under the operating conditions at the stages that were studied, this was a reserve that was available for meeting additional outages. In the forecast stages, this reserve also provides a margin for covering the uncertainty of the predicted power demand. This is shown in the figure as the contingency reserve.

For the historical operating conditions, the actual outages are reported. But the generation capacity which will be affected by outages cannot be reliably predicted for the forecast stages. However, an expected loss of generation can be calculated on the basis of past experience. It is this expected value which has been calculated and is reported.

Under the historical operating conditions, the transmission network remained basically intact. The network is also assumed to be intact for the forecast stages. But the possibilities of outages in the transmission network must be taken into account, and such outages may reduce the contingency reserve.

Situations may occur in which one sub-system has a shortage of power, even though power reserve is available in another sub-system. Such situations arise as a result of limitations in the transmission capacity on the grid. This may be the case, for instance, in the transmission of power from the hydro power areas in northern Sweden and western Norway to the major consumer areas, and in the transmission of power on the interconnecting links between the countries.

In a system which is geographically as widespread as the Nordic system, the transmission capacity is relatively expensive. As a result, the balance between the availability of new generation and new transmission lines must be based on economic criteria. Economic

UNAVAILABLE CAPACITY, MW	18 Feb. 1985	12 Jan. 1987	Forecast for 1990	Forecast for 1995
<b>LIMITATIONS</b>				
excl. transmission network limitations and outages				
ELKRAFT	200	402	200	300
ELSAM	712	617	400	750
Finland	1483	1483	1400	1200
Norway	1850	3080	2350	3600
Sweden	2852	2915	1900	1600
Nordel as a whole	7097	8497	6250	7450
<b>TRANSMISSION NETWORK LIMITATIONS</b>				
Norway	0	700	0	0
Sweden	654	1282	1600	800
<b>TOTAL</b>				
excl. outages	7751	10479	7850	8250
<b>OUTAGES</b>				
Hydro power	898	732	400*	700*
Thermal power	664	1403	2800*	2950*
<b>TOTAL</b>				
unavailable capacity	9313	12614	11050	11900

\*) Expected values for outages

Figure 4. Summary of unavailable power.

considerations may thus restrict the transmission capacity between different areas. Figure 4 shows the actual and forecast values of unavailable power.

In addition to outages, 8000–10000 MW of the installed power on the Nordel system is unavailable. Although these values may appear to be high at first sight, closer study will reveal that they are perfectly natural values in a system as large as the interconnected Nordel system. The values are also largely unavoidable.

In the case of hydro power, for instance, the unavailability may be due to the fact that certain water flow and water level conditions have been stipulated to satisfy ecological or environmental considerations. These restrictions make it impossible to utilise fully the installed capacity under peak load conditions.

In the case of thermal power, certain older oil-fired plants may no longer be manned, since they do not satisfy today's environmental demands or the need to conserve imported fuels. Another reason for unavailability of power is that, in certain plants for combined heat and power generation, the generation capacity is significantly reduced when the heat demand is high. Moreover, the appreciable back-pressure capacity in industry cannot be fully utilised at the present time, since process modifications have reduced the heat demand.

The results of the studies for the various stages are shown in the form of the bar chart in Figure 5. The values shown are for the entire system at a given time. As a general rule, most of the reserve power is located in Norway and in northern Sweden, i.e. in hydro power areas. Only a minor proportion of the reserve is sited in the parts of the system dominated by thermal power. The capacity of the transmission network allows only a limited additional amount of transmission from hydro power areas to thermal power areas.

### Limited risk of energy shortages

#### General review of energy balances

It is only during recent years that the need has arisen for taking into account the power balance situation when considering the reliability of supply on the interconnected Nordel system. In the past, the reliability of supply was largely determined by the availability of energy. This is due to the previous even more dominant position of hydro power in the system.

However, the proportion of hydro power in the Nordel system is still significant, and it is therefore important to take into account the energy balance. At the end of 1987, the total installed hydro power in the interconnected system was approximately 43900 MW, which

The available power also includes contracted power exchanges with the U.S.S.R. and West Germany.

Figure 5. Power balances for the interconnected Nordel system.

#### Key:

**Unavailable** = Unavailable power, excluding outages.

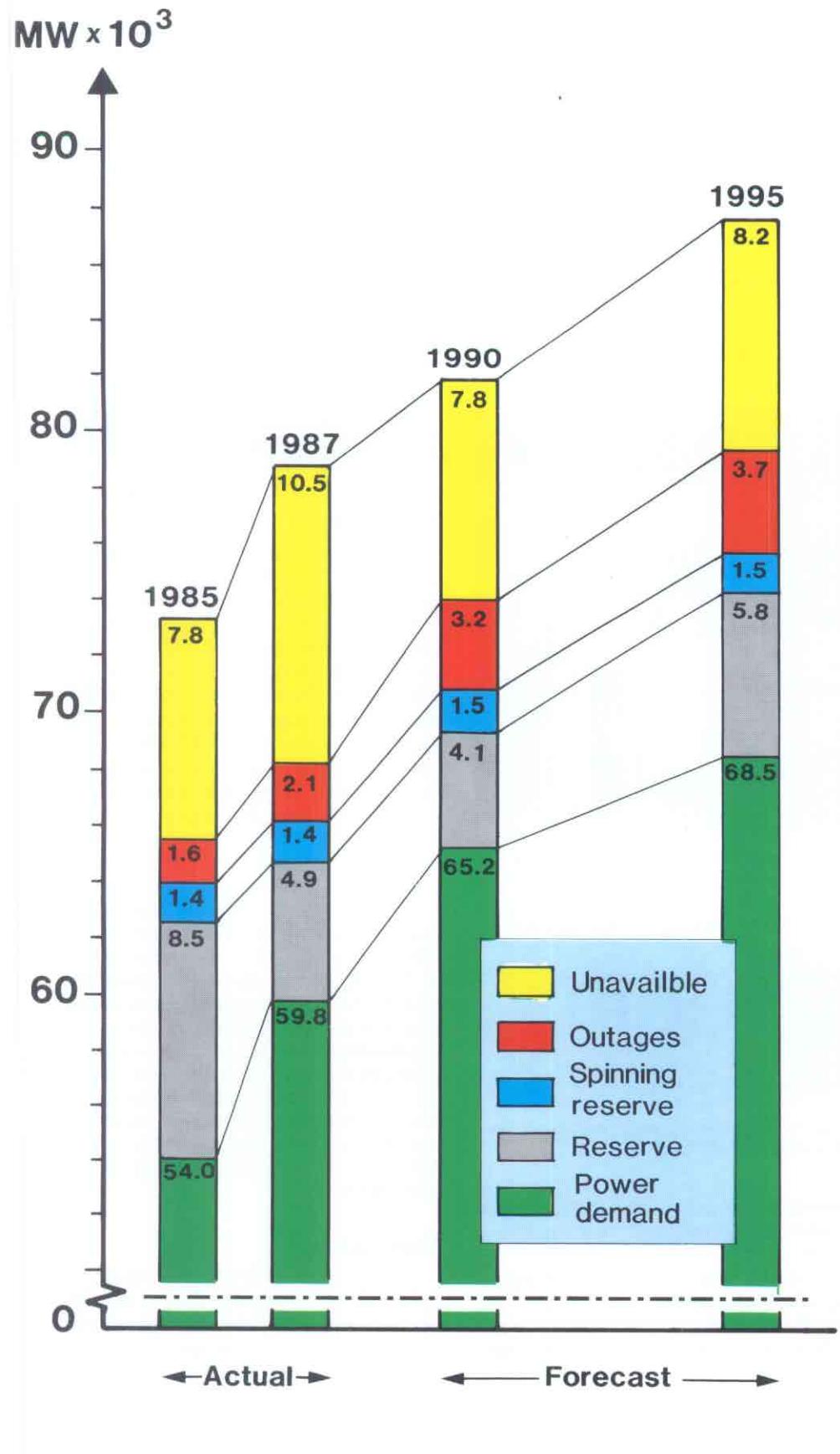
**Outages** = Unavailable power due to outages (historical stages) and expected values of outages (forecast stages).

**Spinning reserve** = The required stand-by power that must be available instantaneously to meet sudden disturbances and sudden increases of electricity demand.

**Reserve** = Total reserve power that was available during the historical stages for meeting additional outages. For the forecast stages, this reserve also represents a margin for contingencies, such as uncertainty of the forecast power demand. Note that, due to transmission network limitations, most of this power is not available in an individual system.

**Power demand** = Actual or forecast power demand (one-hour mean value), excluding temporary power for electric boilers.

The magnitude of the power specified as "Reserve" (see the Key above) is directly dependent on the magnitude of the outages, agreement between actual and forecast power demand, etc. Figure 6 shows the summated power reserve in per cent of the power demand.



corresponds to 55% of the total installed capacity. It is obviously of vital importance to take into account the variations in the water available from year to year. The hydro power generation capacity during a year with average availability of water is around 180 TWh (billion kWh). During an extremely wet year, which is defined as the year with the highest precipitation in a 30-year series, the availability of water may be about 25% higher than average. In a corresponding manner, during an extremely dry year, the availability of water may be around 25% lower than average. This variation in precipitation results in great variation in hydro power generation between different years.

The variation in the annual energy generation by hydro power plants from one year to the next may be around 75 TWh. This variation is at the same magnitude as the present electric energy consumption in Denmark and Finland.

As in the case of electric power, a certain proportion of the theoretically available electrical energy may also sometimes be unavailable for various reasons. At certain times, the maximum attainable generation exceeds the demand and cannot be utilised. In the case of hydro power, the water reservoirs provide opportunities for shifting the energy generation to different times within a 24-hour period, within a week and also within the year. Certain water reservoirs (long-term reservoirs) can also be utilised for energy transfer between different years and are thus of particularly great importance for boosting the hydro energy generation during dry years.

