

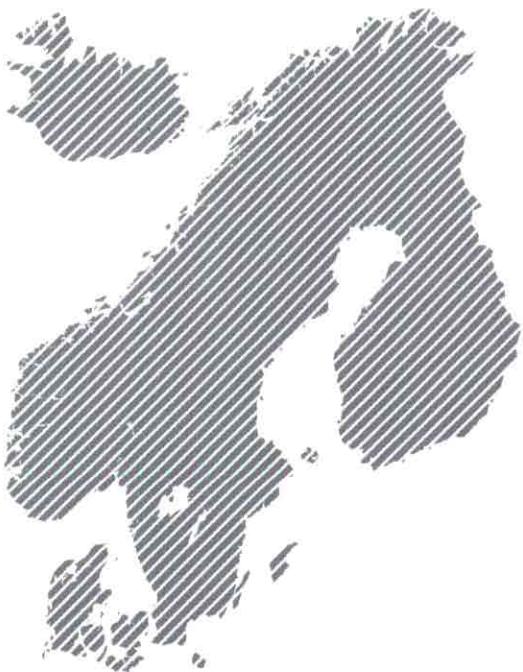
Nordel

ÅRSBERÄTTELSE
ANNUAL REPORT

1983

Innehåll

- 1 Nordel 1983
- 2 Nordels verksamhet 1983
- 2 Driftutskottet
- 3 Planeringsutskottet
- 4 Värmekraftutskottet
- 6 Danmark
- 9 Finland
- 12 Island
- 14 Norge
- 17 Sverige
- 23 Frekvenshållning i Nordel-systemet
- 31 Samordnad produktionsutbyggnad
- 35 Statistik, Statistics
- 35 Definitioner, Definitions
- 36 Enheter, Units
- 37 Installerad effekt, Installed capacity
- 40 Det nordiska högspänningssnätet,
The grid system in the Nordel countries
- 44 Elenergiomsättning, Electric energy turnover
- 46 Elproduktion, Electricity production
- 48 Elenergiutbytet, Power exchange
- 50 Elförbrukningen, Electricity consumption
- 52 Prognoser, Forecasts
- 54 Total energitillförsel, Total energy supply
- 55 English Summary
- 77 Nordel
- 78 Nordels medlemmar, Members
- 79 Nordels utskott, Committees



Nordel är en sammanslutning för nordiskt elkraftsamarbete. Nordel består av ledande personer inom kraftförsörjningen i Danmark, Finland, Island, Norge och Sverige. Det är ett rådgivande och rekommenderande organ med syfte att befrämja internationellt, främst nordiskt samarbete beträffande produktion, distribution och konsumtion av elenergi.

Nordel 1983

268

Elförbrukningen inom Nordelländerna ökade med 6.1 % jämfört med 1982. Danmark redovisar den minsta och Sverige den största ökningen.

Vattenkraftproduktionen som är basen i Nordens elproduktion svarade under 1983

för 67.4 % av elproduktionen inom Nordel. Detta är nästan 3 % mer än 1982. Kärnkraftproduktionen svarade 1983 för 20.3 % av Nordels elproduktion.

Oljans andel i elproduktionen är mycket liten i Nordel-systemet. Oljeproducerad elkraft förekommer nästan enbart i kombination med fjärrvärmeproduktion eller ångproduktion för industriellt

bruk. I Danmark produceras el nästan enbart med kol. Kärnkraft produceras i Finland och Sverige.

Kraftutbyttena mellan Nordelländerna var rekordstora under 1983. Norge var tack vare den goda vattenkrafttillgången under året nettoexportör medan Danmark, Finland och Sverige var nettoimportörer av olika omfattning.

Fig 1. Bruttoförbrukning TWh exkl elpannor
Gross consumption TWh excl electric boilers



Fig 2. Förbrukningsändring i % exkl elpannor
Annual change excl electric boilers

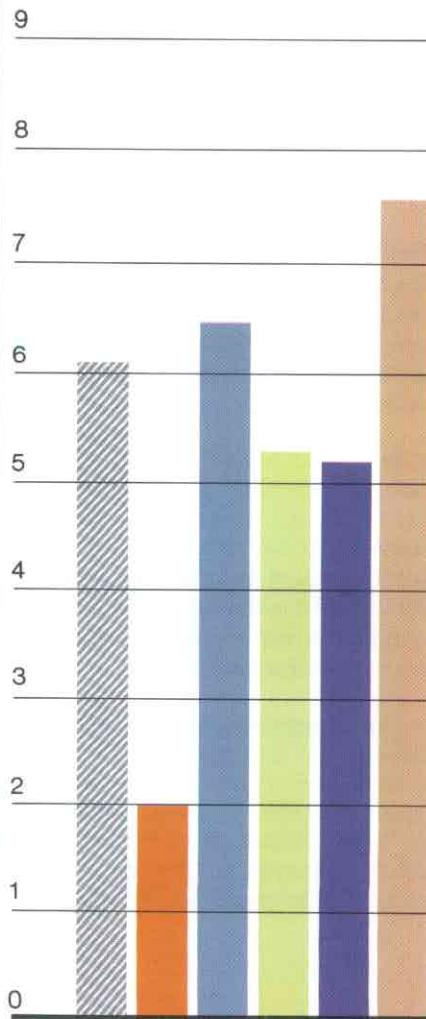
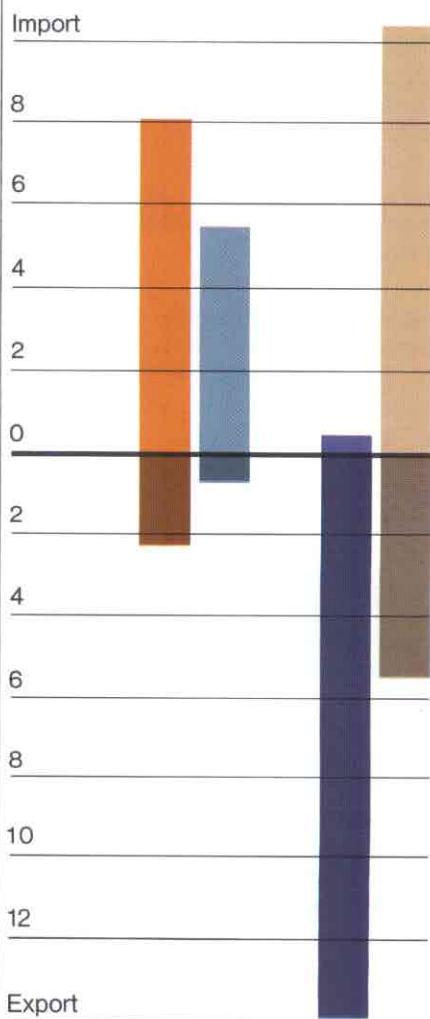


Fig 3. Total export och import TWh
Total export and import



Nordels verksamhet 1983

Nordel har under året hållit årsmöte den 25 augusti i Bergen, Norge. Vid årsmötet lämnades rapporter om aktuell kraftsituation i Norden och om prognoserna för de närmaste åren. Arbetet i Nordels utskott och grupper rapporterades. Nordels kontaktmän och representeranter i olika internationella organisationer redogjorde för sitt arbete.

Driftutskottets rekommendationer för koordinerat frekvensstyrтt närvärn i det synkrona Nordel-området godkändes. Specialartikeln på sidan 23 i denna årsberättelse beskriver frekvenshållning och är en god introduktion i ämnet.

Planeringsutskottet presenterade rapporten »Optimert utbygning av Nordelsystemet«. Rapporten föranleddes mycket diskussion. En mycket kort sammanfattning som kan ses som en komplettering till scenario-rapporten »Nordenergi 2020« finns på sidan 31.

Frågan om gemensamma nordiska normer för svavelutsläpp diskuterades och Värmekraftutskottet fick i uppgift att följa frågan, vilket man gör via en ad-hoc-grupp.

Vid årsmötet avgick direktör Eirikur Briem och som ny isländsk medlem invaldes direktör Halldor Jonatansson. Nordels ordförande Göran Ekberg framförde Nordels tack till Briem och önskade Jonatansson välkommen.

Under året har Nordel arbetat med att knyta kontakter och informera myndigheter, departement, Nordiska Rådet och Ministerrådet. Informationsutskottet har tagit fram en serie nyhetsbrev och en ny version av Nordel-broschyren. Möten har

hållits med ämbetsmän och nationella delegater i Nordiska Rådet. Dessutom har representanter för Nordel haft nöjet att vid två tillfällen ha en dialog med Nordens energiministrar. Vid Nordiska Rådets session i Stockholm visades en utställning som sammanfattade nyhetsbreven. Sveriges energiminister Birgitta Dahl invigde utställningen och en gemensam presskonferens hölls med de nordiska energimistrarna och Nordel.

Driftutskottet

Utskottet har liksom tidigare fortlöpande behandlat aktuella samkörningsfrågor, såsom kraftsituationen i de nordiska länderna, kraftutbytena länderna emellan, driftsäkerhet och drifttekniska frågor, samt störningar inom det nordiska kraftsystemet.

För att kunna bedöma kraftsituationen under de närmaste tre åren har man upprättat effekt och energibalanser avseende denna tidsperiod. Kraftbalanserna bedöms som mycket goda.

Inom Nordel har elförbrukningen klart ökat. Detta är speciellt markant i Finland, Norge och Sverige. En betydelsefull orsak till förbrukningsökningen är uppgången inom industrin. I Sverige är dessutom övergången från oljevärmе till elvärmе en bidragande orsak.

Vattenkraftsituationen i Nordelsystemet har under 1983 varit mycket gynnsam. Vårfloden inträffade något tidigare än normalt och blev större än normalt. Även höstfloden blev mycket stor. För Sveriges och Norges del betydde det att man ef-

ter höstfloden hade de högsta magasinlägena som man har haft i den sista tioårsperioden. Under 1983 späldes förbi driftklara aggregat ca 7 TWh i Norge och Sverige.

Kärnkraften har fungerat mycket väl under 1983. Under året nedreglerades — av kraftbalansskäl — kärnkraftproduktionen med ca 2 TWh, främst i Sverige. Detta med anledning av den mycket goda vattenkraftsituationen.

Kraftutbytena mellan länderna har under året varit mycket stora. Den höga vattenkraftproduktionen har medfört mycket stor export från Norge till Danmark och Sverige, samt från Sverige till Danmark. Relativt stor export har även förekommit från Sverige till Finland.

Driftutskottet har under 1983 för den aktuella kraftsituationen fördat att

- restmagasinen fördelas inom Nordel-systemet, så att bästa utjämning av öVERRINNINGSRISKEN erhålls
- produktion baserad på fossila bränslen minimeras
- mesta möjliga export till Danmark eftersträvas inklusive vidareexport till Tyskland
- leveranser till elpannor utnyttjas maximalt
- installation av ytterligare elpannor påskyndas och att skattereglerna anpassas härtill

Den 27 december 1983 drabbade en stor driftstörning i Sverige allvarligt den nordiska elkraftförsörjningen. Ett samlingsknefelf i en

400 kV transformatorstation nära Stockholm medförde att storkraftssystemet i södra och mellersta Sverige bröt samman. Samtliga kärnkraftblock i Sverige löste ut liksom de flesta av samkörningsförbindelserna mellan länderna. 11 400 MW förbrukning — av totalt 17 000 MW — kopplades bort. För de drabbade områdena varade avbrotten mellan en och sex timmar. 24 GWh elförbrukning avstängdes under störningen, vilket motsvarar 120 systemminuter enligt Nordels definition. Också delar av Danmark drabbades. I samband med bortkopplingen av Sverigeförbindelsen skedde ett produktionsbortfall på Själland. Därför kopplades automatiskt ca 30 % av den aktuella förbrukningen bort. Vid återuppförbundenheten efter störningen bidrog import från Norge med 1 200 MW och från Danmark med 1 000 MW väsentligt till att minska avbrottstiderna i Sverige.

Driftutskottet har under 1983 påbörjat en uppföljning av alla kraftutbyten mellan Nordel-länderna. Målsättningen är att analysera om optimala utbyten sker ur totalekonominisk aspekt. Resultatet avses utgöra underlag för en kommande översyn av 1971 års regler för nordiskt elkraftsamarbete.

Vid Nordels årsmöte 1983 godkändes Driftutskottets förslag till *Rekommendationer för frekvensstyrkt nätvärn i det synkrona Nordel-området*. Dessa rekommendationer omfattar regler för automatisk belastningsfrånkoppling i ett antal frekvenssteg, samt automatisk ändring av överföring på likströmsförbindelser.

Utskottet har behandlat frågan om reglerstyrkans storlek under låglasttid. En provperiod med sänkt reglerstyrka har genomförts under sommaren 1983. På grund av den rika vattensituationen har det inte varit möjligt att under provperioden i nämnvärd omfattning driva systemet vid reducerat reglerstyrkekrav. En motsvarande provperiod kommer därför att genomföras under 1984.

Prov med nya inställningar av dämpningsinställningar i kraftstationerna har påbörjats. Nya inställningar som bidrar till bättre dämpning av kraftsystempendlingar kommer att idrifttas successivt.

Utskottet har beslutat att en studie av Nordel-systemets torrårssbalans 1990 ska genomföras.

I början av maj 1983 hade utskottet ett gemensamt möte i Frankrike med sin motsvarighet på kontinenten, UCPTE, varvid värdefullt erfarenhetsutbyte skedde. Nästa möte planeras ske i oktober 1984 i Sverige.

Direktör Rolf Wiedswang överlämnade under året ordförandeskapet till driftchef Arne Ring-Nielsen.

Planeringsutskottet

1982 pekade Planeringsutskottet i *Nordenergi 2020* på att det kunde finnas ytterligare ekonomiska fördelar att vinna i Nordel-samarbetet om man kunde betrakta det samkörande nordiska elsystemet som en enhet utan nationsgränser. För att närmare analysera detta har en arbetsgrupp gjort en översiktlig studie om *fördelarna av ett utvidgat nordiskt elsamarbete*, (optimeringsstudien). Studien omfattar perioden fram till år 2000. Samordningen vad gäller högspänningssnätet har redan kommit så långt att man i huvudsak kan betrakta det samkörande systemet som en enhet. Den nu gjorda studien har därför koncentrerats till fördelarna av ytterligare samordning på produktionsområdet. Tre utbyggnadsalternativ för produktion har studerats. Alternativen belyser olika förutsättningar om utbyggnad av vattenkraft, kärnkraft och kolkondens. Vart och ett av alternativen behandlas vid förutsättning av 4 %, 7 % och 9 % kalkylränta. Resultatet är att det i stadium år 2000 skulle finnas förutsättningar för att reducera produktionsutbyggnaderna i det samkörande Nordel-systemet i alla de tre studerade utbyggnadsalternati-

tiven. I det alternativ som förutsätter fortsatt vattenkraft- och kärnkraftsutbyggnad är reduktionen liten. En kortfattat presentation av resultaten finns på sidan 31.

I studien har man inte kunnat ta hänsyn till alla de väsentliga faktorer som kan antas påverka beräkningsresultatet. Planeringsutskottet förbereder noggrannare analyser av de osäkerheter som gäller.

En *arbetsgrupp för produktionsfrågor* har tillsats under hösten. Gruppen, som tills vidare har formen av en ad hoc-grupp, ersätter tidigare kontaktmän för produktionsfrågor. Produktionsgruppen kommer att starta sin verksamhet med insamling och systematisering av data för produktionsanläggningar i Nordel-systemet. Man ska också kartlägga olika beräkningsmodeller för produktionsstudier och bedöma dessa modellers användbarhet för olika slags undersökningar. En viktig uppgift för gruppen blir vidare att svara för erforderligt produktionsunderlag för nätundersökningsgruppens studier om överföringskapacitet på samkörningsförbindelserna. Produktionsgruppen ska också delta i arbetet med att analysera osäkerheterna i optimeringsstudien.