Energy balances have been drawn up for the 1990 and 1995 stages. The theoretically available energy generation is calculated as the maximum generation in all thermal power units considering limitations due to outages and maintenance. In reality all this generation can not be utilized as the generation in each moment has to be the same as the consumption. During the summer-period and during nights and holidays the consumption is low, and thus the theoretically available generation can not be utilized. The practically maximum energy generation is significantly lower than the theoretically available energy generation. In the case of

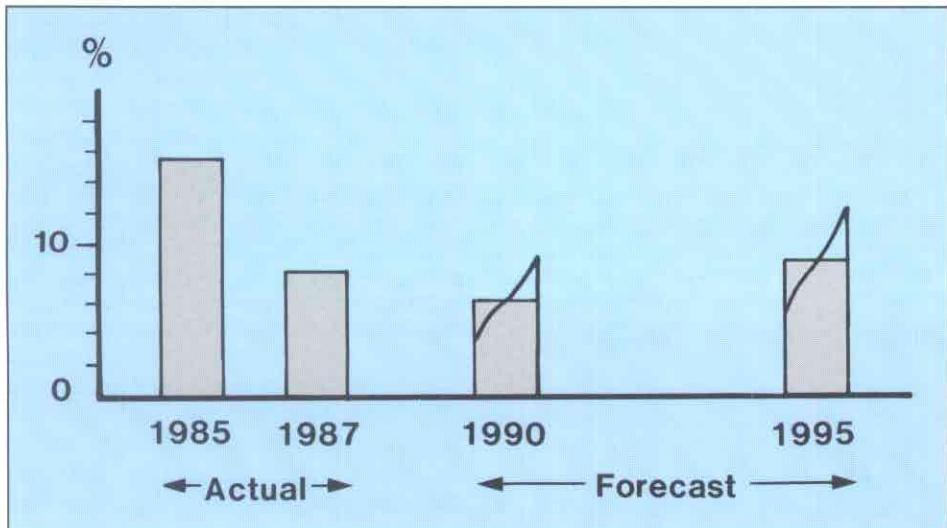


Figure 6. Summed power reserve in per cent of the power demand\*).

\*) It should be noted that, in addition to the indicated uncertainty as regards the magnitude of the outages at the forecast stages, there are other uncertainties, such as the forecast power demand.

hydro power, an average year as well as extremely wet and extremely dry years were studied.

#### The 1990 stage

The results for the interconnected Nordel system are shown in Figure 7. In addition to the energy generation capacity for the three typical years studied, the chart also shows the forecast energy consumption, excluding temporary power to electric boilers.

In an average year, the prime electrical energy consumption in the Nordel system is about 60 TWh lower than the theoretically maximum generation capacity. In addition to the prime energy consumption, the deliveries to electric boilers are around 5 TWh. The remaining margin in the energy generation capacity is primarily the oil-fired generation capacity in Denmark and Sweden.

During a wet year, the theoretically surplus increases by about 40 TWh. To a certain extent, this can be utilised to reduce the fossil-fired generation and, moreover, for filling the long-term reservoirs for hydro power. During a wet year the hydro power generation will increase such that it will significantly reduce the possible thermal power generation during the summer and autumn. The hydro power generation will furthermore be lower than what corresponds to the total inflow because of the fact that maximum discharge is normally lower. Due to limited storage capacity and/or big local inflow

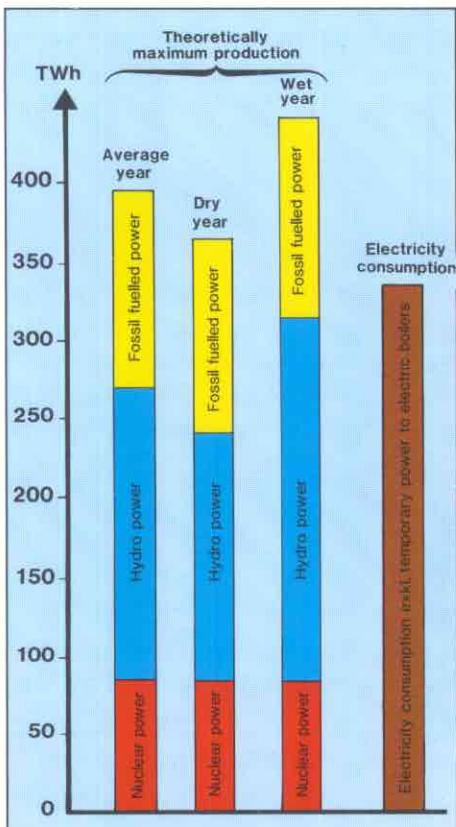


Figure 7. The 1990 stage. Energy balance for the interconnected Nordel system.

between long term storage and hydro power station spillage will normally occur.

The dry year is the most interesting of the typical years because of the significant shortfall of generation in the hydropower dominated Norwegian power system. It is obviously not possible to compensate the shortfall by imports from the neighbouring countries of their unutilized thermal power. During the summer period importation

possibilities will be greatly limited because the low load will mainly be supplied by the minimum hydro power generation. During winterperiod the importation possibilities will be limited by the available capacity of the interconnecting links.

In spite of adequate energy availability in the Nordel system as a whole, difficult dry-year situations may lead to supply restrictions in Norway. This is due to the fact that the electric power consumption in Norway during the summer months is largely covered by a minimum generation of hydro power and that the import facilities during the winter months are restricted by the transmission capacity of the interconnecting links.

#### The 1995 stage

The results of the energy balance studies for the 1995 stage agree very closely with the results for the 1990 stage. However, due to the higher electric power demand, the theoretically energy margin will be about 10 TWh lower. During an average year, the electrical energy consumption will therefore be about 50 TWh lower than the maximum generation capacity. As at the 1990 stage, this theoretically surplus increases by about 40 TWh during a wet year. During a dry year, the generation capacity on the interconnected Nordel system is a total of about 20 TWh higher than the forecast energy consumption. Like the situation for 1990 the possibilities to import power to Norway during the summer-period are limited by the fact that the consumption in Norway mainly is supplied by the minimum generation in the Norwegian hydro-power. During the winter-period the limited capacity of the interconnections will limit the importation possibilities. In Norway restrictions in the power deliveries are probable during extremely dry years.

#### Conclusions

The studies indicate that there is little risk of energy shortages on the Nordel system as a whole. But supply restrictions in Norway during extremely dry years may nevertheless occur.

As regards the power situation, the studies indicate shrinking margins between the available generation capacity and the power demand. During the

period between 1985 and 1990, the electric power demand will increase more rapidly than the growth in generation capacity. A certain improvement in the power balance is discernible during the period between 1990 and 1995, although not to such an extent that an improved power balance will be achieved for the entire period between 1985 and 1995. It is also important to note that the improvement between 1990 and 1995 presupposes

- that the energy conservation measures will produce the expected results
- that the expected expansions in the generation capacity will not be delayed

The article pointed out that the power and energy balance situations

are both affected by the capacities of the interconnecting links and the internal transmission system. But the conditions for determining the need for transmission capacities vary depending on whether power or energy is considered. Transmission capacity for power must be available instantaneously when power peaks occur. In the case of energy, a shorter or longer time can be taken to transmit a given amount of energy.

The growing power capacity problems demonstrate a new situation for the interconnected Nordel system. In order to meet this new situation, data is being collected and methods are being developed for more detailed analyses of the power balance. The objective is to

ensure best possible utilisation of the resources at the prevailing operating conditions. Detailed power balance analysis are made before the peak-load period each winter. Work will also be initiated to determine the measures that are technically feasible and economically justifiable for reducing the values of unavailable power. The transmission network expansions will also be subjected to such studies.

*Foto: Juhani Eskelin*  
*220 kVförbindelsen från Vajukoski i Finland till Varangerbotn i Norge beräknas bli färdig sommaren 1988.*  
*The 220 kV from Vajukoski, Finland, to Varangerbotn, Norway, is expected to be completed in summer 1988.*



# Statistikk Statistics

## Innhold

Definisjoner

Enheter

Symboler

Installert effekt

Det nordiske  
høyspentnettet

Elproduksjon

Elenergiutveksling

Elforbruk

Prognosør

## Contents

Definitions

Units

Symbols

Installed capacity

The grid system  
in the Nordel countries

Electricity production

Power exchange

Electricity consumption

Forecasts

Statistikken er utarbeidet før de enkelte lands offisielle statistikk for 1987 foreligger. Enkelte tall i årsberetningen kan derfor avvike noe fra de enkelte lands offisielle statistikk.

The statistics were compiled before the official statistics of the individual countries for 1987 were available. Some figures in the annual report may therefore vary slightly from the official statistics of the individual countries.

## Definisjoner

I Nordels definisjoner har de anvendte uttrykk følgende betydning:

**Installert maskineffekt** i en kraftstasjon angis i MW og er sum nominell effekt for de enkelte aggregater.

**Overføringskapasitet** for en kraftledning er den effekt i MW, som ledningen av hensyn til en eventuell begrensning i tilkoblede anleggsdeler kan overføre under normale forhold.

**Elproduksjon** angis i GWh og er den produksjon som vedkommende land oppgir i sin offisielle statistikk.

**Mottrykksproduksjon** er elektrisk energi produsert i en turbogenerator med damp, som etter turbinen benyttes til et annet formål enn elproduksjon, for eksempel fjernvarme, industridamp etc.

**Kondenskraftproduksjon** er elektrisk energi produsert i en turbogenerator med damp, som etter turbinen kondenserer slik at dampens energi kun utnyttes til elproduksjon.

**Import og eksport** av elektrisk energi angis i GWh og er de energimengder som avregnes som kjøp og salg mellom de respektive land. Nettoimport er differansen mellom import og eksport.

**Bruttoforbruk** av elektrisk energi angis i GWh og er summen av elproduksjon og nettoimport.

**Nettoforbruk** av elektrisk energi angis i GWh og er summen av de energimengder som er levert til og målt hos forbrukerne, samt de energimengder som produseres i industrien for eget bruk.

**Tap** er differansen mellom bruttoforbruk og nettoforbruk.

**Tilfeldig kraft til elkjeler** er elektrisk energi som benyttes til fremstilling av damp eller varmtvann, til erstatning for olje eller annet brensel, og som leveres på spesielle vilkår.

**Magasinkapasitet** for et vannmagasin angis i GWh som den energimengde, som kan produseres i de nedenforliggende kraftverk, ved en engangstømming av fullt magasin.

**Magasininnhold** ved et gitt tidspunkt angis i GWh som den energimengde, som kan produseres i de nedenforliggende kraftverk av magasinets vanninnhold over lavest regulerte vannstand.

**Magasinfyllingsgrad** ved et gitt tidspunkt angis i prosent som forholdet mellom magasininnhold og magasinkapasitet.

## 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 imports 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.

## *Enheter*

### **Effektenheter**

**kW** = kilowatt

**MW** = megawatt=1000 kW

**kVA** = kilovoltampere

**MVA** = megavoltampere=1000 kVA

### **Energienheter**

**J** = joule

**kJ** = kilojoule=0,24 kcal

**TJ** = terajoule= $10^{12}$ J=23,9 toe

**PJ** = petajoule= $10^{15}$ J

**kWh** = kilowattime=3600 kJ

**MWh** = megawattime=1000 kWh

**GWh** = gigawattime=1million kWh

**TWh** = terawattime=1000 GWh  
= 1 milliard kWh

**Mtoe** = 1 million toe-olje ekvivalent  
tilsvarer 11,63 TWh

## *Units*

### **Power Units**

**kW** = kilowatt

**MW** = megawatt=1000 kW

**kVA** = kilovoltampere

**MVA** = megavoltampere=1000 kVA

### **Energy Units**

**J** = joule

**kJ** = kilojoule=0.24 kcal

**TJ** = terajoule= $10^{12}$ J=23.9 toe

**PJ** = petajoule= $10^{15}$ J

**kWh** = kilowatt-hour=3600 kJ

**MWh** = megawatt-hour=1000 kWh

**GWh** = gigawatt-hour=1million kWh

**TWh** = terawatt-hour=1000 GWh  
=  $10^9$  kWh

**Mtoe** = 1 million tons of oil  
equivalent corresponds to  
11.63 TWh

## *Symboler*

≈ Tilnærmet verdi

- Verdi null

•• Data ikke tilgjengelig eller  
for usikkert å oppgi

• Data kan ikke forekomme

## *Symbols*

≈ Approximate value

- Value zero

•• Data not available

• Category not applicable

**Installert effekt**

Den totalt installerte effekt i Nordelandene økte i 1987 med 1281 MW til 80165 MW. Installert effekt i vannkraftstasjoner utgjorde ca. 56%. I Sverige og Finland var det ved årets utgang installert 11985 MW kjernekraft.

Fordelingen mellom vann- og varmekraft er svært forskjellig i Nordelandene. I Danmark benyttes omtrent bare varmekraft, mens det i Norge

benyttes vannkraft. På Island dominerer vannkraften, mens Sverige har omtrent like stor effekt installert i vann- og i varmekraft. I Finland u gjør varmekraften noe over 3/4 av installert effekt.

**Installed capacity**

In 1987 the total net capacity in the Nordel countries increased by 1281 MW to 80165 MW. Of the total capacity 56% consisted of hydro power. The nuclear

capacity was 11 985 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.

**Fig. S1 Installert effekt 31.12. 1987 og tilsvarende middelårsproduksjon for installert vannkraft og vindkraft**  
Installed capacity on Dec. 31, 1987 and corresponding average-year production by hydro power and wind power

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Vannkraft, MW Hydro power, MW	8	2 603	752	25 273	16 001	44 637
Middelårsproduksjon, GWh Avarage-year hydro production, GWh	20	12 110	4 200	106 214	62 514	185 058
Vindkraft, MW Wind power, MW	8 <sup>1)</sup>	0	0	0	5	13
Middelårsproduksjon, GWh Avarage-year production, GWh	16	0	0	0	10	26
Varmekraft, MW Thermal power, MW	8 113	9 382	170	314	17 536	35 515
Derav MW of which						
mottrykk, fjernvarme konv. back-pressure, district heating conv.	384	1 907	•	•	2 531	4 822
mottrykk, industriell back-pressure, industry	••	1 790	•	201	989	2 980
kondens, process condensing, process	•	120	•	54	•	174
kondens, kjerne condensing, nuclear	•	2 310	•	•	9 675	11 985
kondens, konvensjonell condensing, conventional	7 429 <sup>2)</sup>	2 435 <sup>2)</sup>	19	24	2 641	12 548
gassturbin, diesel gas turbine, diesel	300	820	151 <sup>3)</sup>	35	1 700	3 006
Totalt installert effekt Total installed capacity						
1987 MW	8 129	11 985	922 <sup>3)</sup>	25 587	33 542	80 165
1986 MW	8 223	11 956	922 <sup>3)</sup>	24 683	33 100	78 884
Tilskudd i 1987, MW Additions in 1987, MW	36	29	0	904	442 <sup>4)</sup>	1 411
Tatt ut i 1987, MW Retirements in 1987, MW	130	0	0	0	0	130

<sup>1)</sup> Bare vindkraftaggregat som eies av kraftselskap.  
Wind power owned by power companies only.

<sup>2)</sup> Inkl. kondenserturbiner med uttak for fjernvarme.  
Incl. condensing turbines with steam drawn for district heating.

<sup>3)</sup> Herav geotermisk kraft 41 MW.  
Of which geothermal power 41 MW.

<sup>4)</sup> Tilskudd 271 MW, korreksjon av gamle oppgaver 171 MW.  
Additions 271 MW, correction of earlier statistics 171 MW.

**Fig. S2 Nye aggregater i drift i 1987**

New power plant capacity 1987

**Kraftslag/  
kraftstasjon**

Power category/plant

**Nyinstallasjon i 1987**

New units taken into operation

**Totalt 31.12. 1987**

Total

	Antal agr. Number of units	Ny effekt New capacity MW	Økning av middelårsprod. <sup>1)</sup> Increase in average-year production <sup>1)</sup> GWh	Tot. inst. effekt Total installed capacity MW	Totalt middel- årsprod. <sup>1)</sup> Total average- year production <sup>1)</sup> GWh
<b>Danmark</b>					
Vannkraft Hydro power	—	—	—	8	20
Vindkraft Wind power	••	4	8	8	16
Konv. varmekraft Conv. thermal power	••	-94 <sup>2)</sup>	•	8 113	•
<b>Finland</b>					
Vannkraft Hydro power	3	29	80	2603	12 110
Konv. varmekraft Conv. thermal power	—	—	—	7 072	•
Kjernekraft Nuclear power	—	—	—	2 310	•
<b>Island</b>					
Vannkraft Hydro power	—	—	—	752	4 200
Konv. varmekraft Conv. thermal power	—	—	—	170	•
<b>Norge</b>					
Vannkraft Hydro power	••	904	2 962	25 273	106 214
Skarje/Holen 3	1	150	170	150	170
Alta	2	150	625	150	625
Kobberv	2	300	711	300	711
Naddvik	1	100	345	100	345
Myster	2	107	260	107	260
Konv. varmekraft Conv. thermal power	—	—	—	314	•
<b>Sverige</b>					
Vannkraft Hydro power	7	224	127	16 001	62 514
Kymmen	1	55	58	55	58
Vargfors G2	1	62	0	136	403
Porsi G3	1	95	20	270	1 106
Vindkraft Wind power	—	—	—	5	10
Konv. varmekraftverk Conv. thermal power	1	4	k	7 861	•
Kjernekraft Nuclear power	—	39	•	9 675	•
Forsmark B2, effektøkning Increase in capacity	—	24	•	970	•
Oskarshamn B2, effektøkning Increase in capacity	—	5	•	600	•
Oskarhamn B3, effektøkning Increase in capacity	—	10	•	1 070	•

<sup>1)</sup> Bare for vann- og vindkraft. For den konv. varmekraften angis brenselags.  
(o = olje, k = kull, g = gass, 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> Tilskudd 36 MW, tatt ut 130 MW  
Additions 36 MW, retirements 130 MW

**Fig S3 Besluttede større kraftstasjoner**

Decided larger power plants

Kraftslag/ kraftstasjon Power category/plant	Totalt inst. nettoeffekt 31.12. 87	Middelårs- prod. <sup>1)</sup> 31.12. 87	Besluttet nyinstallasjon Decided new plants				
	Installed net capacity	Average- year production <sup>1)</sup>	Antall aggr. Numer of new units	Ny effekt New capacity	Økn. av middelårsprod. <sup>1)</sup> Increase in average year production <sup>1)</sup>	Beregnet idriftssettelse Estimated commissioning	
	MW	GWh		MW	GWh		
<b>Danmark</b>							
Konv. varmekraft Conventional thermal power							
Amagerværket B3	256	k/o	1	250	k/o	1989	
Avedøreværket b1	—	—	1	250	k/o	1990	
Fynsværket B7	537	k/o	1	390	k/o	1991	
Vestkraft B8	426	k/o	1	350	k/o	1992	
<b>Finland</b>							
Vannkraft Hydro power							
Tainionkoski	42	330	1	18	30	1989	
Kokkosniva	—	—	1	25	90	1990	
Konv. varmekraft Conventional thermal power							
Tampere	128	•	1	132	g	1988	
Kouvolta	—	—	1	41	g	1988	
Vantaa	67	•	1	68	g	1989	
Kajaani	—	—	1	62	t	1989	
Hämeenlinna	20	•	1	43	g	1989	
Haapavesi	—	•	1	150	t	1989	
Kristiina	240	•	1	263	o	1989	
Seinäjoki	—	•	1	109	t	1990	
Espoo	82	•	1	44	g	1990	
Helsinki	—	•	3	167	g	1990	
<b>Island</b>							
Vannkraft Hydro power							
Blanda	—	—	3	150	750	1991	
<b>Norge</b>							
Vannkraft Hydro power							
Nedre Nea	—	—	2	150	626	1987-88	
Mel	—	—	1	50	170	1988	
Dokka/Torpa	—	—	2	194	487	1988-90	
Jostedal	—	—	2	270	870	1989-91	
Stor-Glomfjord	—	—	4	600	1.201	1994-2000	
<b>Sverige</b>							
Vannkraft Hydro power							
Gallejaur G2	115	626	1	101	0	1988	
Sikfors	6	47	1	34	135	1989	
Konv. varmekraft Conventional thermal power							
Värtan	433	o	2	128	k	1990	
Kjernekraft, effektøkninger Nuclear power, power extensions							
Barsebäck B2	585	•	—	15	•	1988	
Ringhals B1	750	•	—	50	•	1988	
Ringhals B2	800	•	—	50	•	1989	

<sup>1)</sup> Bare for vannkraften. For den konv. varmekraften angis brenselslag (o = olje, k = kull, g = gass, 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).

## **Det nordiske høyspentnettet**

Sverige har forbindelser med Danmark, Finland og Norge. Mellom Finland og Norge er det bare ledninger for lokale leveringer fra Norge til forbrukere i Finland. Ved årets utgang var den totale overføringskapasiteten fra Sverige ca. 4700 MW og til Sverige ca. 4300 MW. Mellom Danmark (Jylland) og Norge finnes en likestrømsforbindelse med overføringskapasitet 510 MW i begge retninger. Syd-Jylland har 400, 220 og 60 kV forbindelser med Vest-Tyskland. Mellom Finland og Sovjet er det en 1000 MW likestrømsforbindelse. Dette er den første hovednettforbindelse av denne størrelsesorden mellom Sovjet

og Vest-Europa. Fra før er det mindre samkjøringsforbindelser mellom Norge og Sovjet, og lokale forbindelser mellom Finland og Sovjet. Island er ikke elektrisk sammenkoplet med de øvrige Nordellandene.