Arbetet inom *nätundersökningsgruppen* har under året i hög grad koncentrerats kring studier om lämpliga överföringskapaciteter på samkörningsförbindelserna i stadium 1990. En rapport med förslag till Nordel-rekommendation planeras till Nordels årsmöte 1984. Övriga arbetsuppgifter för nätundersökningsgruppen är bl a att göra analyser av de osäkerheter som gäller i optimeringsstudien med hänsyn till eventuellt erforderliga nätutbyggnader för att klara ökade transporter länderna emellan.

Planeringsutskottet har under året redovisat rapporten *HVDC Transmission in the Nordic Countries*. Den har i första hand tagits fram som ett underlag för pågående arbete inom ECE:s elkommitté

Nordels verksamhet 1983

(ECE = Economic Commission for Europe) om utökat elsamarbete mellan Väst- och Östeuropa. Likström är därvid ett attraktivt alternativ.

Nordel har uppdragit åt Planeringsutskottet att hålla sig å jour med utvecklingen inom nya förnybara energislag. Därför har utskottet redovisat en *kartläggning av projekt inom områdena vindenergi och geotermisk energi*, där kraftföretag deltar eller där de har god information om verksamheten. Rapporten godkändes vid Nordels årsmöte 1983.

En *ad hoc-grupp för värmepumpfrågor* har tillsatts för uppföljning av aktiviteter i de nordiska länderna inom värmepumpområdet.

Som svar på en förfrågan från Nordiska Ministerrådets ämbetsmannakommitté för energipolitik pågår i samarbete mellan Planerings- och Värmekraftutskotten arbete med att ta fram en rapport om *kostnader för olika slags kraftproduktion*.

Arbete pågår inom Planeringsutskottet med rapporter dels om *kalkylränta och kalkylmetoder*, dels om *leveranssäkerhetskriterier för produktion* som används av kraftföretagen i de nordiska länderna. Rapporterna planeras framlagda till Nordel under 1984.

I samarbete mellan Planerings- och Värmekraftutskotten och NKA (Nordisk Kontaktorgan för Atomenergispörgsmål) pågår förberedelsearbete för ett *seminarium om kärnkraftekonomi*. Planerad tidpunkt för seminariet är vintern 1984/85.

Inom Planeringsutskottet förbereds studier med anknytning till samlingsrubriken *Elenergins roll i totala energibilden*. Under 1983 har gjorts viss insamling och bearbetning av statistikmaterial om elenergi- och totalenergiutvecklingen i de nordiska länderna.

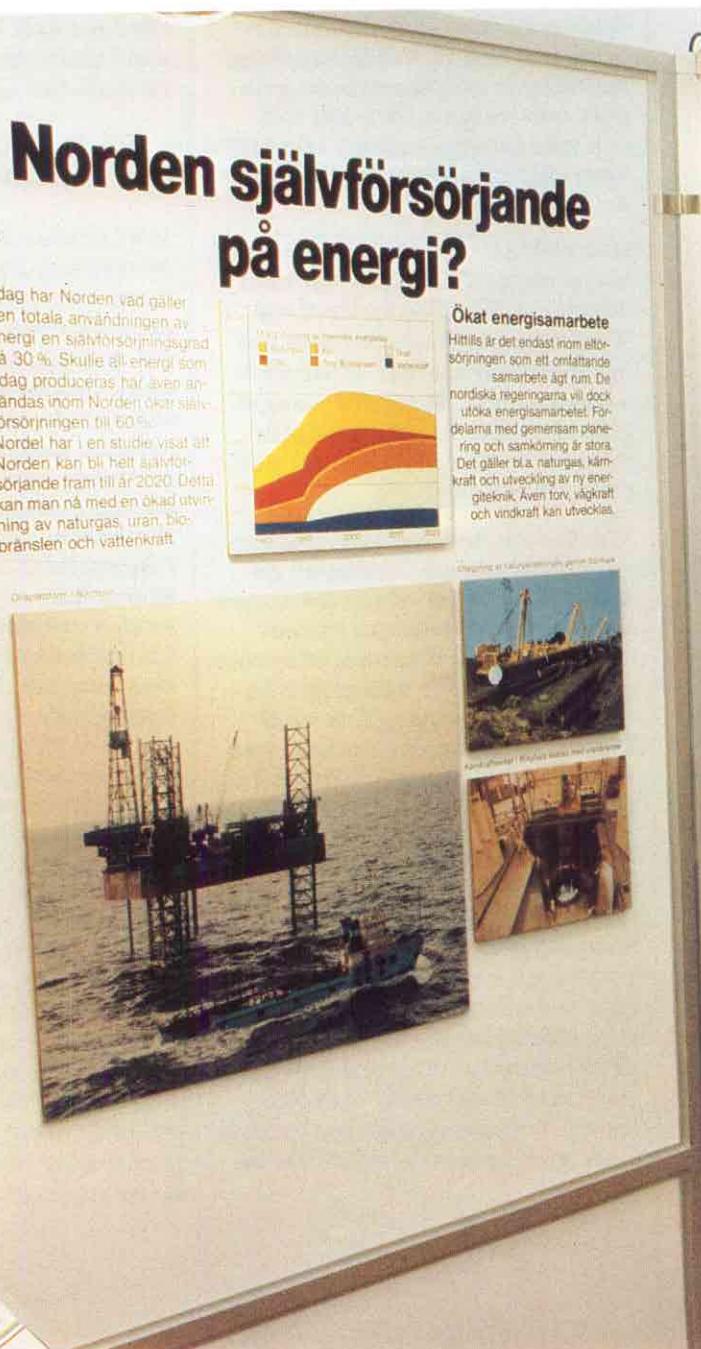
Nätundersökningsgruppens ordförande deltar som Nordels representant i en *arbetsgroup inom Unipe-de* som studerar verlig effektöverföring på samkörningsförbindelserna i Västeuropa i relation till den möjliga överföringen. Planeringsutskottet har redovisat underlag till denna grupp beträffande de nordiska samkörningsförbindelserna. Unipe-de-rapporten planeras bli klar hösten 1984.

Värmekraftutskottet

Under året har utskottet och dess undergrupper vid sammträden och genom seminarier befrämjt erfarenhetsutbytet inom värmekraftområdet i Norden. Frågor av större vikt har rönt särskild uppmärksamhet och hantering.

Kärnbränslegruppen konstaterar i sin årsrapport att tillgången på uran, anrikningskapacitet och resurser för bränsletillverkning i världen är gynnsam. Bränslecykelns slutsteg och kostnader för den totala bränslecykeln belyses speciellt i

Sveriges energimister Birgitta Dahl inviger Nordelutställningen vid Nordiska Rådets 32:a session.
The Swedish minister of Energy Birgitta Dahl opens the Nordel exhibition at the 32nd session of the Nordic Council.



rapporten. Nivån på de kärnbränsleanknutna kostnaderna för ett kraftverk som tas i drift 1995 beräknas uppgå till 0,06 å 0,07 SEK/kWh.

Utskottets drift- och underhållsgrupp har under året behandlat skilda frågor. Tillstånds- och värmeförbrukningskontroll hos värmekraftverk har getts speciell uppmärksamhet. Genom arbetsgruppens försorg har den årliga publikationen *Tillgänglighetsstatistik för Värmekraftverk* sammanställts. Denna redovisar tillgänglighets- och feldata för fossileldade

kondens- och kraftvärmeverk, kärnkraftverk samt gasturbiner. Vid ett speciellt möte för underhållschefer utbyttes erfarenheter, bl a om underhållsstrategier, ADB-baserade underhållssystem och underhållsrutiner för ångpannor och turbiner.

Utskottet har under året avhållit två seminarier. Vid det ena seminariet presenterades det svenska *Kol-Hälsa-Miljö*-projektet, vilket redogör för hur hälso- och miljöproblem ska angripas vid en omfattande användning av kolkraft i Sverige. Vid det andra seminariet, *Materialproblem inom värmekraftverken*,

diskuterades frågor såsom livslängden hos kraftverkskomponenter, olika korrosionsproblem samt materialval.

Värmekraftutskottet har under året fått i uppdrag av Nordel att följa det nordiska arbetet om gemensamma normer för svavelutsläpp för att ge kraftindustrin möjlighet till vederbörlig insyn i det fortsatta arbetet inom Nordiska Rådet.

Efter framställan från Nordiska Ministerrådet har utskottet tillsammans med Planeringsutskottet påbörjat en kartläggning åt Ministerrådet om förväntade kostnader för olika slag av kraftproduktion inom Norden.

Forsknings- och utvecklingsarbetet inom värmekraftområdet har fortsättningsvis följts upp av utskottet. Speciellt intresse har ägnats arbetet inom NKA (Nordiska Kontaktorganet för Atomenergifrågor), vars projekt *Mänsklig tillförlitlighet (LIT)*, diskuterats i utskottet. Vissa projekt inom kärnkraftområdet ska bevakas liksom projekt angående avsvavling och behandling av flygaska.

Bland övriga frågor som utskottet berört kan nämnas:

- användning av livstidskostnadsanalyser (LCC)
- information till allmänheten om kärnkraftens avfalls- och säkerhetsproblem

Som ny medlem under året har tillkommit driftchef B Møller Jensen från Sønderjyllands Højspændingsværk.



Danmark

Økonomisk udvikling

Der skete i 1983 en mærkbar lettelse af de balanceproblemer, som har kendtegnet Danmarks økonomi i de senere år. Underskuddet på betalingsbalancen blev nedbragt til 10,5 mia. kr mod 18,5 mia. kr i 1982. Væksten i priser og indkomster blev halveret. Og samtidig er der sket et kraftigt fald i det indenlandske renteniveau. Endelig standsede flere års vækst i ledigheden. Det sæsonkorrigerede ledighedsniveau har således stort set ligget uændret siden foråret 1983, hvilket indebærer, at beskæftigelsen i den private sektor for første gang i en årrække har været stigende.

Dette gunstige forløb skyldes omfattende økonomisk-politiske indgreb, og faktorer udefra har også spillet en rolle. Energipriserne og det internationale renteniveau har været faldende. Desuden har industrien nydt godt af forbedrede afsætningsvilkår på eksportmarkederne, efter at der har vist sig klare omend svage tendenser til en forbedring af de internationale konjunkturer.

De forbedrede afsætningsvilkår førte i 1983 til en produktionsfremgang i de private by erhverv på 3 % (2). Væksten i bruttonationalproduktet holdt sig dog uændret på 2,5 %, da væksten i den offentlige sektor blev svagere.

Det lysere billede, som tegnede sig for økonomien i 1983, ventes at holde også i 1984. Beskæftigelsen, indkomster, priser og underskud på de offentlige finanser ventes således fortsat at udvikle sig positivt, hvorimod der må ventes en forværring af betalingsbalancen.

Energipolitik

Den danske regering bekræftede i 1983 de energipolitiske hovedlinier,

som hidtil har haft bred opbakning. Den flerstregede energipolitik skal således fortsat have som målsætning at sikre samfundet energi til lavest mulige omkostninger, mindske sårbarheden over for forsyningssvigt samt øge effektiviteten ved energianvendelse.

Efterforskning og indvinding af egne energikilder er søgt fremmet mest muligt, bl.a. ved at der er taget skridt til at inddrage et antal nye olie- og naturgaskoncessionshavere i arbejdet. Den hidtidige ene-koncessionshaver, Dansk Undergrunds Consortium, indvandt i 1983 ca. 2,5 million tons olie, svarende til ca. 15 % av

Danmarks bruttoenergiforbrug. I 1984 inledes naturgasproduktionen, og sideløbende øges olieproduktionen yderligere.

Elværkernes målbevidste indsats for omlægning fra oliefyning til kulfyring, som i 1983 førte til en kulandel i kraftværkernes samlede brændselsforbrug på 96 %, er i fuld overensstemmelse med den energipolitiske målsætning. Denne har også medført, at kraftværksudvidelser gennemføres som kraftvarmeenheder, placeret hvor kraftvarme med fordel kan udnyttes.

Elsektoren spiller en væsentlig rolle



Nordens verksamhet 1983

på flere områder i Danmarks varmeplanlægning dels gennem den nævnte forsyning med kraftvarme i de tættest bebyggede områder, og dels gennem elvarme. Denne skal sammen med en række andre alternative energikilder med tiden erstatte en væsentlig del af oliefyningen til opvarmingsformål i de områder, som ikke med fordel kan forsynes med enten kraftvarme eller naturgas.

Overgangen til kulfyring er ikke uden problemer. Dels er det vanskligt at vinde accept for deponering af den aske, som ikke nyttiggøres, og af fremtidige afsvovlingsprodukter, dels kan import fra politisk følsom-

me områder give problemer. Folketingen og regeringen har således i 1983 henstillet til de danske elværker at afvikle den betydelige kulimport fra Sydafrika inden 1990. På baggrund af Sydafrikas dominerende stilling på kulmarkedet vurderer et

udvalg med repræsentanter fra Energiministeriet, Udenrigsministeriet og elværkerne muligheder for og konsekvenser af at afvikle kulimporten fra Sydafrika.

På kernekraftområdet har de danske elværker bistået Energiministeriet med oplysninger om nukleare brændselspriser samt anlægspriser for kul- og kernekraftanlæg. Oplysningerne indgår i ministeriets sammenlignende vurdering af kul- og kernekraft. Myndighederne har i 1983 fortsat arbejdet på en redegørelse om sikkerheden ved anvendelse af kernekraft og vurderingen af elværkernes undersøgelse vedrørende

*ELSAM är Danmarks tredje största rederi.
ELSAM is also a shipping company.*



Nordens verksamhet 1983

deponering af højaktivt affald. Myndighedsarbejdet er planlagt færdigt i foråret 1984, hvorefter rapporterne kan indgå i grundlaget for stillingtagen til anvendelse af kernekraft i Danmark.

Elproduktion og forbrug

I 1983 importerede danske elværker ca. 8,1 TWh fra Sverige og Norge og eksporterede i alt 2,4 TWh — hovedsagelig til Vesttyskland. Nettoimporten på 5,7 TWh dækede ca. 23 % af landets elforbrug mod ca. 15 % i 1982 og ca. 30 % i 1981.

De resterende 77 % af elforbruget i 1983 produceredes på kul- og oliefyrede kraftværker, delvis i samproduktion med fjernvarme i kraftvarmeverker. Produktionen på 19,2 TWh var ca. 8 % mindre end i 1982.

Udgifterne til produktion og import af el blev i 1983 lavere end budgetteret. Årsagen var dels lavere kulpriser end ventet og dels øget import af el til lavere priser end egne produktionsomkostninger. Dette har medvirket til, at elpriserne overalt i Danmark er sat ned.

Elforbruget i Danmark blev 24,9 TWh, en stigning på 2,0 % fra 1982. Stigningen er dermed en smule større end stigningen 1981—1982 til trods for, at de første måneder i 1982 var præget af usædvanlig streng vinter, hvorimod de tilsvarende måneder i 1983 var de mildeste i det seneste halve århundrede.

Brændsel

Elværkernes tilførsel af brændsel, som i 1983 næsten udelukkende bestod af kul, blev ca. 8,0 millioner tons. Heraf transporteredes ca. 15 % på ELSAM's skibe, hvis tonnage i 1983 forøgedes til 312.900 tdw. Dette elselskab blev dermed Danmarks tredjestørste rederi målt efter tonnage.

Hovedparten af det store danske program for ombygning til kulfyring på kraftværkerne er gennemført, og

programmet er antagelig færdiggjort i 1987. Resultatet er en stadig stigende kulandel i de danske kraftværkers brændselsforbrug, som i 1983 svarede til godt 8,3 millioner tons kul. Kulandelen var i det forløbne år som nævnt 96 % og må vente at ligge omkring 95 % eller højere, så længe der er store forskelle mellem priserne på kul og olie.