## **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 Overføringsledninger**

Transmission lines

	<b>400 kV</b>		<b>220, 300 kV</b>		<b>110, 132, 150 kV</b>	
	Tatt i drift 1987	I drift 31.12. 1987	Tatt i drift 1987	I drift 31.12. 1987	Tatt i drift 1987	I drift 31.12. 1987
	Brought into service in 1987	In service Dec. 31, 1987	Brought into service in 1987	In service Dec. 31, 1987	Brought into service in 1987	In service Dec. 31, 1987
	km	km	km	km	km	km
Danmark	0	921 <sup>1)</sup>	0	223 <sup>2)</sup>	67	3 496 <sup>3)</sup>
Finland	34	3 259	122 <sup>4)</sup>	2 274 <sup>4)</sup>	300	13 450
Island	—	—	0	467	15	1 343
Norge	95	1 487	0	5 098 <sup>2)</sup>	••	9 450
Sverige	92	9 951	-349 <sup>5)</sup>	5 246 <sup>2)</sup>	••	14 400

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

<sup>2)</sup> Herav 80 km i Danmark og 96 km i Sverige (Kontiskan), samt 89 km i Danmark og 151 km i Norge (Skagerrak) i drift med 250 kV likestrøm.  
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> Herav 33 km i drift med 60 kV og 105 km med 50 kV.

Of which 33 km in service with 60 kV and 105 km with 50 kV.

<sup>4)</sup> 122 km tatt i drift 1987 er inntil videre i drift med 110 kV.

122 km brought into service in 1987 are temporary in service with 110 kV.

<sup>5)</sup> Endringen i 1987 er riving av 100 km. Dessuten er det korrigert for riving av 249 km i 1986.  
The change is 100 km taken out of service in 1987, and correction for 249 km taken out of service in 1986.

**Fig. S5. Nordels høyspentnett**  
The Nordel main grid



**Fig. S6 Samkjøringsforbindelser mellom Nordelandene**  
Interconnections between the Nordel countries

Land Countries	Stasjoner Terminal stations	Nominell spenning, kV Rated voltage kV	Overføringskapasitet Transmission capacity	Lengde Length	Kabel Cable
			Fra Danmark From Denmark	Til Danmark To Denmark	
I drift: In service: Danmark– Norge	Tjele–Kristiansand	±250=	510	510	240/pol
			Fra Sverige From Sweden	Til 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 Keminmaa-Svartbyn Hellesby (Åland)-Skattbol	220~ 400~ 400~ 70~	900	700	93 230 134 76,5
Norge– Sverige	Sørnes-Tornehamn Ritsem-Ofoten Røssåga-Ajaure Linnvasssel <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 1100 <sup>3)</sup>	200 100 <sup>3(4)</sup> 50 500 <sup>3)</sup> 20 100 1100 <sup>3)</sup>	39 58 117 — 100 17,5 13 106 135
<b>Totalt</b>				4 715	4 335
Besluttet: Decided:			Fra Sverige From Sweden	Til Sverige To Sweden	
Danmark– Sverige Finland– Sverige	Vester Hassing-Lindome (nov. 1988) Raumo-Forsmark (dec 1989)	285=	300	300	149
		400=	500	500	233
Finland– Norge	Ivalo-Varangerbotn (høsten 1988)	220~	Fra Norge From Norway 50	Til Norge To Norway 50	228

<sup>1)</sup> Også ved parallell drift er total overføringskapasitet 700 MW i begge retninger. Overføringskapasiteten er ofte høyere. Den er avhengig av aktuell produksjonssituasjon og driftskopling.

At parallel operation of the interconnections the total transmission capacity amounts to 700 MW. The transmission capacity is often higher, depending on the production and main grid conditions.

<sup>2)</sup> Kabelforbindelsen består av fire trefase-kabler som er parallellkoplet to og to.

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

<sup>3)</sup> Av hensyn til ringdriften over flere samkjøringsforbindelser Norge–Sverige og visse andre driftssituasjoner, kan dimensjonerende feiltilfelle gi lavere overføringskapasitet.

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

<sup>4)</sup> 100 MW gjelder ved maksimal produksjon i Gejmän-Ajaure-Gardikfors. Ved minimal produksjon i disse stasjonene og maksimalt 250 MW produksjonsoverskudd i Helgeland er overføringskapasiteten 200 MW.

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

<sup>5)</sup> Samkjøringsforbindelsen er en 220/66 kV transformator i den norsk-svenske kraftstasjonen i Linnvassselv.

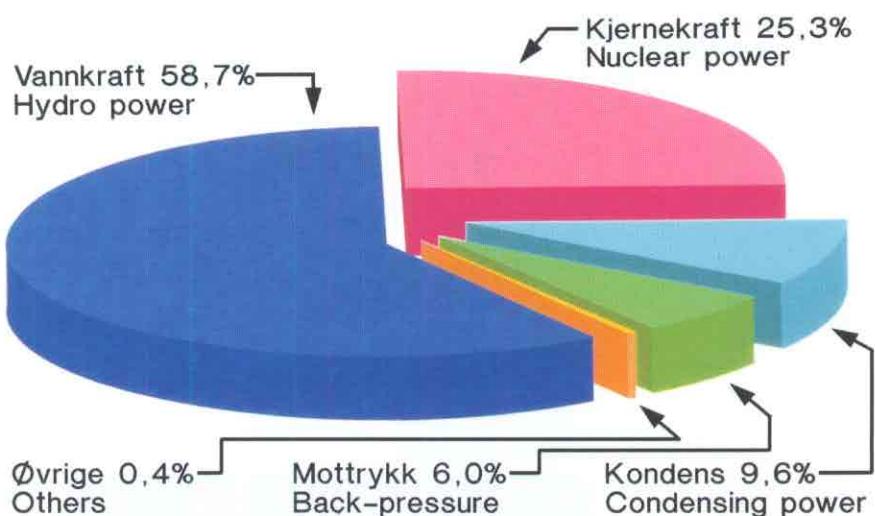
The interconnection consists of a 220/66 kV transformer in the Norwegian-Swedish power station in Linnvassselv.

**Elproduksjon**

Den totale produksjonen i Nordel var 327,5 TWh i 1987, en økning på 5,9% i forhold til 1986. Vannkraften utgjorde 58,7% og kjernekraften 25,3%. Tilsvarende tall i 1986 var 55,9 og 27,5%.

**Electricity production**

The total production in Nordel was 327,5 TWh in 1987. This is an increase of 5.9% compared with 1986. Hydro power amounted to 58.7% and nuclear power to 25.3% of the total production. The corresponding figures for 1986 were 55.9 and 27.5%.



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

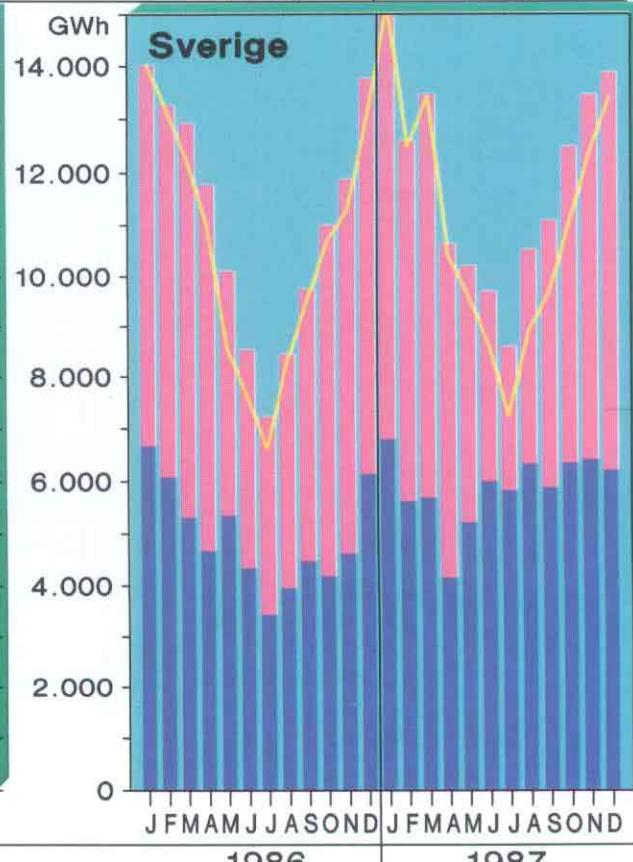
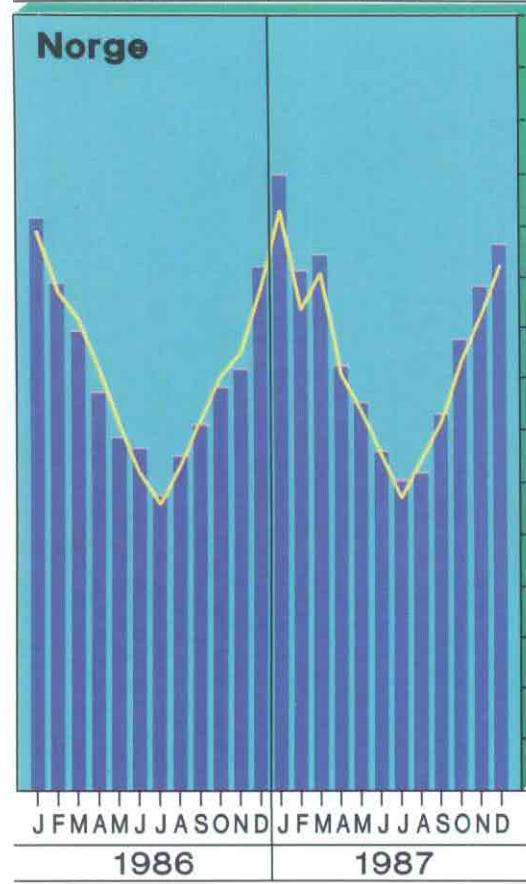
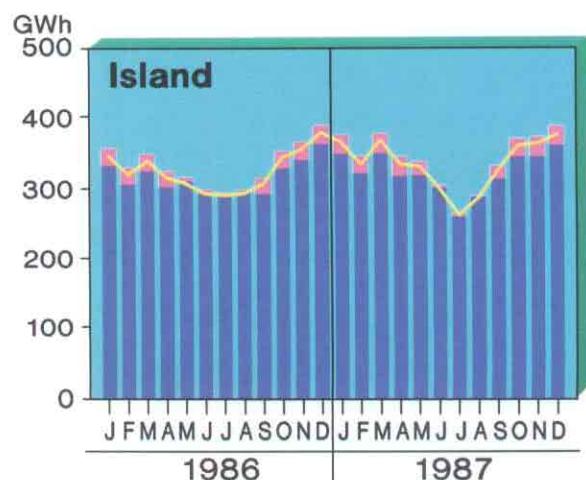
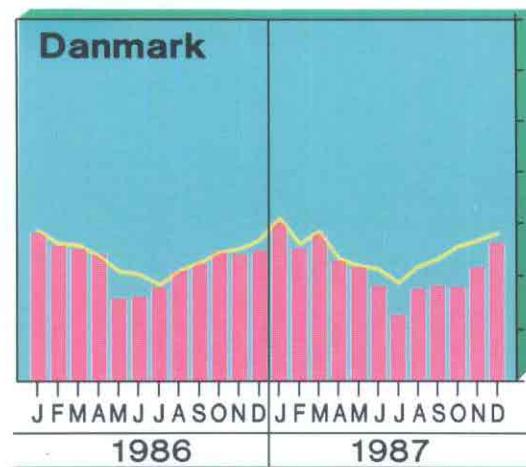
	Danmark	Finland	Island	Sverige	Norge	Nordel
Vannkraft 1987 Hydro power, 1987	30	13518	3914	70990	103769	192221
Vannkraft 1986 Hydro power 1986	29	12266	3842	59824	96724	172685
Vindkraft m.m. 1987 Wind power etc. 1987	190	•	•	6	-	196
Vindkraft m.m. 1986 Wind power etc. 1986	129	•	•	6	-	135
Mottrykk, fjernvarme Back-pressure, district heating	••	6817	•	3192	•	10009
Mottrykk, industri Back-pressure, industry	••	6470	•	2825	246	9541
Kondens, prosess Condensing, process	••	362	•	•	-	362
Kondens, kjerne Condensing, nuclear	•	18549	•	64419	•	82968
Kondens konvensjonell Condensing, conventional	26118	4757	•	481	128	31484
Gassturbin, diesel m.m. Gas turbine, diesel etc.	••	224 <sup>1)</sup>	238 <sup>2)</sup>	79	140	681
Varmekraft 1987 Thermal power 1987	26118	37179	238 <sup>2)</sup>	70996	514	135045
Varmekraft 1986 Thermal power 1986	27264	34650	216 <sup>3)</sup>	73811	432	136373
Total produksjon 1987 Total production 1987	26338	50697	4152	141992	104283	327462
Total produksjon 1986 Total production 1986	27397	46916	4058	133641	97156	309168
Endring i prosent Change in %	-3,9	8,1	2,3	6,2	7,3	5,9
<small><sup>1)</sup> Herav 212 GWh fra naturgas <sup>2)</sup> Herav 234 GWh geotermisk kraft <sup>3)</sup> Herav 212 GWh geotermisk kraft</small>						