Det internationale kulmarked var præget af overproduktion. Vilkårene for kulkøberne blev bedre end ventet med lave spottilbud og generelt faldende priser. Prisniveauet er imidlertid herved blevet så lavt, at der give vil ske en tilpasning af produktionen til efterspørgslen for at stabilisere udviklingen. Priserne ventes efter en tid at stige igen.

Elværkernes kulkøb er spredt på op til otte lande, bl.a. for at mindske virkningerne af eventuelle forsyningssvigt fra et enkelt leverandørland. Den mest markante ændring af spredningsmønstret i 1983 blev en reduktion af USA-leverancernes andel. Årsagen var svigtende konkurrenceevne bl.a. som følge af høje jernbanefrakter. I stedet har især polske kul hævdet sig, en tendens, der ventes at fortsætte.

Udbygning

På Sjælland blev ombygningen af Stigsnæsværkets blok 1 på 143 MW færdiggjort i 1983. Dette er efter planerne den sidste ombygning fra oliefyring til kul-/oliefyring øst for Store Bælt.

To danske kraftværker var under udvidelse i 1983, begge med kraftvarmeeenheder: Studstrupsværket nord for Århus med to udtagsenheder à 350 MW til idriftsættelse i 1984 og 1985, og H. C. Ørsted værk i København, hvor en modtryksenhed på 88 MW idriftsættes i 1985. H. C. Ørsted-blokkens maksimale elektriske ydeevne bliver de 88 MW + 182 MJ/sek vand, medens den maksimale varmeydelse bliver 224 MJ/sek damp + 49 MW el. Studstrup-blokkens elektriske ydeevne reduceres til 2 ×

245 MW med den maksimale varmeydelse på 2 × 480 MJ/sek.

I det nordlige Jylland er ombygningen til kulfyring af Nordkraft's blok 1 på 269 MW indledt, og blokken ventes atter i drift medio 1986.

Forstærkningen af 400 kV forbindelsen mellem Sjælland og Sverige er indledt og ventes færdiggjort i 1985.

I 1983 blev der truffet endelig beslutning om næste udbygning i Sjællandsområdet, omfattende to kraftvarmeeenheder ved København. De to enheder på hver 235 MW bliver henholdsvis Amagerværkets blok 3 til idriftsættelse oktober 1989 og Avedøreværkets første blok til idriftsættelse februar 1991. Tidplanen bliver fulgt. De første myndighedsgodkendelser og placering af ordrer ventes i 1984.

Elværkerne øst for Store Bælt besluttede i 1983 at bygge en vindmøllepark i Sydsjælland. Parken ventes fuldt udbygget i 1986 og vil da bestå af fem ens anlæg med en samlet ydeevne på ca. 3,8 MW. Herudover ventes etableret en række mindre vindmølleparkes, hver på ca. 1 MW fortrinsvis i privat regie.

Der er fremskaffet aftalegrundlag for en forbindelse mellem det østdanske og vestdanske elsystem i form af en 350 MW højspænd jævnstrøms sokkelforbindelse. Sagen er endnu ikke behandlet i respektive elselskabers bestyrelser.

Udbygningsplanerne omfatter desuden en ombygning til kul-/oliefyring af NEFO's blok 2 på 305 MW i det nordlige Jylland. Arbejdet ventes gennemført i perioden 1985 til medio 1987.

Endelig fortsætter arbejdet med mindre kraftvarmeverker. Danmarks første naturgasfyrede kraftvarmeverk på 2 MWe blev indviet på Fyn i 1983. Desuden er det besluttet at opføre et forsøgsanlæg med 5 MWe ydeevne på Danmarks tekniske Højskole.

Finland

Ekonomin utveckling

Den internationella lågkonjunkturen som fortgått sedan andra oljekrisen vände mot högkonjunktur i början av 1983. OECD-ländernas totala produktion ökade under året med 2 %. Till följd av ökad växsexport blev den ekonomiska aktiviteten i Finland något livligare under 1983. Bruttonationalprodukten ökade med 3,5 % till FIM 265 miljarder. Industriproduktionens volym steg med 3,5 %. Importen ökade med 5 % till ett värde av FIM 83 miljarder. Värdet av energiimporten steg från föregående år till FIM 18,9 miljarder, vilket utgör 23 % av importens totalvärde 1983. Exporten ökade med 4 % och underskottet i bytesbalansen steg till FIM 5,3 miljarder. Konsumentpriserna steg under året med i genomsnitt 8,4 %.

Antalet arbetslösa fortsatte att stiga under året och utgjorde i genomsnitt 156 000, vilket motsvarar 6,1 % av arbetskraften. I december 1983 var 157 000 personer arbetslösa, dvs 6,2 % av den arbetsföra befolkningen.

Energipolitik

Energipolitiskt program. Statsrådet antog ett nytt energipolitiskt program i februari 1983. I programmet har man beaktat förändringarna i energisituationen under de senaste åren.

Stamplan för elförsörjningen. I oktober godkände statsrådet stamplanen för elförsörjningen för åren 1983–1992. I planen tog statsrådet inte ställning till utbyggnad av vattenkraften och inte heller till det föreslagna 1 000 MW kärnkraftverket.

Kärnenergilagstiftningen. I september utsåg statsrådet en ministergrupp att bereda regeringens proposition

till en ny kärnenergilag. Som grund för beredningsarbetet har handels- och industriministeriet utarbetat ett lagförslag som i huvudsak bygger på betänkanden från kommissionen för kärnenergilagen och utlåtanden om dessa.

Energiförbrukningen

Den något livligare ekonomiska utvecklingen ledde till att konsumtionen av primärenergi ökade något under senare hälften av året och uppgick till ca 221 TWh för hela året.

(De olika energislagen har omvälvats till primärenergi enligt värmeinnehåll. Vattenkrafen, kärnkraften och elimporten har till skillnad från officiell praxis omvälvats enligt energiinnehåll, dvs med omvandlingsfaktorn 1.) Elektricitetens relativas andel av den totala energiförbrukningen fortsatte att öka. Den inhemska insatsen i energiproduktionen ökade från 28 % 1982 till 29 % 1983. Brännoljeförbrukningen minskade betydligt och det ledde till att oljans andel av den totala energiförbrukningen sjönk till ca 46 %. Då

*Linjearbeten vid 400 kV-ledningen Olkiluoto-Kangasala
Construction work with a 400 kV line*



produktionen av konventionell kondenskraft var liten under året stannade också konsumtionen av stenkol på en låg nivå.

Elförbrukningen (brutto) steg under året med 6,4 % till 45 TWh. Ökningen var ett resultat av volymtillväxten inom industriproduktionen och ökad elanvändning inom speciellt industrin och fjärrvärmeproduktionen. Antalet eluppvärmda bostäder steg under året med 27 000 till sammanlagt 270 000. Största delen av de nybyggda småhusen är försedda med elvärme.

Elproduktionen

Kärnkraftproduktionen steg till 16,7 TWh, vilket motsvarade över 40 % av elproduktionen. Energiutnyttjningsfaktorn var hög, 87 %. Vattenkraftproduktionen var tack vare det goda vattenåret 13,4 TWh, dvs drygt 10 % större än normalt. Till följd av den goda vatten- och kärnkraftproduktionen stannade produktionen av mottryckskraft på fjolårets nivå, 8,8 TWh. De ovannämnda produktionsformerna och elimporten på 4,8 TWh stod för ca 97 % av den totala produktionen. Resterande 3 % producerades närmast med kolkondens.

Den fasta elimporten från Sovjetunionen var 4,1 TWh. Importen fortsätter i enlighet med nuvarande avtal med 4 TWh/år till slutet av 1989.

Industrins Kraft AB utförde under året effekthöjningsprov på sina båda kärnkraftenheter på vardera 660 MW i Olkiluoto. Effekten höjdes med 3 % till 680 MW.

Elleveranserna till elpannorna utgjorde 0,9 TWh. Elpannorna ersatte användningen av fossila bränslen i värmeproduktionen för fjärrvärme och industrin under låglasttid.

Konverteringar: På grund av kraftiga förskjutningar i bränslenas inbördes prisförhållanden har man konverterat sex oljedrivna kraftverk till kol- eller torveldning. Under året slutför-

des ombyggnaden av det sista — och till effekten största — av dessa, Kristinestad (220 MW).

Utbryggnader: Två vattenkraftverk, båda i Kymmene älvs, togs i drift under året: det nybyggda Anjalankoski (19 MW) och Klåsarö (5 MW) som renoverats. Mottryckskraftverken inom industrin utökades med Ingierois (37 MW) i Anjalankoski.

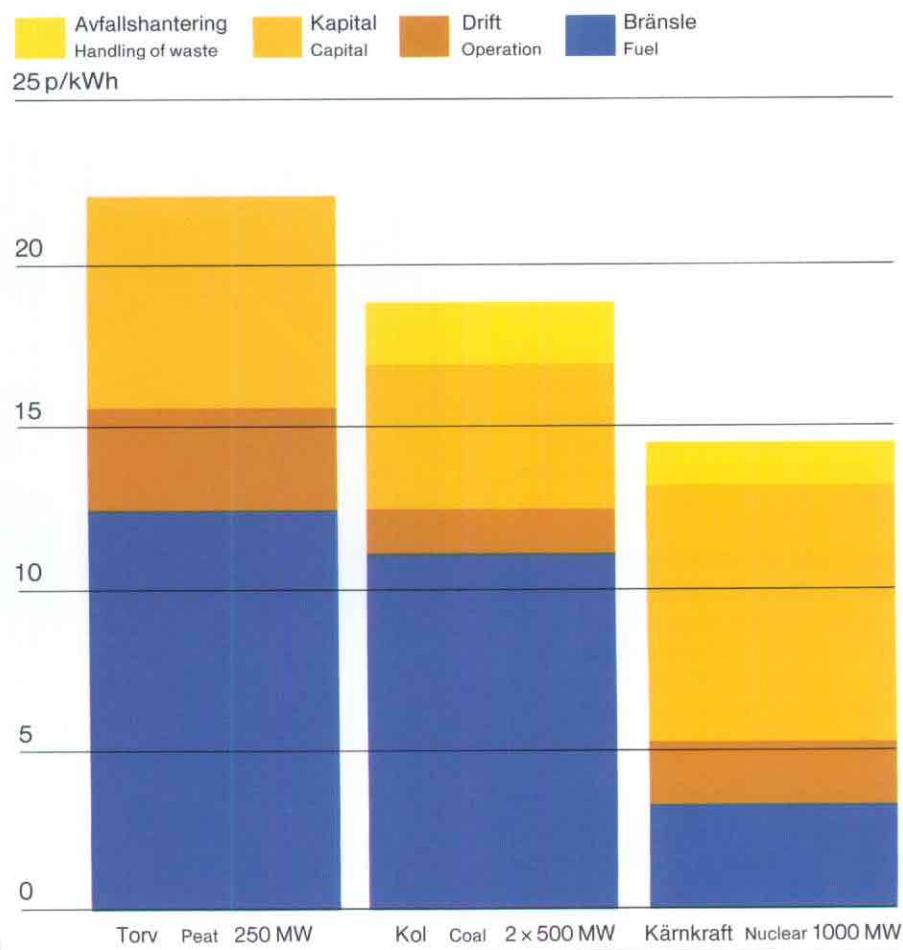
Ombyggnaden av Kotkan Höyryvoima Oy:s Mussalo I från kondenskraftverk till fjärrvärmefördrift slutfördes.

I Helsingfors är ett kraftvärmeverk på 140/270 MW (elektrisk/fjärrvärmeeffekt) under byggnad. Av vattenkraftverken planeras Vajukoski (21

MW) i Kitinenälven i Lappland bli färdigt under 1984. Dessutom har Imatran Voima Oy (IVO) börjat bygga ett torveldat kraftvärmeverk på 60/120 MW i staden Joensuu, och ett på 80/180 MW i staden Jyväskylä. Värmeleveranserna till de två städerna beräknas inledas 1986.

Utredningar: IVO slutförde sin utredning om ett nytt baskraftverk och överlämnade en redogörelse till handels- och industriministeriet. I redogörelsen ingick jämförelser av kondenskraftverk med beaktande av ekonomi, anpassning till elsystemet, driftsäkerhet och bränsletillgänglighet samt nationalekonomska och miljömässiga aspekter. Kärnkraften visade sig vara det bästa alternativet. Se fig 4.

Fig 4. Elproduktionskostnaderna i kärn-, kol- och torvkraftverk enligt en utredning gjord av Imatran Voima Oy
Production costs for nuclear, coal and peat power plants according to a study made by Imatran Voima Oy



IVO utredde också möjligheterna att utveckla den lokala energiförsörjningen i samarbete med kommuner och industrin.

Utdrdeningarna över de olika energiförsörjningsalternativen för huvudstadsregionen fortsatte. Bland annat utredes möjligheterna att använda naturgas för värmeproduktionen, och att utnyttja värme från kolkondenskraftverket i Ingå genom att bygga en rörledning till Helsingfors. Utredningen om en svensk fjärrvärmereaktor blev färdig.

Stamnätet

Den andra 400/110 kV transformatorn på 400 MVA i Lieto togs i drift under året. Cirka 400 km nya 110 kV-ledningar byggdes.

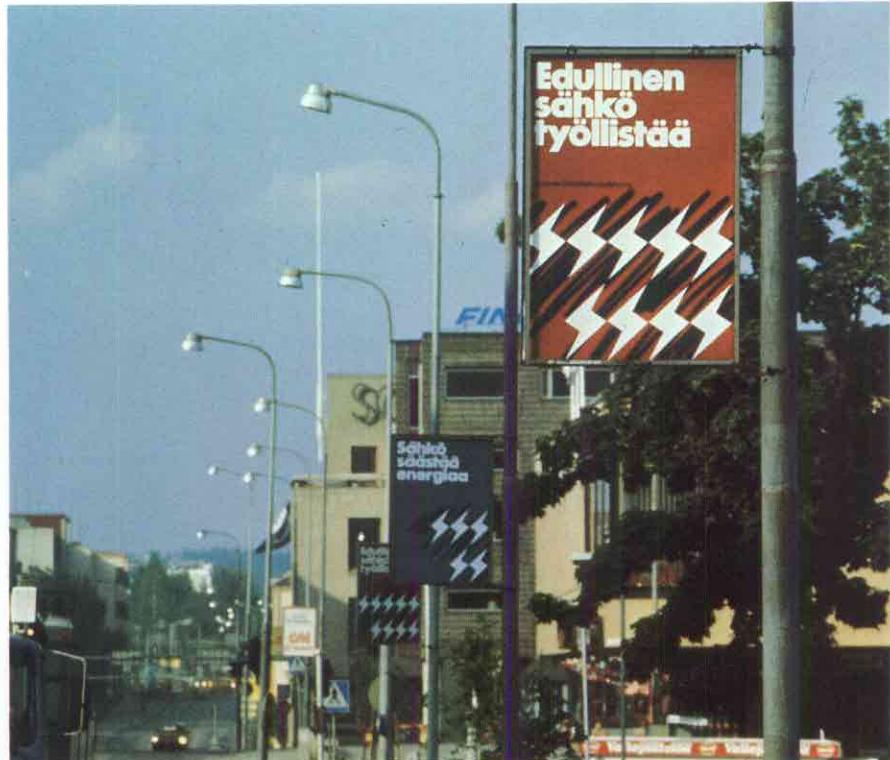
Byggnadsarbeten på en 400 kV-ledning Olkiluoto-Kangasala, 162 km, och på en transformator, 400/110 kV, i Kangasala pågick under året och beräknas bli slutförda under 1984.

Elpriserna

Strukturen och prisnivån på engrospriserna för el justerades två gånger under 1983, i början av april och i september. Justeringarna resulterade i att engrospiset sjönk något, sammanlagt ca 4 %. Medelpriserna för IVO's engrostarrifförsäljning sjönk med ca 12 % under året. Medelpriset för elverkens lågspänningstariffer sjönk med i genomsnitt 0,4 p/kWh till 32,3 p/kWh från december 1982 till december 1983.

Forsknings- och utvecklingsfrågor

Elvärme. IVO's småhusprojekt avslutades under hösten. Förutom att man följe uppvärmningen och energiförbrukningen i 1 000 småhus, utvecklade man också elvärmetekniken. Projektresultatet blev en objektiv bekräftelse på att elvärme är en ekonomiskt fördelaktig uppvärmningsform för småhus. Projektet fortsätter, nu med inriktning på äldre småhus.



Kampanj för billig el; i förgrunden konstaterades att billig el ger arbete, i bakgrundens att el sparar energi
Advertisement to inform the finnish public about the advantages of electricity

Värmepumpar: I Nykarleby och Forssa har man beslutat bygga demonstrationsanläggningar för fjärrvärmeproduktion med värmepumpar som utnyttjar kommunalt spillvatten och grundvatten. Frånluftvärmepumpar testades under året och installerades i några flervåningshus inom ramen för närvärmeutredningen (se nedan).

Kombinerad användning av el och bränslen (närvärme). Möjligheterna att producera uppvärmningsenergi för byggnader och industrin genom kombinerad (bivalent) användning av el och bränslen utreddes och provanläggningar byggdes. Potentialen har uppskattats till 7–8 TWh/år, varav elektricitetens andel kan vara 5–95 % beroende på driftläget.

Miljö och kärnkraftavfall. Jämförelserna av miljöpåverkningarna för olika energiproduktionsmetoder fortsatte och utnyttjades i samband

med baskraftutredningen. Utredningsarbetet vidgades till att omfatta studier, utveckling och optimering av lämpade tekniska lösningar för hantering och slutdeponering av kärnavfall.

Nya tillämpningar. Forskningen rörande inhemska bränslen fortsatte med torvmossundersökningar och utveckling av torvupptagningsmetoderna. IVO anlade under året en omfattande odling av vide för att studera olika videarter. Forskningsprogrammet för kärnbränslefrågor i samarbete med sovjetiska organisationer gav under året de första konkreta resultaten.

Demonstrationer av olika metoder för värmelagring i bl a berggrunden och salt i kombination med värmepumpar påbörjades. Undersökningen av möjligheterna till en mera rationell energianvändning inom små och medelstora industrier ledde till konkreta resultat.

Island

Elproduktionen

Elproduktionen i Island i 1983 udgjorde i alt 3 766 GWh (3 575), hvoraf 95,3 % (95,3) blev produceret ved vandkraft, 4,5 % (4,4) ved geotermisk kraft og 0,2 % (0,3) ved dieselkraft.

Bruttoforbruget udgjorde 3 766 GWh (3 575), hvoraf 3 499 GWh fastkraft og 267 GWh ikke-garantieret kraft. Tilvæksten i bruttoforbruget var 5,3 % (9,7). I 1983 tegnede kraftkrævende industri sig for 56,5 % (56,4) af bruttoforbruget. Dette voksede i 1983 med 5,5 % (12,2). Korrigeres der for en mindre rationering til kraftkrævende industri i de første måneder af 1982 kommer man frem til en stigning i totalforbruget i 1983 på 4,8 % (i stedet for 5,3) og i forbruget til kraftkrævende industri på 4,5 % (i stedet for 5,5). (Aktuelt forbrug i 1983 sammenlignet med potentielt forbrug 1982.)

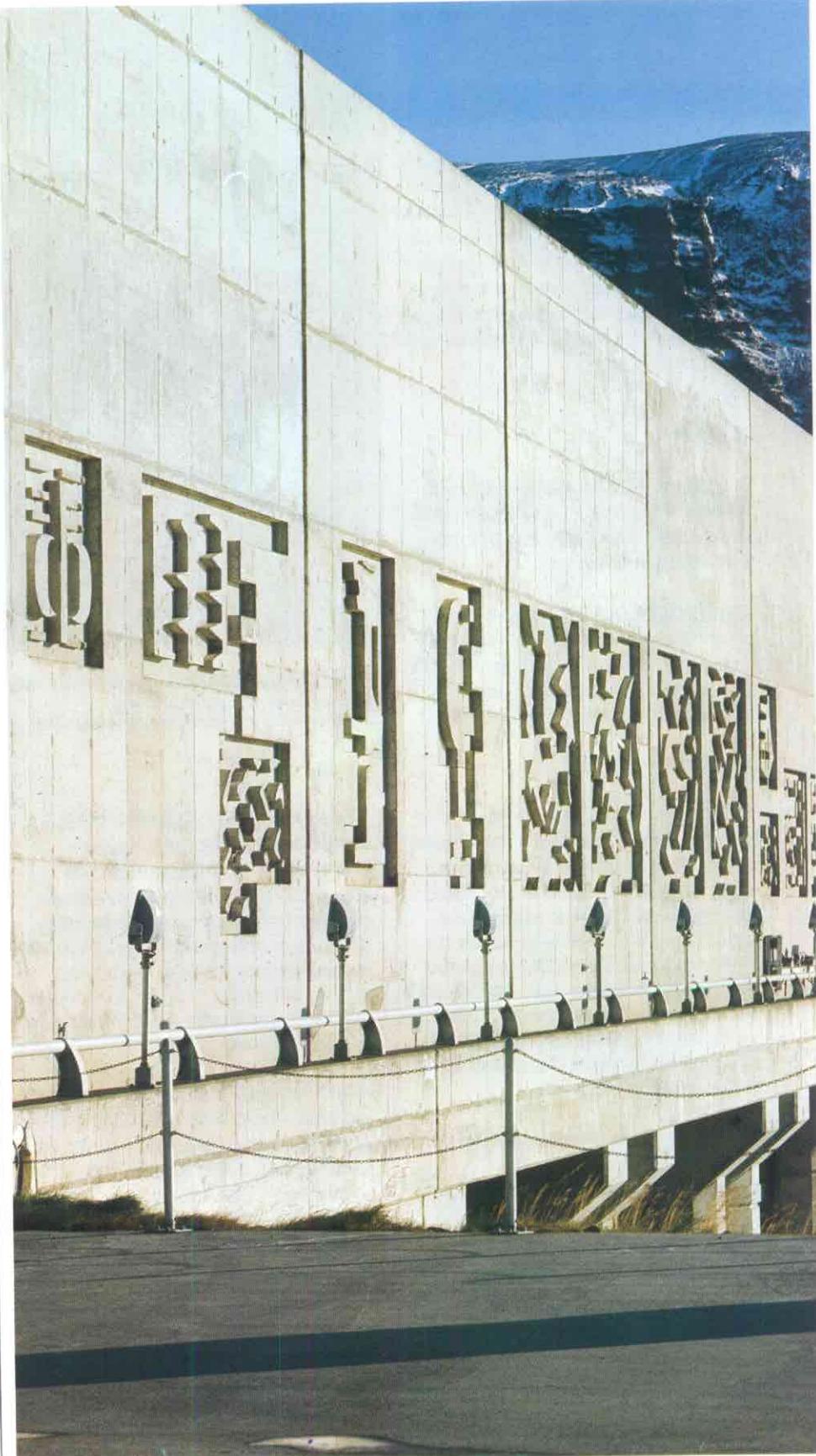
Det almindelige forbrug voksede med 5,1 % (6,7).

Installeret effekt i islandske kraftværker var ved udgangen af 1983 908 MW (904), hvoraf i vandkraftværker 752 MW (752), konventionelle varmekraftværker (diesel, kondens, gasturbiner) 127 MW (126) og i geotermiske værker 29 MW (26).

Tallet for geotermisk værker gælder disponibel effekt, snarere end installeret effekt. Den førstnævnte begrænses som før af den til rådighed stående mængde geotermisk damp. Krafla kørte på 20 MW ved årets udgang, og damp til yderligere 10 MW var bragt til overfladen, men endnu ikke ledet frem til kraftværket.

Primærnettet

Udbygning af 132 kV landsnettet fortsatte i 1983 med bygning af den





sidste 250 km strækning i en ringledning rundt Island, mellem Høfn i det sydøstlige Island vestpå langs sydkysten til vandkraftværket ved Sigalda på Sydlandet. Efter planerne skulle denne ledning være færdig til efteråret 1983, men på grund af nedskærninger i det offentliges investeringer som fulgte med den nye regerings økonomiske program til bekæmpelse af inflationen måtte arbejdet med den udskydes og den bliver tidligst færdig i 1984.

Energipolitikken

Island havde valg til Altinget i april og fik en ny regering sidst i maj. Den nye regerings energipolitik afviger ikke meget fra den forrige regerings, undtagen på ét punkt: kraftkrævende industri og udenlandsk investering i denne. Begge regeringer lægger i sit program stor vægt på den betydning for landets økonomi som en udnyttelse af energiresourcerne til energikrævende industri kan få i fremtiden, i en situation hvor både de vigtigste fiskebestande og landets vegetationsressourcer er overudnyttede. Men medens den forrige regering i sin politik lagde stor vægt på begrebet *effektiv islandsk kontrol* over energikrævende industribedrifter, hvilket ofte ville sige en islandsk aktiemajoritet i disse, så indtager den nye regering en mere fleksibel holdning angående udenlandske investeringer. Den har erklæret at en islandsk aktiemajoritet ikke altid er ønskelig f. eks. når der er tale om stor risiko. Hvert enkelt tilfælde må behandles for sig i denne henseende.

Regeringen nedsatte i sommeren 1983 det såkaldte storindustriudvalg, med det formål at fremme udviklingen af energikrævende industri i Island, herunder specielt at etablere kontakter med mulige udenlandske interesser og eventuelle samarbejdspartnere. Udvalget har haft vis-

se orienterende diskussioner med firmaer i forskellige lande, men det er endnu uklart hvorvidt de vil føre til konkrete resultater.

Forhandlinger med Alusuisse

Som omtalt i årsberetningen for 1982 var forhandlinger i gang mellem Islands regering og Alusuisse om revision af kraftprisen til dets islandiske datterselskab, ISAL, som pr. 1983-01-01 var 0,047 SEK/kWh (med dageldende dollarkurs, dvs. 6,475 mUSD/kWh).

Ved regeringsskiftet i maj 1983 var disse forhandlinger endnu uden resultat. Den nye regering genoptog dem og den 23 september 1983 undertegnedes en interim-overenskomst, hvorefter der til kontraktprisen, 0,0509 SEK/kWh (6,475 mUSD/kWh) kommer et pristillæg på 0,0081 SEK/kWh (1,025 mUSD/KWh) med tilbagevirkende kraft fra den 1 juli 1983 samt et yderligere tillæg på 0,0157 SEK/kWh (2,0 mUSD/kWh) fra den 23 september 1983. Kraftprisen, inklusive disse tillæg, bliver således 0,0747 SEK/kWh (9,5 mUSD/kWh) fra og med den 23 september 1983. Endelig kommer der endnu et tillæg på 0,0039 SEK/kWh (0,5 mUSD/kWh) såfremt aluminiumnoteringerne på London Metal Exchange (LME) overstiger 0,78 USD/lbs i 20 på hinanden følgende dage, hvilket endnu ikke er sket når dette skrives, 1 marts 1984. (Overenskomsten, ligesom selve kontrakten stipulerer prisen i mUSD. Omregningen til SEK baseres her på den kurs som gjaldt den 23 september 1983). Denne interimoverenskomst gælder indtil man er nået til enighed om en varig revision af hovedkontrakten, eller — hvis en sådan ikke er opnået før den 23 juni 1984 — på ubestemt tid med tre måneders opsigelsefrist.

*Kraftwerk och konst passar i isländsk natur. Burfall kraftstation 210 MW
Power plants and art go together*

Norge

Økonomisk utvikling

Bruttonasjonalproduktet økte med 3,3 % fra 1982 til 1983, en relativt sterk økning i forhold til de to foregående år. Veksten er fortsatt noe lavere enn den jevne veksten i 70-årene med en årlig økning på rundt 5 %.

Det er først og fremst oljevirksomheten som har bidratt til den store veksten i bruttonasjonalproduktet i 1983. Produksjonen av olje og gass var i 1983 på i overkant av 55 mill toe. Oljeutvinningen (utvinning, boring og rørlegging) andel av landets bruttonasjonalprodukt økte med 15 % fra ca 17 % till omlag 18,5 %, noe som hovedsakelig skyldtes utviding av produksjonskapasiteten på Statfjordfeltet.

I de øvrige næringer er vekstbildet noe mer variert. Bruttoproduktet gikk ned i konkurransesbeskyttede næringer og de deler av industrien som konkurrerer på hjemmemarkedet, mens det økte i industri som konkurrerer på det internasjonale markedet. Bl a har det vært en betydelig økning i den kraftintensive industrien. Også elektrisitetsforsyningen plasserer seg blant de viktigste vekstnæringene, men dette må ses på bakgrunn av de gode tilsigsforholdene i 1983.

Eksportoverskuddet (inkl. olje) målt som andel av bruttonasjonalproduktet var 8 %, omrent samme nivå som de to foregående år, men sammenlignet med gjennomsnittet for 70-årene er et eksportunderskudd på omlag 3 % snudd til et betydelig overskudd som følge av oljeaktiviteten.

Det private konsum målt i faste priser økte i 1983 med 1,5 %, noe høyere enn for de to foregående år.

Realinvesteringene i næringer uten-

om oljevirksomheten gikk ned med 6,6 %. Den sterkeste investeringssvikten var i sjøfart og industri.

Også i boligbygging var det betydelig nedgang i investeringene. Boligbyggingen var i 1983 betydelig lavere enn regjeringens målsettning.

Det var ingen vekst i den samlede sysselsetting fra 1982 til 1983, men store endringer i sammensetningen av sysselsettingen etter næring. Sysselsettingen i primærnæringer og industri gikk ned mens det var en tilsvarende vekst i de tjenesteytende næringene. Antall årsverk i norsk økonomi har holdt sig noenlunde konstant siden 1980.

1983 hadde den laveste veksten i antall sysselsatte på flere år, samtidig var det en betydelig vekst i arbeidsstyrken. Arbeidsledigheten nådde et nivå på 72 000 ved årsskiftet med et gjennomsnitt for året som helhet på 63 500 arbeidsledige.

Energipolitikk

Det ble i 1983 ikke lagt fram noen nye, viktige stortingsmeldinger som berørte energipolitikken generelt, men en rekke meldinger lagt fram i 1982 ble behandlet av Stortinget.

Stortingsmelding om nye og fornybare energikilder fikk generell tilslutning fra Stortinget, men det ble uttrykt ønske om å få en sterkere kobling mellom industriinteresser og forskning på disse energikildene.

Stortingets behandling av St. prp nr 130 (1981—1982), *Om kraftdekkingen i 1980-årene og forholdet til samlet plan for vassdrag*, ga også støtte til regjeringens opplegg, men det ble understreket viktigheten av å prioritere arbeidet med energiøkonomisering som et ledd i arbeidet med landets kraftoppdekking.

Gjennom Stortingets behandling av St. prp nr 157 (1982—1983), *Om medeiendomsrett for fylkene Rogaland, Hordaland og Nordland ved utbygging av statens vannkraft*, ble

medeierandelen for ett av fylkene hevet noe i forhold til regjeringens opplegg.

Forslagene til visse lettelsjer i pris- og leveringsbetingelser for kraft fra Statskraftverkene til kraftintensiv in-



dustri og treforedling som regjeringen la fram i St. prp nr 6 (1982—1983) ble gjennom Stortingets behandling på en rekke punkter endret i gunstigere retning sett fra industriens side.