Of this 212 GWh from natural gas  
Of this 234 GWh geothermal power  
Of this 212 GWh geothermal power

**Fig. S9 Produksjon og bruttoforbruk ekskl. tilfeldig kraft til elektrokjeler**

Production and gross consumption excl. excess hydro power to electric boilers

- **Forbruk**  
Consumption
- **Varmekraft**  
Thermal power
- **Vannkraft**  
Hydro power



**Fig. S10 Magasinfilling**

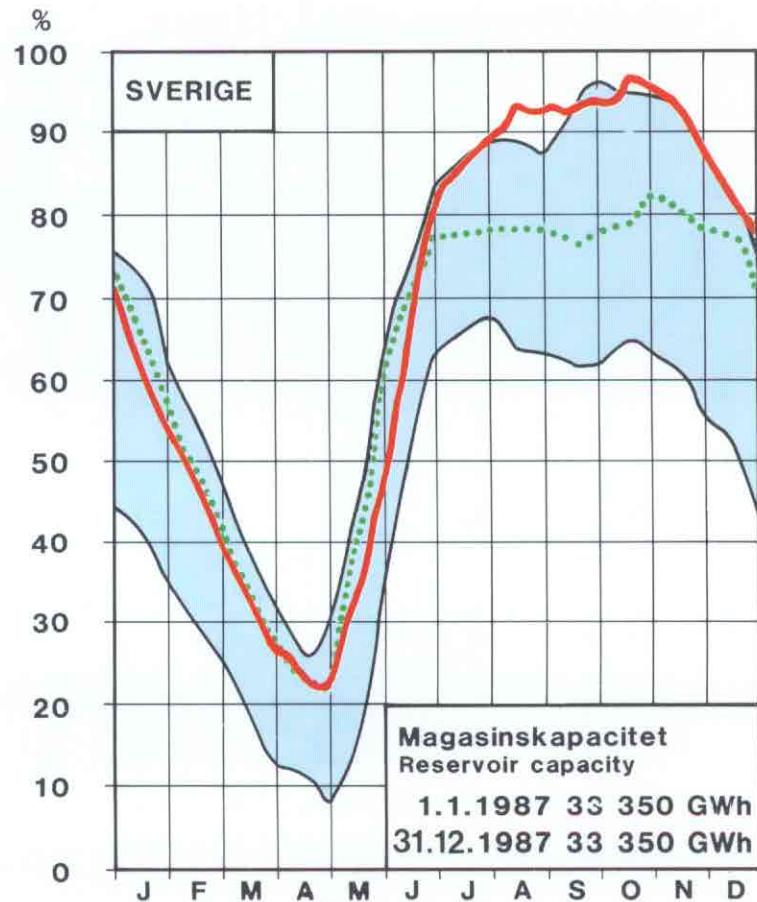
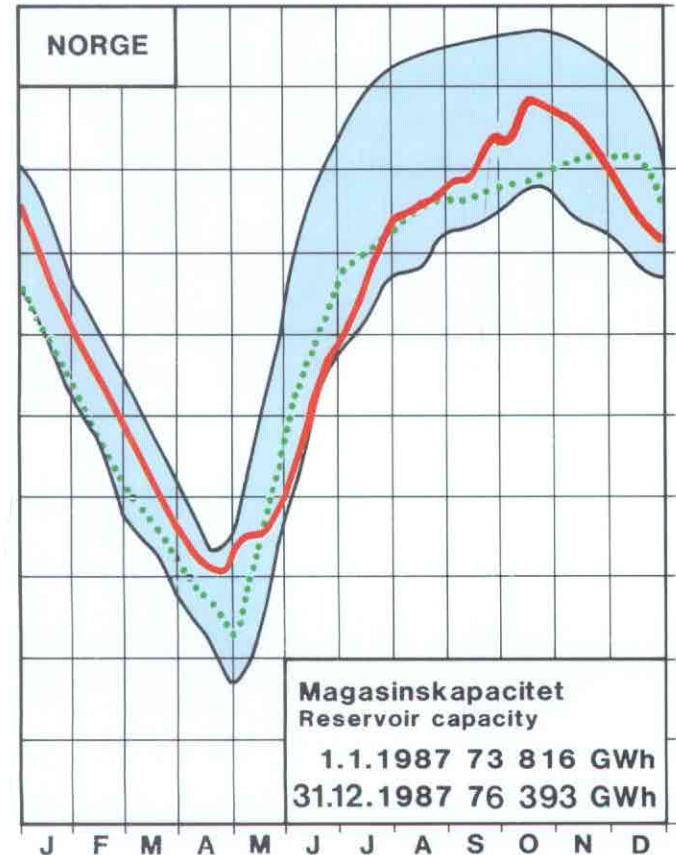
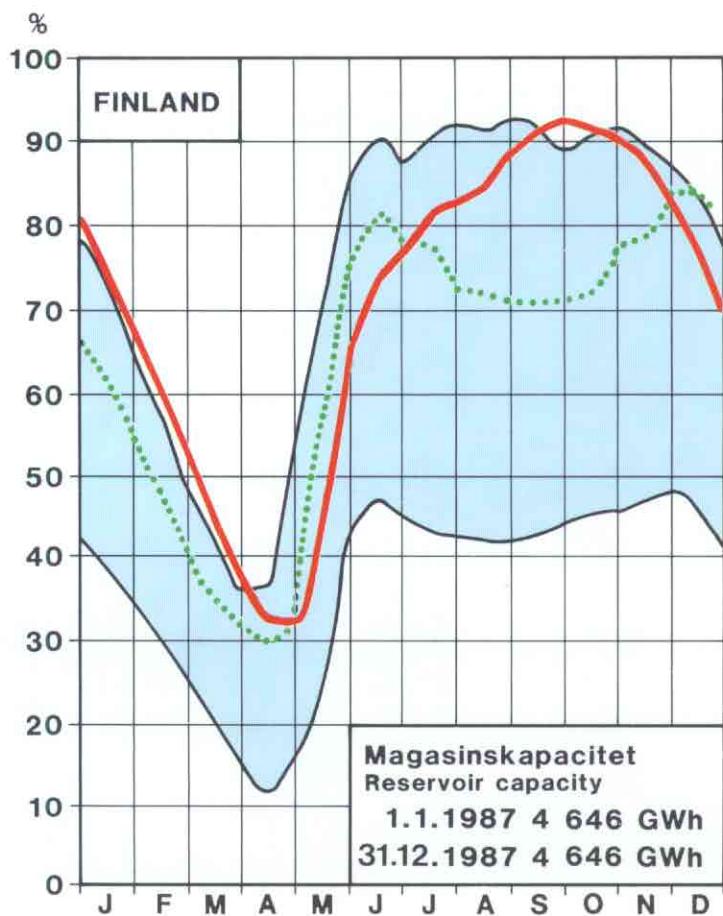
Kurvene viser magasinfillingen i % av magasinkapasiteten i 1986 og 1987. De øvre og nedre begrensningsskurver for de senere års magasinvariasjoner er inntegnet. Begrensningsskurvene er høyeste henholdsvis laveste ukeverdier i perioden 1977–1986.

**Water reservoirs**

The curves show the impounded water in per cent of total storage capacity for 1986 and 1987. The field gives upper and lower extremes which are composed of the weekly maximum and minimum recorded for the period 1977–1986.

..... 1986 ————— 1987

**Ekstremverdier (1.1. 1977–31.12. 1986)**  
Extreme values (1.1. 1977–31.12. 1986)



**Fig. S11 Maksimal belastning 3. onsdag i januar og desember 1987**  
Maximum load on the 3<sup>rd</sup> wednesday in January and December 1987

	<b>Installert nettoeffekt</b> Installed net capacity 31.12. 87	MW	<b>Max. kraftstasjonsbelastning</b> Max power station output				<b>Max. systembelastning</b> Max. system load			
			Januar 1987 Lokal tid Local time	MW	Desember 1987 Lokal tid Local time	MW	Januar 1987 Lokal tid Local time	MW	Desember 1987 Lokal tid Local time	MW
<b>Danmark</b>										
Vest for Store Belt (ELSAM) West of the Great Belt	4432	12-13	2750	17-18	2635	17-18	3075	17-18	3140	
Øst for storebelt ekskl. Bornholm (ELKRAFT)	3701	9-10	2311	9-10	2311	17-18	2431	17-18	2394	
East of the Great Belt excl. Bornholm										
<b>Finland</b>	11985	8-9	7686	8-9	7880	8-9	8367	17-18	8904	
<b>Island</b>	922	12-13	569	18-19	592	•	•	•	•	
<b>Norge</b>										
Sør for (south of) 67,5°N Nord for (north of) 67,5°N	23 733 1 799	17-18 15-16	15 479 914 16393	17-18 8-9/14-15	15 736 951	8-9 15-16	15 139 937	16-17 8-9	15 262 995	16 254
<b>Sverige</b>	33 542	8-9	22 000	16-17	22 871	8-9	21 973	16-17	22 574	
<b>Nordel ekskl. Island</b>										
Nordel excl. Iceland Mellomeuropeisk tid Central-European time	79 192	8-9	51 020	16-17	52 217	8-9	51 587	16-17	52 903	

**Fig. S12 Elenergiomsetningen 1987 (GWh)**  
Electric energy turnover in 1987 (GWh)

	Danmark	Finland	Island	Sverige	Norge	Nordel
Produksjon Production	26 338	50 697	4 152	141 992	104 283	327 462
Derav: vannkraft Of this: hydro power	30	13 518	3 914	70 990	103 769	192 221
Vindkraft m.m. wind power etc.	190	•	•	6	-	196
Import Import	4 173	6 093	•	2 170	2 230	14 666 <sup>2)</sup>
Total produksjon og import Total production and import	30 511	56 790	4 152	144 162	106 513	342 128
Eksport Export	593	504	•	6 186	2 716	9 999
Bruttoforbruk Gross consumption	29 918	56 286	4 152	137 976	103 797	332 129
Tilfeldig kraft til elkjeler etc. Excess hydro power to electric boilers etc.	•	165	110	5 390	4 777 <sup>1)</sup>	10 442
Bruttoforbruk ekskl. tilfeldig kraft til elkjeler Gross consumption excl. excess hydro power to electric boilers etc.	29 918	56 121	4 042	132 586	99 020	321 687
Endring fra 1986 % Change as against 1986 %	4.4	6.7	2.5	4.6	3.0	4.4
<sup>1)</sup> Herav pumpekraft 671 GWh	Of this pumped storage power 671 GWh					
<sup>2)</sup> Inkl. utveksling med land utenfor Nordel	Incl. exchanges with countries outside Nordel					

## *Energituveksling Power exchange*

### **Fig. S13 Oversikt over omsetningen av elektrisk energi i Nordel 1987**

Review of the electric energy turnover in Nordel 1987

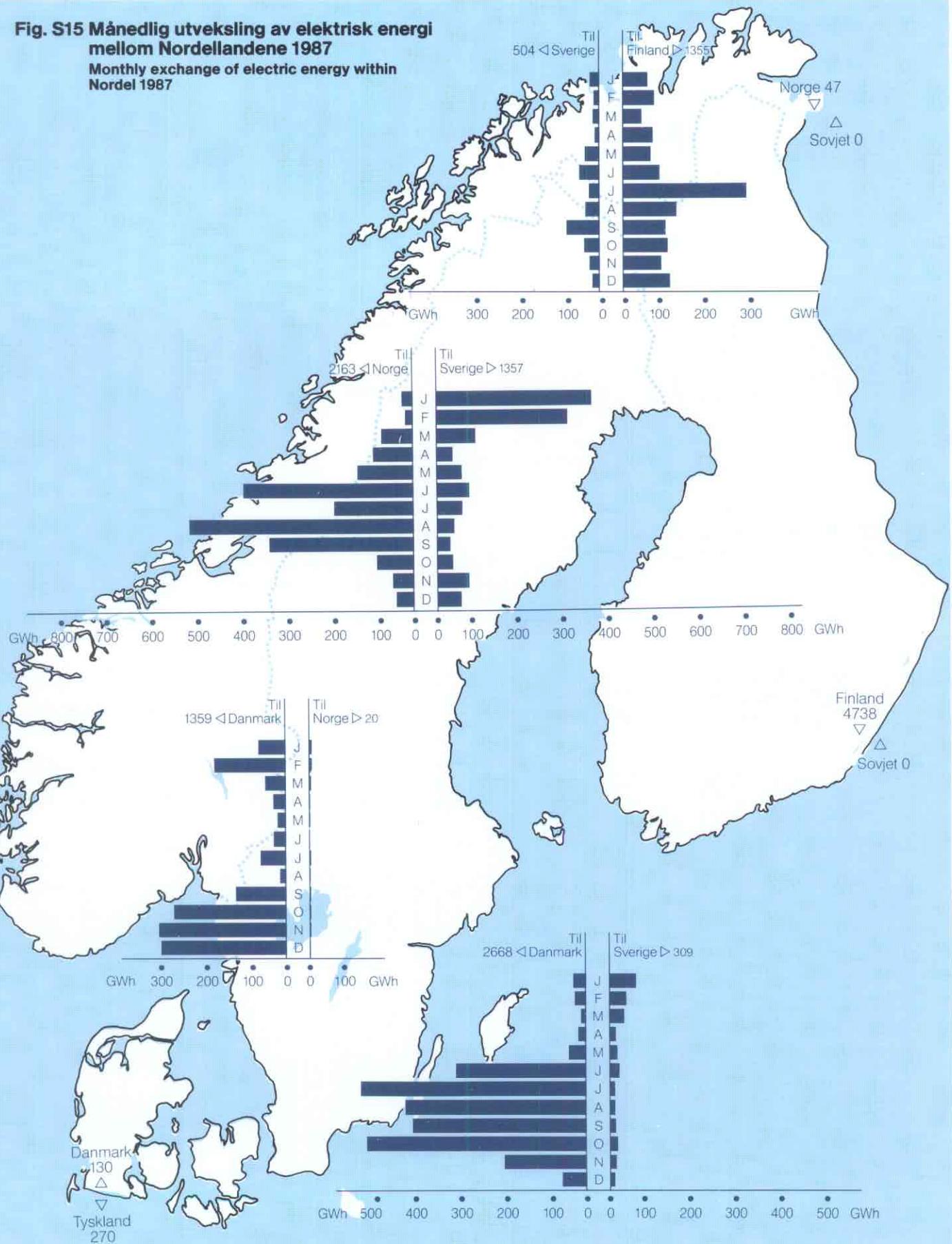


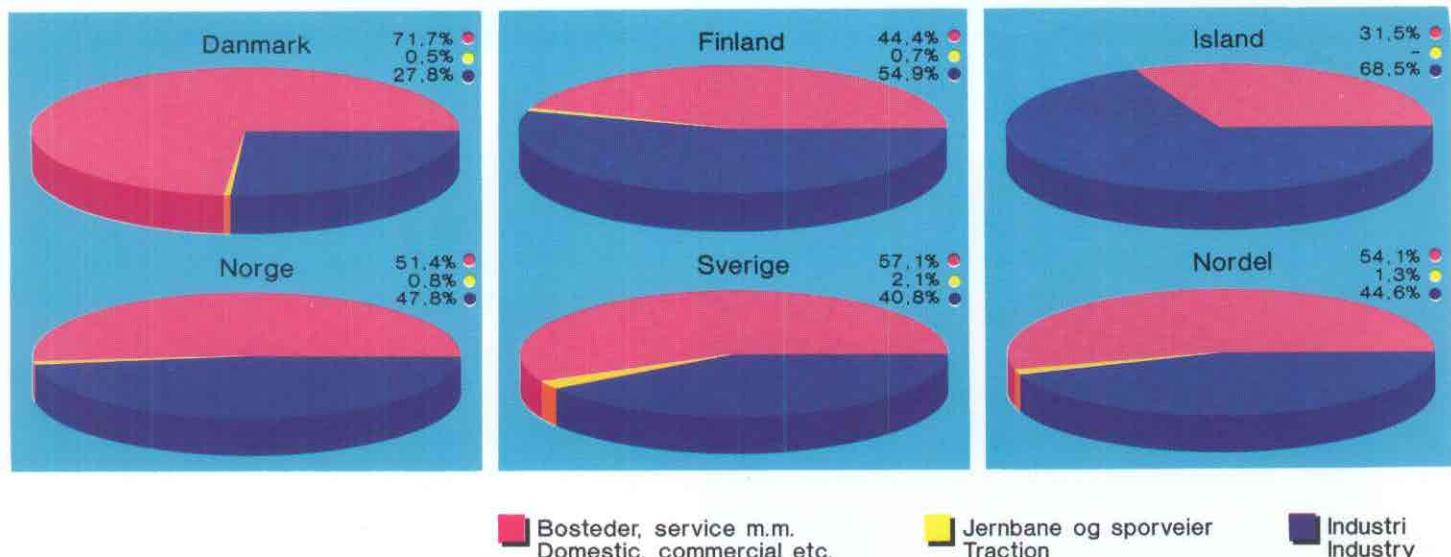
**Fig. S14 Elenergiutveksling 1987 (GWh)**  
Exchange of electric energy in 1987 (GWh)

Import til: Import to:	Danmark	Finland	Sverige	Norge	Nordel- land Nordel countries	Andre land Other countries	Total eksport 1987	Total export 1986
<b>Eksport fra Export from:</b>								
Danmark	•	—	309	20	329	264	593	721
Finland	—	•	504	—	504	—	504	491
Sverige	2668	1355	•	2163	6186	—	6186	6451
Norge	1359	—	1357	•	2716	—	2716	1659
Nordel-land Nordel countries	4027	1355	2170	2183	9735	264		
Andre land Other countries	146	4738	—	47	4931			
Total import	1987	4173	6093	2170	2230			
	1986	2166	6298	1819	3638			
Nettoimport Net import	1987	3580	5589	-4016	-486			
	1986	1445	5807	-4632	1979			
Nettoimport/ bruttoforbruk i % Net import/gross consumption	1987	12.0	10.0	-3.0	-0.5			
	1986	5.0	11.0	-3.6	2.0			