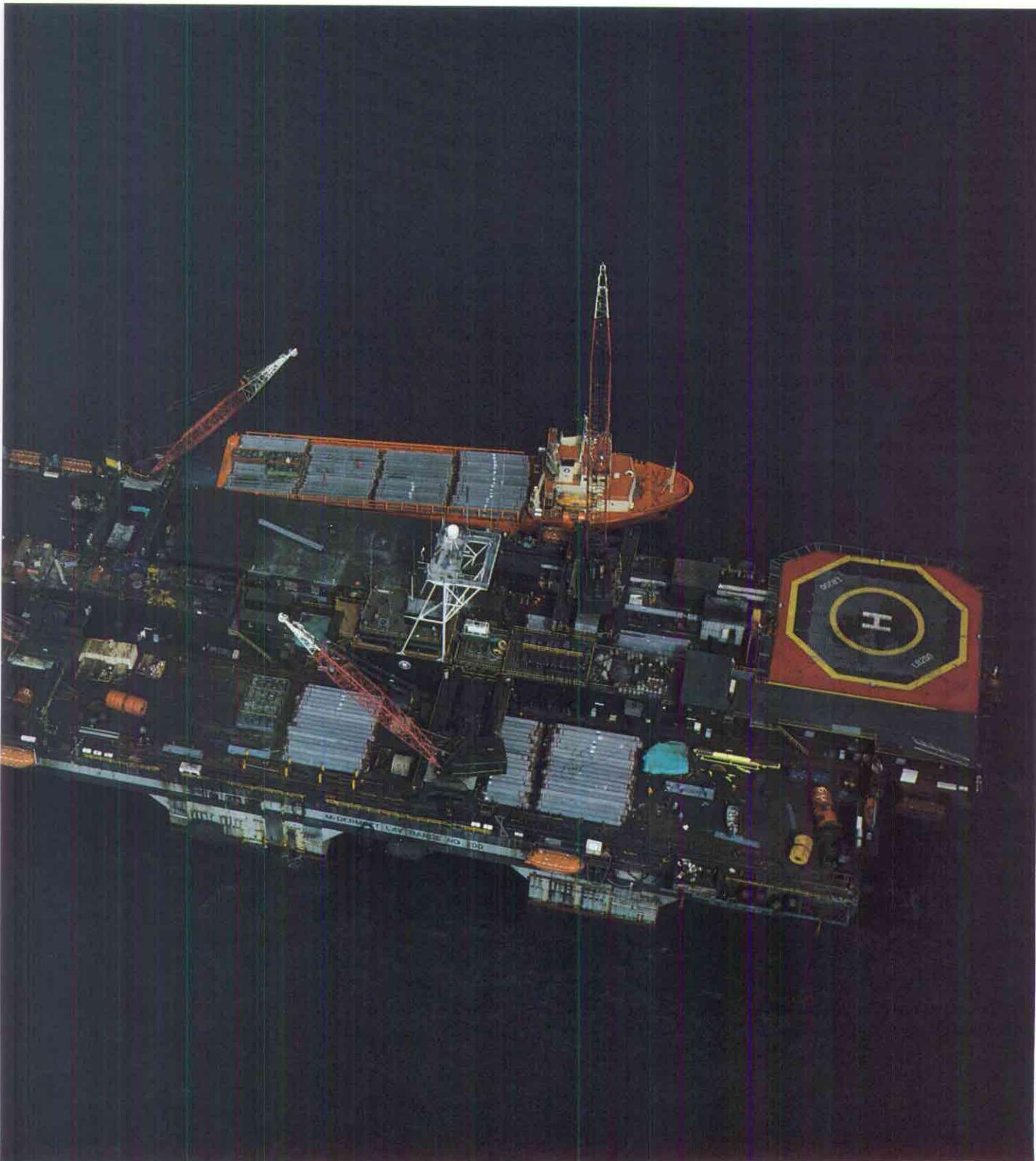
*Rörläggningsfartyget LB 200, Karlsto
Construction work with gas pipeline at Karlsto*

Elektrisitetsproduksjonen

Elektrisitetsproduksjonen var i 1983 på hele 106 TWh, noe som tilsvarer en økning på ca 14 %. Tilsigsforholdene i 1983 var spesielt gode og den

kraftige økningen fra 1982 må også ses på bakgrunn av at 1982 var et år med noe lavere tilsig enn normalt.

Selv med en betydelig etterspørselsøkning innenlands ga den gunstige



kraftsituasjonen grunnlag for en rekordstor nettoeksport på hele 13,4 TWh.

Magasinsfyllingen økte med ca 6 TWh i løpet av året og var ved årsskiftet ca 115 % av normalt. Magasinskapasiteten økte med 1,4 TWh til 64,9 TWh.

Elektrisitetsforbruket

Fastkraftforbruket referert kraftstasjon økte med 5,7 % i forhold til forbruket i 1982. Gjennomsnittlig økning de siste 10 år har vært 4,3 %.

Fastkraftforbruket innen alminnelig forsyning økte med 2,1 % i forhold til gjennomsnittlig 4,4 % de siste 10 år. Korrigert for temperaturforholde ne i 1983 var økningen omrent 3,3 %. Veksttakten i det temperaturkorrigerte forbruk i alminnelig forsyning var i 1983 noe lavere enn antatt i regjeringens basisprognose men fortsatt ligger det temperaturkorrigerte forbruk i alminnelig forsyning ca 3,7 TWh høyere enn nivået forut satt i regjeringens prognose. Hoved årsaken antas å være at elvarme i flere år har vært vesentlig billigere enn oljebasert varme slik at omleggingen har vært større enn antatt tidligere.

Forbruket av fastkraft innen kraftintensiv industri økte med 11,7 % i 1983. Denne kraftige økningen gjen speiler den bedre internasjonale markedssituasjon for denne industrien og henger sammen med den generelle konjunkturoppgangen internasjonalt. Konjunkturoppgangen synes ikke å ha slått igjennom i den øvrige industri i alminnelig forsyning.

Den maksimale systembelastning er for 1983 anslått til 15 300 MW. Elektrisitet dekket i 1983 48,2 % av det teoretiske energiinnhold i energibærere levert forbruker (netto slutt forbruk). Oljeforbruket dekket 40 % mens fast brensel og gass dekket de resterende 11,8 %. Elektrisitetsfor bruket øker fortsatt sin andel av det totale energiforbruk på bekostning av olje. Etter flere år med nedgang

har det totale energiforbruk vist en svak øknig fra 1982 til 1983.

Energipriser

Statskraftprisen for levering til alminnelig forsyning økte fra 11,13 øre/kWh til 13,36 øre/kWh 1. juli 1983. Det er fattet vedtak om en ytterligere økning til 14,70 øre fra 1. juli 1984. Prisen er beregnet gjennomsnitt ved 6 000 timers brukstid og referert sentralt sted, nedtransformert.

Gjennomsnittsprisen for elektrisitet levert til husholdninger og jordbruk var 27,8 øre/kWh i 1983, alle avgifter inkludert. I 1984 antas denne prisen å bli 31 øre/kWh.

Tjenesteytende virksomhet og industri innen alminnelig forsyning betaler mange steder en noe høyere pris for sin kraft enn husholdninger og jordbruk. Denne problemstillingen har blitt gjenstand for en del diskusjon i løpet av 1983 og det er et ønske fra industriens side at flere elektrisitetsverk endrer sin pris politikk.

Den generelle elektrisitetsavgift som belastes forbruker var i 1983 2,5 øre/kWh og gjelder for levering til kraftintensiv industri og alminnelig forsyning. Jern-, stål-, aluminiumindustrien og ferrolegeringsindustrien ble frittatt for deler av denne avgiften for hele 1982 og 1. halvår av 1983. Ordningen er siden blitt utvidet til å gjelde også for 2. halvår for de samme næringsgrupper unntatt aluminiumsindustrien.

Utbygningskostnaden for vannkraft har steget kraftig de senere år, noe som dels skyldes innføring av ny arbeidsmiljølov og konkurransen om spesielle typer arbeidskraft innen oljeindustrien. Langtidsgrensekostnad for vannkraft er under oppdatering, foreløpige tall for levering av fastkraft til alminnelig forbruk referert abonnent viser en kostnad på ca 27 øre/kWh inkl. merverdiavgift, pluss et fastledd pr. abonnent som varierer etter forsyningsområ

det (1 500—3 500 kr/år) prisnivå pr. 1.1.1984 og 5 % kalkulasjonsrente. Den tilsvarende kostnad for oppvarming med lettoljen var i 1983 ca 38 øre/kWh (virkningsgrad 70 %) som skal sammenholdes med energileddet på 28 øre/kWh.

Kraftutbygging

Ved utgangen av 1983 var produksjonsevnen for fastkraft i det norske systemet ca 92 TWh, medregnet antatte importmuligheter. Nye installasjoner økte i løpet av året produksjonsevnen med ca 1,8 TWh eller ca 2,0 %. De siste 5 år har produksjonsevnen økt med 2,7 % pr. år i gjennomsnitt.

Det var liten installasjon av nye aggregater i 1983. Maskinkapasiteten (maksimal stasjonsytelse i stasjoner med ytelse 1 MW eller mer) i det norske systemet økte med 407 MW eller 1,8 % til 22 580 MW (inklusive 278 MW varmekraft).

Statskraftverkene eier nå 30,9 % av maskinkapasiteten, kommuner og fylkeskommuner 52,6 % og private og industriselskaper 16,5 %.

Oljeindustrien

Aktiviteten på den norske kontinentalsokken var høy også i 1983. Boreaktiviteten lå på omrent samme nivå som i 1982. Det ble gjort lovene funn i blokk 34/4 og på Haltenbanken. Byggingen av gassrørledningen Statpipe startet i 1983. Rørledningen som er prosjektert til en kostnad av ca 20 milliarder kroner skal knytte sammen feltene Gullfaks, Heimdal og Statfjord og føre gass videre til kontinentet via Kårstø i Rogaland.

Regjeringen og Philips-gruppen besluttet i 1983 å gjennomføre et vanninjeksjonsprosjekt på EKOFISK-feltet til en kostnad av ca 9 milliarder kroner. Prosjektet antas å ville øke utvinningen fra feltet med omlag 27 millioner tonn olje.

Sverige

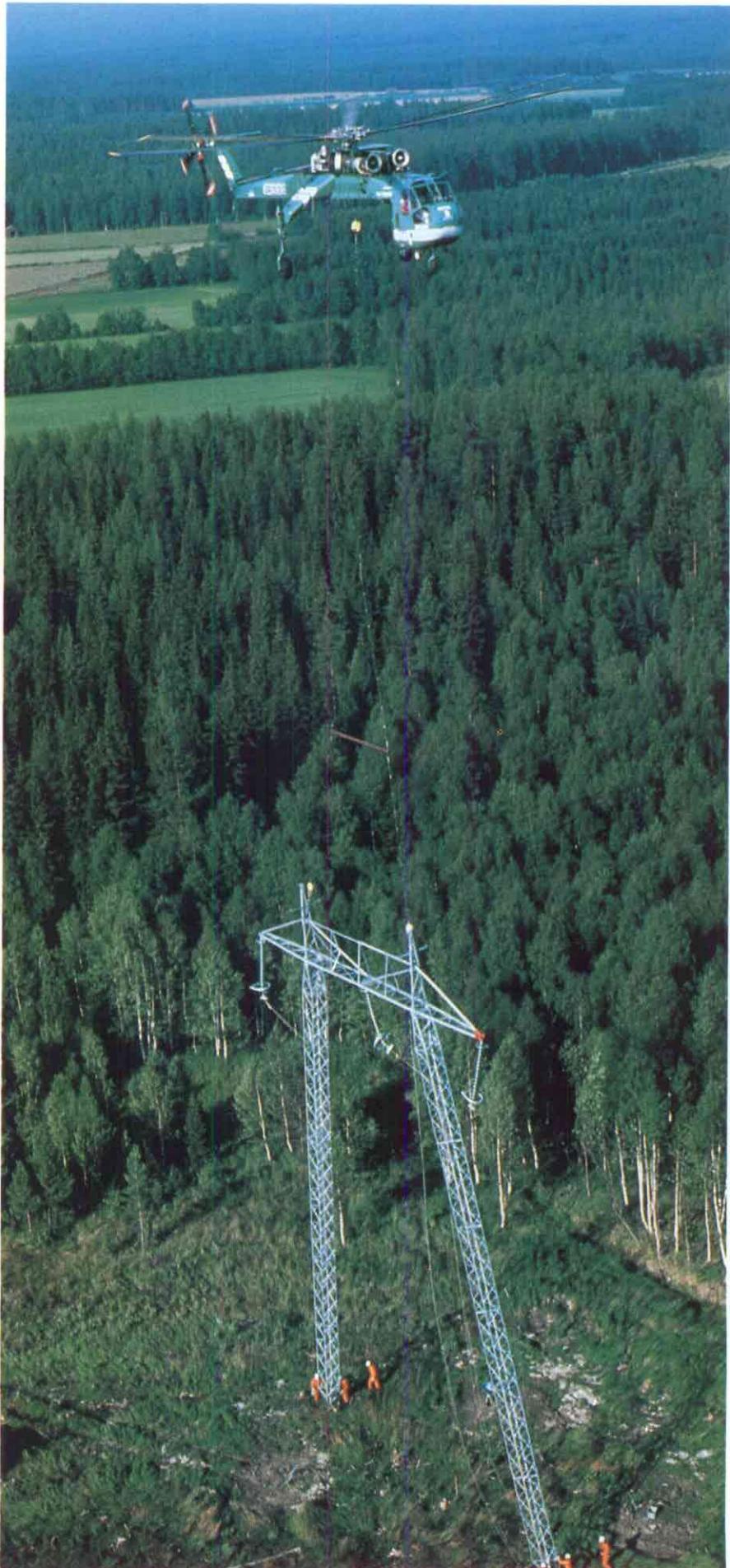
Ekonomin utveckling

Den förbättring av den internationella och främst den nordamerikanska konjunkturen som inleddes vid års-skiftet 1982/83 har medfört viss åter-hämtning även av den svenska eko-nomin. Bruttonationalprodukten steg enligt preliminära beräkningar med 1,9 %, huvudsakligen på grund av en betydande uppgång av expon-tén av varor och tjänster. Marknads-andelsutvecklingen har gynnats både av sänkta relativpriser efter devalve-ringarna 1981 och 1982 och av en fördelaktig varusammansättning i ex-porten. Totalt uppskattas exporten volymmässigt ha ökat med över 11 % jämfört med 1982. Den sam-manlagda inhemska efterfrågan be-räknas däremot ha minskat med 1,5 %. Den privata konsumtionen sjönk med 2 % och investeringarna med över 3 %.

Den starka tillväxten av exportefter-frågan samt en viss ökning av den svenska industrins marknadsandelar på hemmamarknaden, medförde att industriproduktionen beräknas ha ökat med drygt 4,2 % mellan 1982 och 1983. Produktionsökningen re-dovisas för samtliga industribransch-er utom järnmalmsgruvor och varv. Särskilt betydande var ökningen in-om icke-järnmalmsgruvor, massain-dustri, petroleumraffinaderier och icke-järnmetallverk.

Utrikeshandeln gav 1983 preliminärt ett överskott på ca 10 miljarder kronor, vilket innebär en förbättring med 17 miljarder jämfört med 1982. Förbättringen kan i sin helhet åter-föras på en kraftig förstärkning av

*Stolpresning med helikopter — 400 kV
ledningen Boden—Hjälta
Construction work with a 400 kV line*



Nordens verksamhet 1983

den reala utrikesbalansen. Medan exportvolymen som nämnts steg med över 11 % ökade importvolymen endast med drygt 1 %. Terms of trade-försämringen efter devalveringen hösten 1982 blev mindre än väntat. Exportföretagen utnyttjade delvis devalveringen till att höja sina tidigare nedpressade vinstmarginaler, medan importföretagen i viss utsträckning sänkte sina marginaler för att inte förlora marknadsandelar. Även tjänstebalansen stärktes genom ökat sjöfartsnetto och minskat underskott i resevalutanettot. Den positiva utvecklingen av varu- och tjänstebalansen motverkades av fortsatt ökning av det negativa räntesaldet gentemot utlandet. Totalt minskade emellertid bytesbalansunderskottet med drygt 16 miljarder kronor. Detta kan jämföras med en försämring på 8,5 miljarder under 1982.

Råolja och petroleumprodukter svärde 1983 för 22 % av totala importvärdet, vilket är en procentenhets lägre än 1982. Importen av råolja ökade avsevärt, men samtidigt steg också exporten av raffinerade produkter starkt och är nu ett av de största exportvaruområdena. Nettoimporten var volymmässigt ca 9 % lägre än 1982 och låg på ungefär 60 % av nivån kring 1970-talets mitt. Förskjutningen av oljeimporten från Mellerta Östern till leverantörer i Europa fortsätter.

Leveranserna inom landet av eldningsoljor, särskilt tjocka oljor, gick starkt tillbaka, medan bensinförbrukningen fortsatte att öka något.

Investeringarna fortsatte att sjunka för tredje året i följd. Nedgången var preliminärt 2,5 % till 3 % både för byggnader och maskiner exkl handelsflotten. Näringslivets (inkl offentliga affärsvärk) investeringar minskade med drygt 4 %, medan offentliga myndigheter visar en uppgång med nära 3 %. Nybyggnadsinvesteringarna i bostäder sjönk med 11 %. Ombyggnadsinvesteringarna beräknas ha ökat med ca 5 %, vilket innebär avsevärd försvagning jämfört med 1982. Antalet inflytningsfärdiga bo-

stadslägenheter uppgick 1983 till ca 43 400 mot 45 100 föregående år. Nyttiskottet av småhus minskade med ca 3 600, medan produktionen av lägenheter i flerbostadshus ökade något.

Arbetslösheten fortsatte att öka. Vid slutet av året var 3,3 % av arbetskraften utan sysselsättning och 4,4 % sysselsatta genom arbetsmarknadspolitiska åtgärder. Dessutom fanns en betydande partiell arbetslöshet. Antalet nyanmälda lediga platser ökade dock under året och särskilt inom verkstadsindustrin förelåg brist på yrkesarbetare och tekniker.

Konsumentprisindex steg från december 1982 till december 1983 med 9,3 %, vilket är något mindre än föregående tolv månadersperiod. Nettoprisindex, som motsvarar den del av konsumentpriserna som inte utgörs av skatt (men med tillägg för subventioner), ökade under samma tid med 5,5 %.

Energipolitik

Statens Energiverk började sin verksamhet den 1 juli. I slutet av året inrättade regeringen ett energitekniskt råd som under energiministerns ledning ska vara ett forum för löpande samråd i energitekniska frågor mellan regeringen, de tillverkande företagen, energianvändarna och personalorganisationerna.

Den 1982 tillsatta vattenkraftberedningen avlämnade sitt betänkande i september. De närmaste tio årens vattenkraftutbyggnad föreslås omfatta om- eller tillbyggnad av befintliga kraftverk samt nybyggnader i älvar och älvssträckor som bedömts ej tillhöra de mest bevarandevärda. Statens Energiverk fick senare i uppdrag att utföra vissa kompletterande utredningar rörande bl a vilka lönsamma utbyggnader som först kan påbörjas, förslagens konsekvenser för den tillverkande industrin och möjligheterna att bibehålla kompetensen på vattenbyggnadsområdet. Proposition väntas under våren 1984.

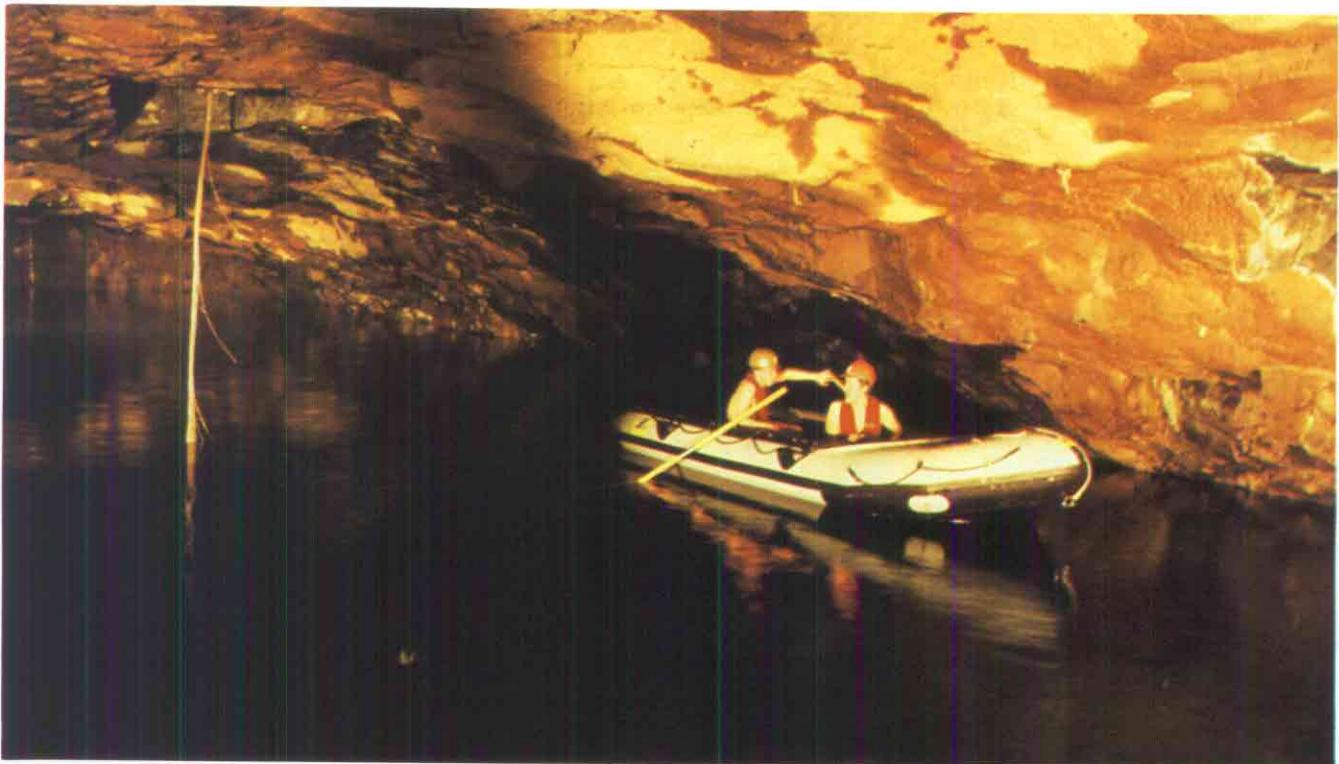
Regeringen lade under hösten fram förslag till ny lag om kärntecknisk verksamhet, huvudsakligen i överensstämmelse med atomlagstiftningskommitténs förslag tidigare under året. Lagen som antogs av riksdagen i början 1984 ersätter bl a atomenergilagen, villkorlagen och lagen om offentlig insyn i säkerhetsarbetet vid kärnkraftverken. Villkorlagen formulerar *belt säker* om metoder att ta hand om använt kärnbränsle finns inte i den nya lagen. Kärnkraftföretagen åläggs i stället att visa att det finns en metod som kan godtas med hänsyn till säkerhet och strålskydd samt att ha ett forskningsprogram för att uppfylla dessa villkor. Programmen ska gälla för minst sex år i taget och ska granskas och utvärderas vart tredje år.

Ansökningar om laddningstillstånd för de två sista blocken i det svenska kärnenergiprogrammet, Forsmark 3 och Oskarshamn 3, lämnades in till regeringen i maj. Samtidigt presenterades KBS 3-studien, som enligt sökandena visar att använt kärnbränsle kan slutförvaras på ett säkert sätt.

Svensk Kärnbränsleförsörjning AB fick under året regeringens tillstånd att bygga och driva ett slutförvar för låg- och medelaktivt avfall i Forsmark. Anläggningen förläggas i berg långt under havets botten.

Regeringen fastställde avgiften för hantering av använt kärnbränsle och för avveckling och rivning av kärnkraftverken till 1,7 öre/kWh under 1983 och till 1,9 öre/kWh under 1984.

Under våren överlämnades slutrapporten för projektet *Kol-Hälsa-Miljö* till regeringen efter tre års utredningsarbete. Utredningens slutsats är att den svenska miljön klarar ökad kolanvändning lika bra som ökad oljeanvändning under förutsättning att avancerad teknik utnyttjas. Rapporten och det omfattande underlagsmaterialet ska tillsammans med remissvaren ligga till grund för en proposition rörande kolfrågor våren 1984.



*Inspektion av bergrum
Inspection of storage space*

Den 1 juli inrättades en kolmiljöfond för att underlätta investeringar i modern renings- och förbränningsteknik. Fonden finansieras med en avgift på 10 kr/m³ för olja.

Flera anläggningar för eldning med inhemska bränslen uppfördes eller påbörjades under året med stöd från oljeersättningsfonden och Statens Energiverk, bl a beviljades stöd till ett femtional nya torvanläggningar. Särskilda åtgärder vidtogs för ökad användning av inhemska bränslen i Norrbotten. Riksdagen beslutade vidare om fortsatt stöd i olika former för oljeersättningsåtgärder under perioden 1984—1987.

Leveranserna av naturgas från Danmark till sydvästra Skåne planeras börja hösten 1985. I samband med förändringar i Sydgasprojektet inträdde staten i oktober som hälften delägare i Sydgas AB.

Vattenfall redovisade under våren förslag till huvudsträckning för en

rörledning för transitering av nord-norsk naturgas till kontinenten. Vattenfall fick senare uppdrag att i viss omfattning fortsätta projekteringen.

Energiskatter

Riksdagen beslutade i december om riktlinjer för den framtida energibeskattningen. Energibeskattningen ska vara ett av medlen att genomföra omställningen till ett energisystem baserat på varaktiga, helst förflytbara inhemska energikällor, med minsta möjliga miljöpåverkan. Skatten på olja ska ändras vid behov för att ge en inte oväsentlig realprishöjning, inhemska bränslen ska gynnas genom skattefrihet, skatten på kol höjs i etapper till dess den motsvarar hälften av oljeskatten beräknat på energiinnehåll, skatten på naturgas ska motsvara 3/4 av oljeskatten beräknat på energiinnehåll, industrins elanvändning bör gynnas skattemässigt framför elanvändning för uppvärmning och elbeskattningen bör ha en viss följsamhet gentemot oljeskatten.

Energiskatten på el höjdes den 1 juli 1983 med 1,2 öre/kWh med undantag för förbrukning överstigande 40 000 kWh i industriell verksamhet. Energiskatten på olja höjdes den 1 november 1983 med 120 kr/m³.

I december beslöt riksdagen att höja skatten på kol från ca 6 till 97 kr/ton från den 1 januari 1984. Vidare fastställdes skatten på naturgas till 308 kr/1 000 m³. Avkopplingsbara elpannor på minst 1 MW befriades från elskatt under perioder då elkraft inte produceras i oljeeldade kraftverk.

En särskild avgift för oljeprodukter om 108 kr/m³ har tidigare uttagits för finansiering av bl a oljeersättningsfonden, energiforskningsfonden och kolmiljöfonden. Riksdagen beslutade i december om höjning av oljeavgiften med 10 kr/m³ och införde samtidigt en avgift på bensin med 6 öre/l, på kol med 10 kr/ton och på el producerad i kärnkraftverk med 0,2 öre/kWh. Avgifterna gäller från 1 januari 1984.

Nordels verksamhet 1983

Elanvändningen

Den totala elförbrukningen i Sverige, inklusive överföringsförluster, uppgick under 1983 till 110,8 TWh. Ökningen jämfört med 1982 var 10,9 TWh, vilket motsvarar 10,9 %. I absolut tal är detta den största årsökningen någonsin.

Av den totala elförbrukningen utgjordes 4,7 TWh (1,3) av leveranser till avkopplingsbara elpannor. Den prima elförbrukningen inom landet uppgick således till 106,1 TWh, vilket är 7,6 % högre än 1982.

Beträffande industrins elanvändning, som tidigare sjunkit tre år i följd, noterades fr o m årskiftet 1982/83 stigande månadsvärden. Under andra halvåret var uppgången mycket stark. Årsförbrukningen blev 42,3 TWh, vilket är 3,2 TWh eller 8 % högre än 1982. Av totala industriförbrukningen utgjordes 1,1 TWh av leveranser till avkopplingsbara elpannor. Exkluderas dessa är årsökningen drygt 6 %.

Industribranscher som ökat sin elanvändning särskilt starkt är massa- och pappersindustri, kemisk industri, trävaruindustri samt gruvor. Endast för textilindustrin redovisas något minskad förbrukning. Massa- och pappersindustrins förbrukning av elpannekraft var 0,8 TWh, vilket är 5 % av branschens totala elförbrukning. Avkopplingsbar elpannekraft används i övrigt inom järn- och stålindustrin och livsmedelsindustrin.

Järn- och spårvägarnas elförbrukning blev 2,3 TWh eller knappt 3 % högre än 1982.

Elanvändningen inom den s k övrigsektorn (hushåll, jordbruk, privat och offentlig serviceverksamhet m m) uppgick till 56,5 TWh varav 3,6 TWh avkopplingsbar elpannekraft. Detta innebär en ökning jämfört med föregående år på 6,5 TWh (12,9 %), varav 2,5 TWh utgjordes av elpannekraft. Tillgänglig statistik

medger i övrigt ingen närmare analys av uppgången. Det är emellertid känt att användningen av kraft till elpannor för i flerbostadshus och lokaler samt av värmepumpar också ökat starkt. Övergången till elvärme i småhus, som kulminerade 1982, har vi-

*Utläggning av likströmskabel till Gotland
DC cable work on the Gotland cable*



dare fått fullt genomslag under 1983.

Belastningens högsta timvärde under året blev 20 862 MWh/h och inträffade den 12 december mellan klockan 8 och 9. Den med hänsyn till elbelastningens geografiska för-

delning vägda medeltemperaturen klockan 7 denna dag var ca 11°C under normalvärdet.