**Fig. S15 Månedlig utveksling av elektrisk energi mellom Nordellandene 1987**

Monthly exchange of electric energy within Nordel 1987

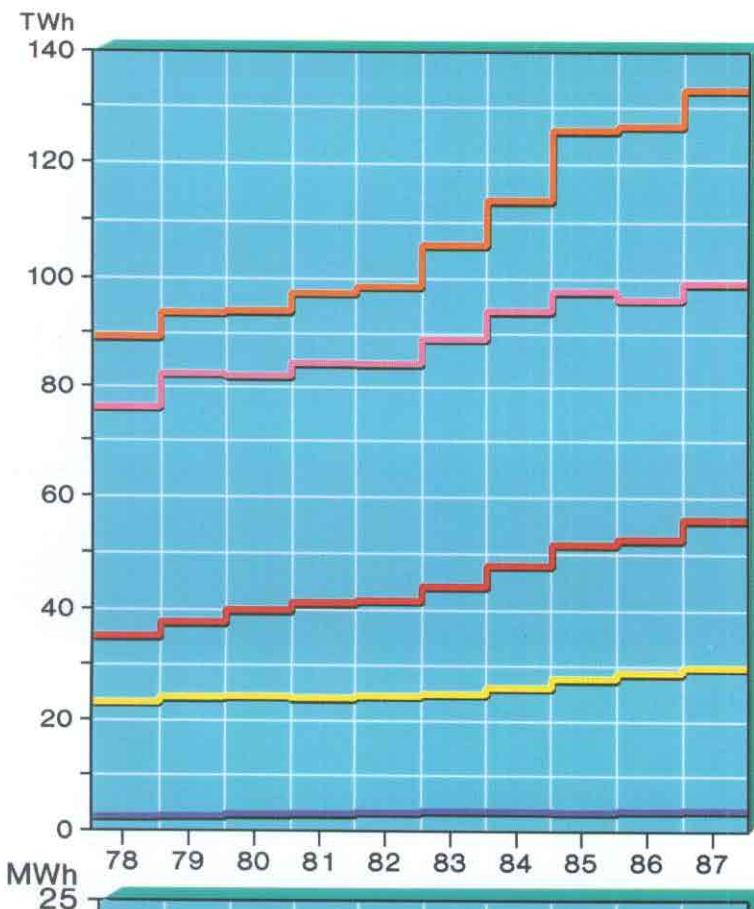


**Elforbruket**  
**Electricity consumption**
**Fig. S16 Elforbruket fordelt på konsumentgrupper ekskl. elkjeler**  
**Electricity consumption distributed on consumer groups excl. electric boilers**

**Fig. S17 Elforbruk 1987 (GWh)**  
**Electricity consumption 1987 (GWh)**

	Danmark	Finland	Island	Sverige	Norge	Nordel
Bruttoforbruk Gross consumption	29918	56286	4152	137976	103797	332129
Tilfeldig kraft til elkjeler Excess hydro power to electric boilers	—	165	110	5390	4777 <sup>2)</sup>	10442
Bruttoforbruk <sup>1)</sup> Gross consumption <sup>1)</sup>	29918	56121	4042	132586	99020	321687
Tap Losses	2002	2981	390	11346	10003	26722
Nettoforbruk Net consumption	27916	53140	3652	121240	89017	294965
Industri Industry	7750	29180	2500	49440	42565	131435
Jernbane og sporveier Traction	160	380	—	2570	700	3810
Bosteder, service m.m. Domestic, commercial	20006	23580	1152	69230	45752	159720
Forandring av bruttoforbruk jamført med foregående år % <sup>1)</sup> Change in gross consumption as against previous year, % <sup>1)</sup>	4.4	6.7	2.5	4.6	3.0	4.4
Gjennomsnittlig forandring av bruttoforbruk de siste 10 år % Average change in gross consumption in the last 10 years, % <sup>1)</sup>	3.0	5.6	4.5	4.5	3.2	4.1
Bruttoforbruk pr. innbygger i kWh Gross consumption per inhabitant in kWh	5843	11384	16168	15765	23632	14047
Middelfolkemengde 1987 mill. Average population 1987 mill.	5.12	4.93	0.25	8.41	4.19	22.9

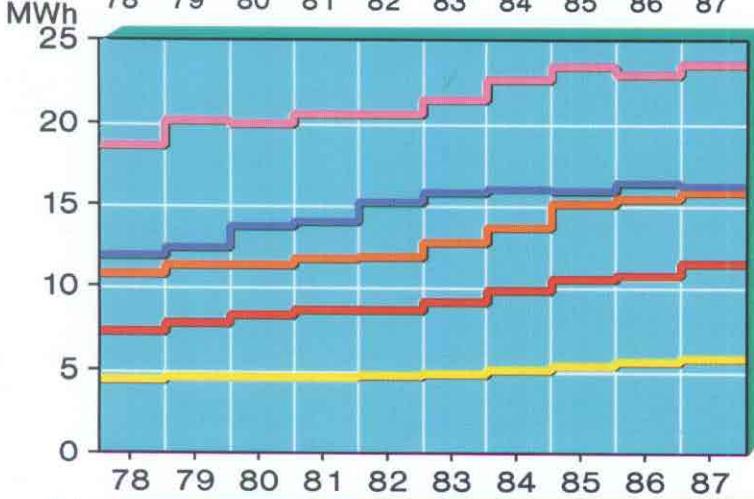
<sup>1)</sup> Ekskl. tilfeldig kraft til elkjeler  
<sup>2)</sup> Herav pumpekraft 671 GWh

Excl. excess hydro power to electric boilers  
 Of this pumped storage power 671 GWh



**Fig. S18 Bruttoforbruk<sup>1)</sup> av elenergi  
1978–1987**  
Gross consumption of electric energy

<sup>1)</sup> Ekskl. tilfeldig kraft til elkjeler  
Excl. excess hydro power to electric boilers



**Fig. S19 Bruttoforbruk<sup>1)</sup> av elenergi  
pr. innbygger**  
Per capita consumption<sup>1)</sup>

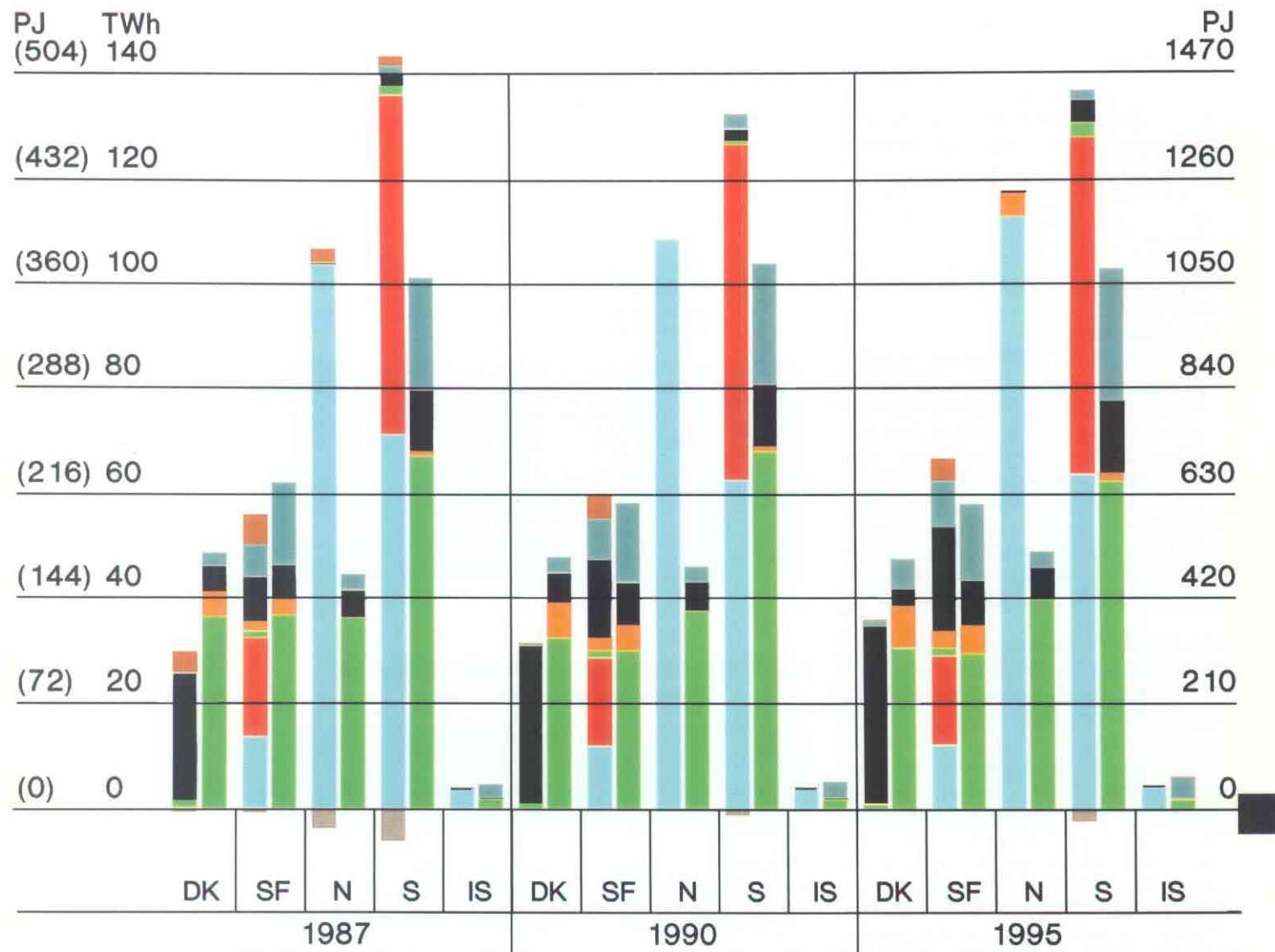
<sup>1)</sup> Ekskl. tilfeldig kraft til elkjeler  
Excl. excess hydro power to electric boilers



**Fig. S20 Total energitilførsel PJ**  
Total energy supply

- Sverige
- Norge
- Finland
- Danmark
- Island

Fig. S21 Energitilgang i Norden

Energy supply within  
the Nordic countries

Fordeling på energislag av eltilførseler

Distribution of electricity on energy sources

- Elimport Import of electricity
- Innenlandske brensel, prosessbrensel  
Domestic fuels, process fuels
- Kull Coal
- Naturgass Natural gas
- Olje Oil
- Kjernekraft Nuclear power
- Vannkraft Hydro power  
(middel-vannår)
- Elekspørt Export of electricity

Brenselforsyning for andre formål enn  
elproduksjonFuel supply, other than that for electricity  
production

- Innenlandske brensel, prosessbrensel  
Domestic fuels, process fuels
- Kull Coal
- Naturgass Natural gas
- Olje Oil

Kommentarer til figuren på neste side  
Comments on this figure at next page

**Fig. S21** viser den faktiske elenergitilførsel i 1987 samt prognoser for 1990 og 1995. De enkelte Nordeland er vist for seg. Oppdelingen er foretatt på kategoriene vannkraft, kjernekraft og annen varmekraft med angivelse av de ulike brenseltyper. Vannkraften i prognosene er middelårsproduksjon. For Norge innebefatter dette betydelige mengder tilfeldig kraft som kan utnyttes i innenlandske elkjeler og/eller eksporteres. Den norske kraftproduksjonen forutsettes dimensjonert med ekstra fastkraftreserve utover forbruksprognosene, jamfør fig. S22.