El till förseln

Elproduktionen inom landet, med

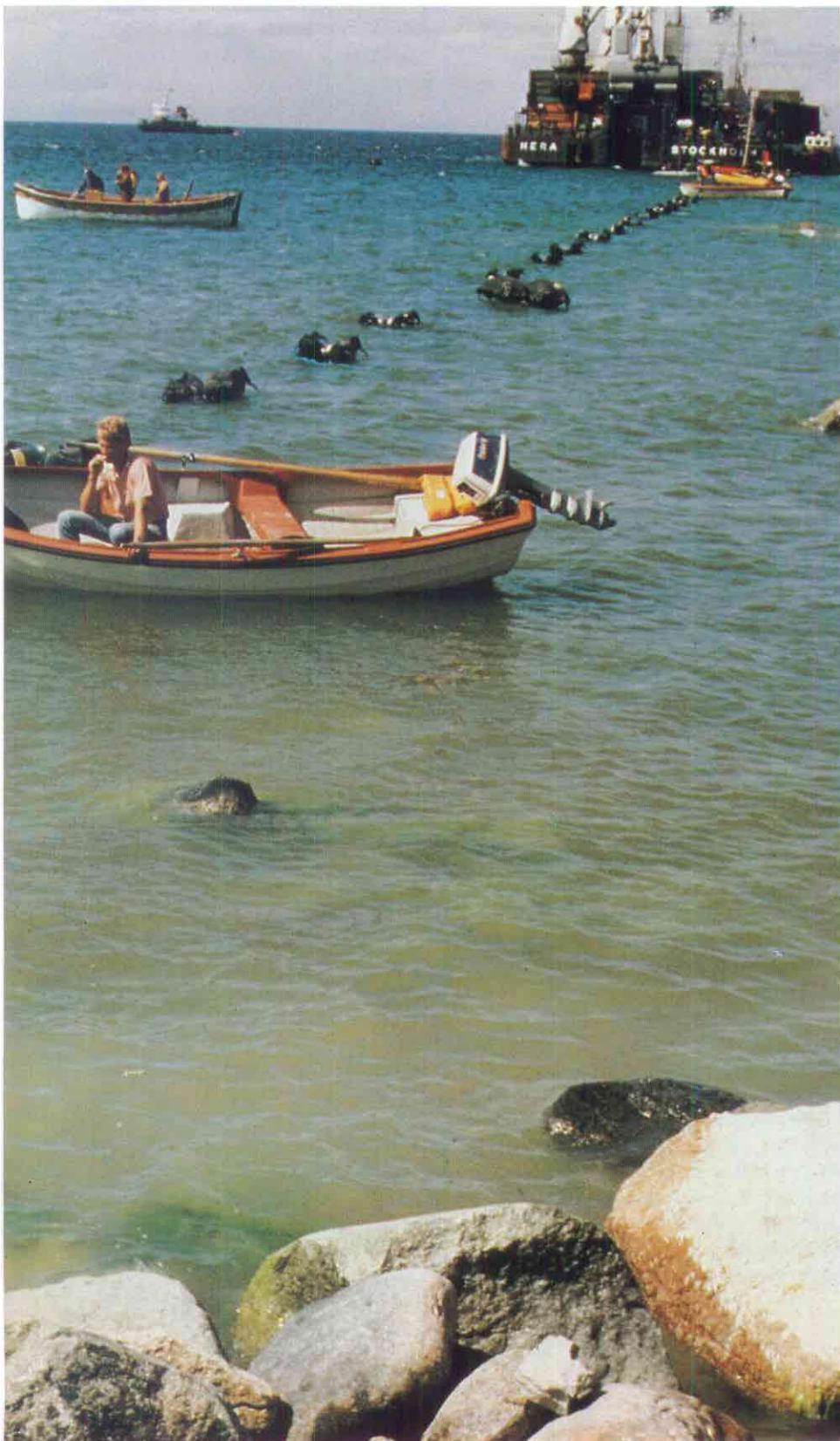
avdrag för kraftverkens egenförbrukning, uppgick under 1983 totalt till 105,9 TWh, vilket är 9,3 TWh (9,6 %) mer än 1982. Vattenkraftproduktionen uppnådde sitt hittills högsta årsände med 62,8 TWh. Ökningen jämfört med 1982 blev 8,6 TWh. På grund av den regnrika hösten och ökad kärnkraftkapacitet kunde vattenmagasinen samtidigt under året byggas upp med nära 4 TWh. Magasinsfyllnadsgraden för samtliga regleringsmagasin var vid årets början 65 % och vid dess slut nära 77 %, vilket är ca 14 % över medi-anvärdet för den senaste tioårs-perioden. Årstillrinningen översteg medelvärdet för perioden 1950—1980 med 19 %. Värfoden var 16 % större än normalt.

Den installerade effekten i vattenkraftstationer ökade under 1983 med ca 75 MW. Det största nyttillskottet var Stenkullafors i Ångermanälven med 56 MW.

Kärnkraftverkens produktion ökade från 37,3 TWh 1982 till 39,1 TWh, dvs med 1,8 TWh. Kärnkraften svarade därmed 1983 för 36,9 % av landets totala elproduktion. På grund av den goda vattentillgången både i Sverige och Norge har kärnkraftens produktionsförmåga inte utnyttjats fullt. Nedregleringen motsvarar ca 2 TWh.

Sedan ånggeneratorerna i Ringhals 3 och 4 byggs om under året och Ringhals 4 tagits i kommersiell drift i november har Sverige nu tio kärnkraftblock i full drift. Den sammanlagda nettoeffekten i dessa uppgår till 7 355 MW.

Den sammanlagda energiutnyttjningsfaktorn för de nio block som varit i kommersiell drift hela året blev 65 %, vilket får anses tillfredsställande med hänsyn till den ovan nämnda nedregleringen. Exkluderas Ringhals block 1 och 3, som varit avställda långa perioder för ombyggnader, erhålls utnyttjningsfaktorn 73 %, vilket är ett mycket gynnsamt resultat vid internationell jämförelse.



Nordens verksamhet 1983

Arbetena vid de kommande kärnkraftblocken Forsmark 3 och Oskarshamn 3 fortgår planenligt med sikte på idrifttagning 1985.

Mottrycksproduktionen uppgick totalt till 3,7 TWh, vilket är 21 % lägre än 1982. Minskningen ligger helt på kraftvärmeverken, vilkas elproduktion nära nog halverades jämfört med 1982. Produktionen i kondensverk, gasturbiner och dieslar visade fortsatt sjunkande tendens. Hela den på konventionella bränslen baserade elproduktionen utgjorde 1983 endast 3,8 % av den totala elproduktionen i landet.

Två nya större kraftvärmeverk har tillkommit under året i Helsingborg och Norrköping, båda är koledade. Ombyggnad från olja- till kolförbränning har vidare skett vid några kraftvärmeverk.

Importen av elenergi uppgick 1983 till 10,4 TWh (5,9), vilket är det högsta värdet någonsin. Exporten steg förhållandevis ännu mer från 2,5 TWh 1982 till 5,4 TWh. Nettoimporten blev således 5 TWh (1982 3,4 TWh).

Elpriserna

Under 1983 har elföretagen i allmänhet tillämpat de tariffer som infördes från om 1981, dock med den mindre sänkning av sommarenergiavgifterna som infördes från om 1982. De i tariferna ingående klausulerna, baserade på konsumentprisindex, oljepris och urankostnader har dock medfört en viss höjning av prisnivån; från 1981 till 1982 med ca 5 %, och från 1982 till 1983 med ca 8 %.

Den 9 oktober 1982 infördes allmänt prisstopp som därför även kom att beröra elpriserna. Prisstoppet hävdes från om den 1 mars 1983 och kom som regel att innebära endast en mindre sänkning av den för 1983 ännu gällande prisnivån på el.

Under 1983 har företagen beslutat om nya högspänningstariffer, i flera

fall för femårsperioden 1984–1988. Prisnivån för 1984 kommer genomsnittligt att stiga med 4 % jämfört med 1983 års prisnivå, men den ligger ca 4 % under den prisnivå som en prolongering av de för 1983 tillämpade tarifferna skulle ha gett för 1984.

Under första halvåret 1983 infördes nya lågspänningstariffer. Dessa innebar en höjning med 7-8 % av de tariffer som dittills tillämpats allt sedan början av 1982. Utredningar pågår om nya lågspänningstariffer som kommer att införas under 1984. Viss höjning är nödvändig som följd av de ovannämnda höjningarna av högspänningstarifferna men därutöver av ökade kostnader för själva lågspänningdistributionen. För att stimulera ett jämnare effektuttag har vissa kraftföretag infört differentierade lågspänningstariffer med prisskillnad mellan hög- och låglasttid.

Vissa företag har under 1983 beslutat om särskilda tariffer för avkopplingsbara elleveranser till elpannor. Syftet har varit att utnyttja föreliggande elproduktionsmöjlighet under låglasttid och möjliggöra minskning av oljeförbrukningen för uppvärmningsändamål. Eftersom leveranserna i första hand tillhandahålls under låglasttid har effektavgifterna i de normala tarifferna kunnat reduceras.

Stamnätet

För att höja kortslutningssäkerhet och belastningsförmåga på stamnätet har förstärkningsåtgärder genomförts respektive är under utförande på ett flertal ledningar och stationer.

Utbyggnad av en dubbel 400 kV-ledning från Forsmark till norra Stockholmsområdet pågår. Planerad idrifttagning blir under 1984. Koncession har beviljats för fortsättning söderut av denna utbyggnad inklusive korsning av Mälaren. Den södra sträckan inklusive Mälarkorsningen planeras idrifttagen i slutet av 1985. Förutom för anslutning av Forsmark block 3 syftar dessa utbyggnader till att för-

stärka matningen till Storstockholmsområdet. Omfattande planering pågår för att på bästa möjliga sätt kunna genomföra erforderliga avbrott i samband med de fortsatta arbetena. Det är ofrånkomligt att avbrotten kommer att påverka näts överförföringsförmåga och driftsäkerhet under den period som arbetena pågår, speciellt i samband med korsningen av Mälaren (under 1985).

En 400 kV-ledning Boden–Hjälta är under utbyggnad. Planerad idrifttagning blir hösten 1984. Stolpresning för denna ledning skedde med hjälp av helikopter, vilket innebar väsentlig tidsvinst jämfört med konventionell resningsmetod. Den nya ledningen ökar överförföringsförmågan från Luleälven och söderut.

Anslutningen av block 3 i Oskarshamns kärnkraftstation planeras ske med två 400 kV-ledningar, den ena norrut till Norrköping och den andra söderut till Alvesta. Koncession har erhållits för den norra sträckan men ännu inte för den södra. Planerad idrifttagning för den norra sträckan är våren 1985 och för den södra senhösten 1985.

Arbetena pågår med utbyggnad av en andra 400 kV samkörningsförbindelse Sverige–Själland. Upphandling av kabeln har skett. Förbindelsen planeras idrifttagen under 1985.

En andra likströmsförbindelse mellan fastlandet och Gotland har tagits i drift 1983. Förbindelsen har spänningen 150 kV och en maximal överföringskapacitet på 165 MW. Med denna förbindelse i drift kan Gotlands elförsörjning helt ske från fastlandet och man behöver inte utnyttja värmekraft på Gotland.

Omfattande utredningar pågår om den framtida utformningen av delar av 220 kV-nätet. Sannolikt kommer man att utnyttja 220 kV-ledningsgator för att i dessa bygga en eller två nya 400 kV överföringsledningar. I samband härmed utvecklats nya mer kompakta 400 kV stolpkonstruktioner.

Frekvenshållning inom Nordel-systemet

Av Sture Lindahl Sydkraft AB

Den norska och den isländska elförsörjningen är så gott som helt baserad på vattenkraft, medan den i Danmark är baserad helt på värmekraft. Finland och Sverige intar mellanställningar. Vattenkraftandelen i Sverige uppgår för närvarande till cirka 60 % och i Finland till cirka 30 %, men värmekraftandelen tar successivt en stigande andel av produktionen. Dessa förhållanden har lett till utbyggnaden av 17 samkörningsförbindelser mellan de nordiska länderna. Den första kopplingen av de nordiska elsystemen skedde redan 1915 (Själland—Skåne). Dessa samkörningsförbindelser utnyttjas för ett omfattande elkraftutbyte. De ekonomiska fördelarna man uppnått genom samarbete är betydande, storleksordningen flera hundra miljoner kronor per år.

Samkörningen har även lett till att vissa uppgifter måste lösas i samarbete mellan kraftföretagen i de nordiska länderna. Nordel, som grundades 1963, är en sammanslutning för nordiskt elkraftsamarbete. Nordel består av ledande personer inom kraftförsörjningen i Danmark, Finland, Island, Norge och Sverige. Det är ett rådgivande och rekommenderande organ med syfte att befrämja internationellt, främst nordiskt samarbete, beträffande produktion, distribution och konsumtion av elenergi.

En gemensam uppgift är frekvenshållningen i det synkrona Nordel-systemet. Nedan beskrivs hur frekvenshållningen i Nordel-systemet sköts. Dessutom redovisas de rikt-



linjer som har utarbetats för frekvenshållningen under normaldrift och i samband med mer eller mindre omfattande driftstörningar.

Det synkrona Nordel-systemet

Det synkrona Nordel-systemet omfattar kraftsystemen i Danmark öster om Stora Bält, Finland, Norge och Sverige. Ett synkront område kännetecknas av att alla infasade synkronmaskiner måste rotera i takt, dvs frekvensens medelvärde

måste vara densamma för alla maskiner. Inom det synkrona området äger kraftutbytena rum med hjälp av växelströmsförbindelser. Vissa kraftstationer utanför det synkrona Nordel-systemet är infasade till Nordel-systemet via växelströmsförbindelser. Kraftutbyten mellan det synkrona Nordel-systemet och andra kraftsystem äger rum med hjälp av likströmsförbindelser.

Bakgrund

Den normala elkraftförsörjningen är unik genom att den helt saknar färdigvarulager; det är nämligen inte tekniskt möjligt att lagra elenergi i form av växelström. Lagret av halvfabrikat, mekanisk energi lagrad i turbin-generatoraggregatens roterande delar, är mycket begränsat och motsvarar 5–10 sekunders produktion. Detta förhållande gör att det ständigt måste råda balans mellan tillförd mekanisk energi och bortförd elektrisk energi i ett växelströmsystem. Om konsumtionen är större än produktionen sjunker nätfrekvensen och om produktionen är större än konsumtionen stiger nätfrekvensen. I detta avseende kan kraftsystemet liknas vid en våg, där man i den ena vågskålen har produktionen och i den andra konsumtionen. Tungans rörelsehastighet på vågen kan jämföras med nätfrekvensen. Vågbalken kan jämföras med överföringsnätet.

Antalet vikter i konsumtionsvågskålen avgörs genom en ständig decentraliserad beslutsprocess. När en enskild konsument vrider på strömkranen för att koka sitt morgonkaf-

Frekvenshållning inom Nordel-systemet

fe läggs en liten vikt i konsumtionsvägskålen. När en annan konsument släcker en lampa tas en liten vikt bort från konsumtionsvägskålen. Varje kraftföretag i det samkörande kraftsystemet har en produktionsvägskål och en konsumtionsvägskål. Vägbalkarna är förenade med en gemensam axel — samköningsförbindelserna.

Kraftföretagen i det synkrona Nordel-systemet måste tillsammans sörja för att vikter läggs i och tas bort från produktionsvägskålarna, så att det ständigt råder balans mellan produktion och konsumtion. Om vägbalkarna inte varit förenade med varandra skulle varje delsystem ständigt behöva lägga i och ta bort vikter ur sin produktionsvägskål för att hålla vägens tunga i mittläge. Tack vare samköringen, axlarna mellan vägbalkarna, räcker det att de sammanlagda vikterna i produktionsvägskålarna motsvarar vikterna i konsumtionsvägskålarna.

Samköningsförbindelserna skapar möjligheter för kraftutbyten som är ekonomiskt fördelaktiga för de enskilda länderna. Investeringarna i samköningsförbindelserna mellan de nordiska länderna hör till de mera lönsamma investeringarna inom kraftindustrin. En förutsättning är produktionsapparatens varierande sammansättning i de enskilda länderna; från Danmarks värmekraftsystem, via Finlands och Sveriges system, med en blandning av vattenkraft och värmekraft, till Norges vattenkraftsystem. Under år med riklig nederbörd är det naturligt att vattenkraftlandet Norge exporterar elkraft till värmekraftlandet Danmark. Man lägger således fler vikter i den norska produktionsvägskålen än vad som motsvarar den norska konsumtionen. I gengäld ligger det färre vikter i den danska produktionsvägskålen än vad som motsvarar den danska konsumtionen. Överskottet i den norska vägskålen måste vara lika stort som underskottet i den danska vägskålen. Under år med nederbörsunderskott finns förutsätt-

ningar för kraftutbyte i motsatt riktning.

I det synkrona Nordel-systemet fungerar Sverige som mellanhand vid kraftutbytena, eftersom Sverige är det enda land som har samköningsförbindelser med alla andra länder inom det synkrona Nordel-systemet. Utom det synkrona systemet finns utbyten mellan Jylland och Norge samt mellan Jylland och Sverige. Nordel studerar förutsättningarna för kraftutbyten och rekommenderar till vilken överföringsförmåga samköningsförbindelserna bör byggas ut. Inom Nordel lämnas även information om aktuell kraftsituation och spelreglerna fastställs för de dagliga kraftaffärerna.