Elenergifordelingen er sammenlignet med landenes energiforbruk utenom elsektoren. For hvert år er vist to stolper pr. land. Den venstre angir fordelingen av elenergi. Den høyre viser øvrig energiforbruk.

For skalaene gjelder:

- Venstre skala i TWh gjelder eltilførselen.
- Høyre skala i PJ gjelder for øvrig energiforbruk, og er valgt slik at den også viser hvilke brenselmengder som medgår til produksjon av den elektrisitet som inngår i den venstre stolpe. Figuren muliggjør en sammenligning mellom elsektoren og den øvrige energisektor. Vannkraftens dominerende rolle i norsk energiforsyning fremgår tydelig.

**Fig. S21** shows the energy supply in 1987 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.

### Prognosering

Prognosene for årene 1990 og 1995 er basert på kraftselskapenes egne vurderinger av den sannsynlige utvikling. Prognosene danner grunnlaget for utbyggingsplanleggingen av kraftoverføringssystem og produksjonsanlegg.

### 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 og prognosert elenergiforbruk ekskl. elkjeler**

Electrical energy consumption and forecast excl. electrical boilers

	1987 TWh/år	1990 TWh/år	1995 TWh/år
Danmark	29,9	32	37
Finland	56,1	61	68
Island	4,0	4,4	4,8
Norge	99,0	105	113
Sverige	132,6	132	137
Nordel totalt	321,7	334	360
Nordel total			

**Fig. S23 Faktiske og prognoserte effekter Peak load capacity and forecast**

	1987 MW	1990 MW	1995 MW
Danmark	5 983	6 450	7 350
Finland	10 085	10 500	11 800
Island	592	650	750
Norge	18 199	19 100	21 200
Sverige	26 204	25 900	26 900
Nordel totalt	61 063	62 600	68 000
Nordel total			

**Fig. S24 Faktiske og prognoserte installerte effekter i MW i de respektive land (verdier pr. 31.12. respektive år)**

Installed and forecast for installed capacity in each country (valid per Dec. 31)

	1987 MW	1990 MW	1995 MW
Danmark	8 129	8 150	10 200
Finland	11 985	13 250	14 200
Island	922	950	1 100
Norge	25 587	26 600	28 250
Sverige	33 524	34 100	34 850
Nordel totalt	80 147	83 050	88 600
Nordel total			

**Nordels medlemmer**  
**Nordel's Members**

**Danmark**

Henning Buhl  
Direktør  
Managing Director  
ELKRAFT A.m.b.A.  
Viseformann i Nordel  
Deputy chairman of Nordel

Poul Erik Nielsen  
Direktør  
Managing Director  
I/S Nordkraft

Preben Schou  
Direktør  
Managing Director  
NES A/S og Isefjordværket I/S

Georg Styrbro  
Direktør  
Managing Director  
ELSAM

Hans von Bülow  
Direktør  
Managing Director  
Energistyrelsen  
Observatør  
Observer

**Finland**

Klaus Ahlstedt  
Vice verkställande direktör  
Executive Vice President  
Imatran Voima Oy

Esa Hellgrün  
Verkställande direktör  
Managing Director  
Finlands Elverksförening

Kalevi Numminen  
Verkställande direktör  
President and Chief Executive Officer  
Imatran Voima Oy

Pertti Voutilainen  
Direktør  
Director  
Imatran Voima Oy

**Island**

Jakob Björnsson  
Generaldirektör  
Director General  
Statens Energistyrelse

Adalsteinn Gudjohnsen  
Direktør  
Managing Director  
Reykjavik Elverk

Halldór Jónatansson  
Direktør  
Managing Director  
Landsvirkjun

Kristian Jonsson  
Direktør  
Managing Director  
Statens Elverker

**Norge**

Erling Diesen  
Generaldirektör  
Chairman of the Board  
and Chief Executive  
Norges vassdrags- og  
energiverk

Arne Finstad  
Direktør  
Managing Director  
Oslo Lysverker

Gunnar Vatten  
Administrerende direktør  
General Manager  
Statskraftverkene

Rolf Wiedswang  
Samkjøringsdirektör  
Managing Director  
Samkjøringen av kraftverkene  
i Norge  
Formann i Nordel  
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  
Vattenfall

Carl-Erik Nyquist  
Generaldirektör  
President  
Vattenfall

Claes Lindroth  
Direktör  
Managing Director  
Stockholm Energi

Jan Randers  
Direktör  
Managing Director  
KRAFTSAM  
Suppleant  
Deputy

**Nordels sekretariat**  
**Nordel's Secretariat**

c/o Samkjøringen av kraftverkene  
i Norge  
PB 5093, Majorstua  
N-0301 Oslo 3, Norway  
Tel. +47 2 46 19 30

Oddmund Larsen  
Overingeniør  
Nordels sekretær  
Secretary General of Nordel

Hanne Breistrand  
Sekretær  
Secretary

Gro Kristoffersen  
Sekretær  
Secretary

---

## *Nordels utvalgsmedlemmer* *Committee Members*

### *Driftsutvalget* *Operations Committee*

Jørgen Krogh  
Afdelingschef, ELKRAFT A.m.b.A.  
Danmark

Arne Ring-Nielsen  
Overingeniør, ELSAM  
Danmark

Anders Palmgren (formann)  
Direktör, Imatran Voima Oy  
Finland

Lauri Mäkelä  
Samkörningschef, Imatran Voima Oy  
Finland

Rolf Wiedswang  
Samkjöringsdirektør  
Samkjöringen av kraftverkene i Norge  
Norge

Ola Gunnes  
Driftsdirektør, Statskraftverkene  
Norge

Hans Elg  
Överingenjör, Sydkraft AB  
Sverige

Gunnar Ålfors  
Produktionsdirektør  
Vattenfall  
Sverige

Thorarinn K. Olafsson (observatør)  
Overingeniør, Statens Elverker  
Island

Thordur Gudmunsson (observatør)  
Afdelingsingeniør  
Landsvirkjun  
Island

Lars Wiklund (sekretær)  
Civilingenjör, Vattenfall  
Sverige

### *Planleggingsutvalget* *Planning Committee*

Oluf Skak  
Afdelingsingeniør  
ELKRAFT A.m.b.A.  
Danmark

Paul-Frederik Bach (formann)  
Overingeniør, ELSAM  
Danmark

Heikki Häavisto  
Enhetschef, Imatran Voima Oy  
Finland

Harry Viheriävaara  
Generalsekreterare  
Elproducenternas samarbetsdelegation  
Finland

Elias B. Eliasson  
Afdelingschef, Landsvirkjun  
Island

Svein Kroken  
Avdelingsdirektør  
Statskraftverkene  
Norge

Svein Storstein Pedersen  
Avdelingsdirektør  
NVE-Energidirektoratet  
Norge

Lennart Lundberg  
Direktör, Vattenfall  
Sverige

Per-Erik Molander  
Överingenjör, Sydkraft AB  
Sverige

Anders Löf (sekretær)  
Avdelningsdirektør  
Vattenfall  
Sverige

### *Varmekraftutvalget* *Thermal Power Committee*

Bent Møller Jensen  
Driftschef  
Sønderjyllands Højspændingsværk  
Danmark

Aksel Hjertholm  
Overingeniør, ELSAM  
Danmark

J. H. Ricken  
Direktør  
Elektricitetsselskabet  
Isefjordværket  
Danmark

Carl-Erik Lundgren  
Direktør, SEAS  
Danmark

Veikko Anttila  
Avdelningsdirektør  
Imatran Voima Oy  
Finland

Rauno Linkama (formann)  
Avdelningsdirektør  
Imatran Voima Oy  
Finland

Thorstein Asvall  
Overingeniør  
NVE-Energidirektoratet  
Norge

Evert Ericsson  
Kraftverksdirektør  
Vattenfall  
Sverige

Leif Josefsson  
Direktör, Sydkraft AB  
Sverige

Lars-Göran Marmsjö  
Överingenjör  
Stockholms Energi  
Sverige

Franz Marcus (observatør)  
Civilingeniør, NKA  
Danmark

Mikael Carlberg (sekretær)  
Byråchef, Imatran Voima Oy  
Finland

### ***Omslaget***

Nordels årsmøte 1987 ble holdt på Hotel Hvide Hus i Aalborg. Omslagets 1. side viser utsikten fra hotellets årsmøtelokaler mot I/S Nordkraft, og et av Danmarks kullfyrte kraftverk.

### ***The cover***

Nordel's 1987 Annual Meeting was held at the Hotel Hvide Hus in Aalborg. The front cover shows the view from the hotel's conference rooms towards I/S Nordkraft, one of Denmark's coal-fired power stations.

Denne årsberetningen er utarbeidet av Nordels sekretariat, Oslo, under ledelse av Oddmund Larsen. Materialet er sammensatt av Hanne Breistrand og Gro Kristoffersen. Statistikkmaterialet er fremskaffet av kontaktpersonene for statistikk og sekretær i Planleggingsutvalget.

Fotografiene er fremskaffet av de enkelte lands kraftselskap.

**Nordel**  
c/o Samkjøringen av  
kraftverkene i Norge  
PB 5093, Maj., N-0301 Oslo 3, Norge

ISSN 0282-6798