Krav på frekvenshållningen

Normalt hålls nätfrekvensen inom ett smalt band runt 50,0 Hz. Frekvensavvikelsena kan sägas vara ett mått på den levererade elenergins kvalitet. Under normal drift hålls frekvensen inom $\pm 0,1$ Hz med en standardavvikelse på ca 0,03 Hz. Denna noggrannhet förefaller av allt att döma vara fullt tillräcklig för de flesta konsumenter.

En påtaglig effekt av frekvensavvikelsena är att ett elektriskt synkronur, drivet av nätfrekvensen, visar fel tid. Om nätfrekvensen under en timme varit precis 49,9 Hz, dvs ett frekvensfel på 0,1 Hz, kommer det elektriska synkronuret att ha saknat sig 7,2 s. Om nätfrekvensen under de två följande timmarna skulle bli precis 50,05 Hz visar synkronuret åter rätt tid. Synkronurets felvisning brukar i detta sammanhang kallas *tidsavvikelse* och den är ett mått på den integrerade frekvensavvikelsen. För närvarande strävar man efter att hålla frekvensavvikelsen inom $\pm 0,1$ Hz och tidsavvikelsen inom ± 10 s.

I samband med produktionsbortfall eller fel i överföringsnätet som orsakar bortfall av nätdelar med produktionsöverskott, kan nätfrekven-

sen mycket kortvarigt underskrida 49,9 Hz. Om nätfrekvensen skulle komma att underskrida 47,5 Hz finns risk att de stora värmekraftaggregaten måste kopplas bort från nätet för att undvika skadliga vibrationer i ångturbinerna. Vattenkraftaggregaten är mera robusta och klarar normalt att nätfrekvensen sjunker ner till 45 Hz utan att de tar skada.

Inom Nordel har man definierat det dimensionerande produktionsfrånslaget som det största produktionsbortfall som väntas inträffa oftare än en gång var tredje år. Inom Nordel strävar man efter att undvika att nätfrekvensen efter ett dimensionerande produktionsfrånslag inte ska underskrida 49,0 Hz, och att nätfrekvensen 30 s efter ett dimensionerande produktionsfrånslag ska förblif högre än 49,5 Hz.

Om produktionsbortfallet skulle raka vara så stort att nätfrekvensen riskerar att underskrida 47,5 Hz tillgrips *belastningsfränkoppling* (BFK), varvid 20–50 % av konsumtionen kopplas bort. Genom att i tid kasta bort vikter från konsumtionsvägskålen försöker man undvika att de stora produktionsvikterna kastas ut ur produktionsvägskålen när vägbalken lutar kraftigt. Vid många större produktionsbortfall lyckas man på så sätt återupprätta balans mellan produktion och kvarvarande produktion utan alltför våldsamma utslag.

Konsumtionsvariationer

Av erfarenhet vet man att elkonsumtionen uppväxer regelbundna förändringar. På grund av elektrifiering, ökad industriproduktion och införande av elvärme har elkonsumtionen ökat från år till år. Normalt minskar elkonsumtionen under industrisemestern. Under vintern ökar elförbrukningen till följd av ökat uppvärmningsbehov. Behovet av belysning under årets mörka timmar när människor är vakna yttrar sig som en ökad konsumtion av elektrisk energi. Perioder av mat-

lagning och TV-tittande avspeglar sig även i elkonsumtionen. Dessa variationer i elkonsumtionen låter sig i stor utsträckning prognoseras. Konsumtionsprognoser upprättas vanligtvis som timmedelvärden.

Start och stopp av elektriska motorer, tändning och släckning av belysning, in- och urkoppling av värmeelement orsakar *tillfälliga konsumtionsvariationer*, vilka kan uppgå till 1–2 % av medelvärdet av konsumtionen under den aktuella timmen.

Om nätspänningen hos konsumten sjunker drar ett inkopplat värmeelement något mindre ström. Man talar om *belastningens spänningskänslighet*, som kan ligga mellan 0 och 2, dvs om konsumtionspåläggningen ökar med 1 % så ökar konsumtionen med mellan 0 och 2 %. Observera att kontinuerlig spänningssänkning inte är någon metod för energibesparing. För att hålla inomhustemperaturen uppe kopplas värmeelementet in under längre perioder. Den uttagna energimängden bestäms av husets isolering och skillnaden mellan inomhustemperatur och utomhustemperatur.

Om nätfrekvensen ändras kommer pumpar, fläktar och liknande objekt, drivna av elmotorer, normalt att ändra varvtalet och därmed effektförbrukningen. Man talar om *belastningens frekvenskänslighet*, som kan ligga mellan 0 och 2, dvs om nätfrekvensen stiger med 0,1 Hz så ökar konsumtionen med mellan 0 och 0,4 %.

Produktionsstyrning

Med produktionsstyrning menas all avsiktlig påverkan av produktionen av elenergi i ett kraftsystem. Produktionsstyrningens grunduppgift är att — under beaktande av kraftsystemets restriktioner, produktionskostnader, kraftutbytesmöjligheter och driftsäkerhetskrav — genom åtgärder på produktionssidan hålla balans mellan produktionen och den ständigt varierande konsumtionen, samt att hålla nätfrekvensen i det samhörande kraftsystemet inom ett smalt band kring no-

minell frekvens. Produktionsstyrningen kan vara manuell eller automatisk och kan delas upp i följande moment.

- 1 Produktionsstyrning enligt plan
- 2 Lokal automatisk frekvensreglering
- 3 Korrektion av inställd produktion eller ändring av avtalat kraftutbyte

I det första momentet utgår man från en produktionsplan som bygger på en konsumtionsprognos som kan vara mer eller mindre noggrann. Planerna omsätts efterhand till körorder, vilka verkställs genom att aggregaten i kraftstationerna ställs in på beordrad produktion.

Om produktionen styrs helt enligt planen återstår ändå en obalans på grund av att konsumtionens timmedelvärde inte överensstämmer med den prognoseringen, och att det uppträder tillfälliga konsumtionsvariationer som inte prognoseras. Denna obalans omhändertas av den lokala automatiska frekvensregleringen genom att turbinregulatorerna ändrar de deltagande aggregatens produktion. Ändringen av den aktuella produktionen från den inställda är normalt proportionell mot frekvensavvikelsen. Proportionalitetskonstanten kallas aggregatets reglerstyrka, R (MW/Hz), och anger storleken av den produktionsändring som uppkommer till följd av en varaktig frekvensavvikelse. Genom att hålla reda på den sammanlagda reglerstyrkan och observera frekvensavvikelsen kan man få en uppfattning om skillnaden mellan den sammanlagda inställda produktionen och den aktuella konsumtionen. Härför gäller följande samband.

$$I = R \cdot \Delta f$$

där I är inställningsfelet, dvs skillnaden mellan den sammanlagda inställda produktionen och den aktuella konsumtionen (MW), R är den

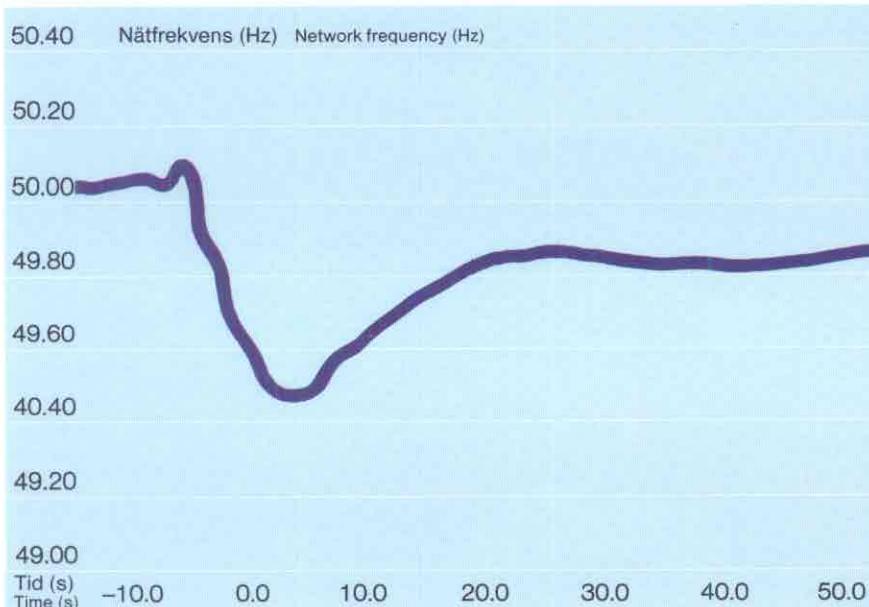


Fig 5. Uppmätt nätfrekvens i samband med ett produktionsfrånslag om cirka 1 000 MW den 24 november 1983 kl 8.15

Measured network frequency in conjunction with a loss of 1 000 MW production on November 24, 1983 at 8.15 a.m.

Frekvenshållning inom Nordel-systemet

sammanlagda reglerstyrkan (MW/Hz) och Δf är skillnaden mellan aktuell frekvens (Hz) och nominell frekvens (50,0 Hz).

Vid behov företas korrektion av inställd produktion i avsikt att korrigera en olämplig produktionsfördelning, justera kraftutbytena eller att rätta till frekvens- eller tidsavikelser.

Obalans mellan produktion och konsumtion kan uppkomma till följd av prognosfel på konsumtionssidan och produktionssidan,

start och stopp av enskilda aggregat, nätfel och tillfälliga konsumtionsvariationer.

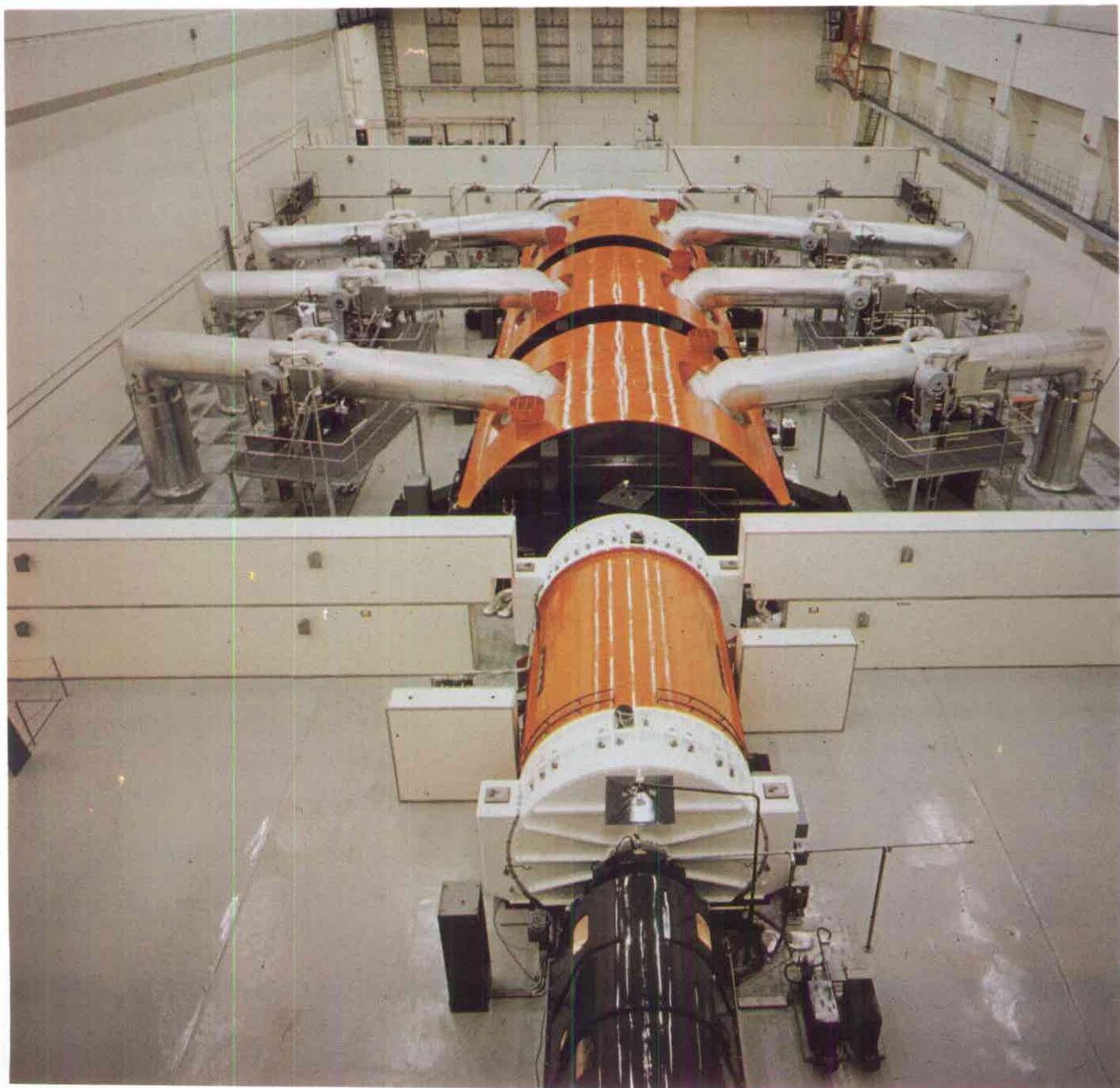
Inställningsfel

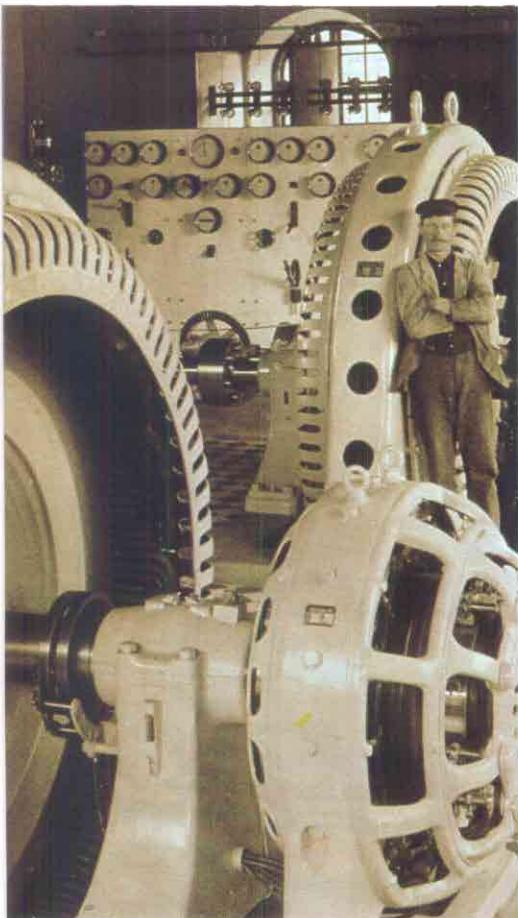
Så länge ett företag ensamt svarar för frekvenshållningen i ett kraftsystem är frekvensavvikelse och tidsavvikelse de mätvärden som behövs för att styra produktionen, förutsatt att den reglerbara effekten kan utnyttjas utan hänsyn till överföringsbegränsningar. Om två olika stora system samkör, över en eller flera samkörningsförbindelser, kan acceptabelt resultat uppnås genom

att det mindre systemet försöker täcka sina konsumtionsvariationer genom att styra sin produktion så att den sammanlagda effekten på samkörningsförbindelserna hålls nära det avtalade värdet. Om båda systemen har aggregat som deltar i den automatiska frekvensregelningen finns risk att den ovan antydda reglermetoden leder till att styringrepp med motsatt riktning vidtas samtidigt i de båda systemen. Sådan motreglering kan undvikas om man i båda systemen beaktar både frekvensavvikelsen och effektavvikelsen på samkörningsförbindelsen.

Modern generator i Barsebäcksverket

Modern generator in the Barsebäck nuclear plant





Gammal generator i ett kraftverk
Old generator in a hydro power plant

Vid frekvensreglering i ett samkörande system med flera likaberättigade parter som ska fatta beslut på grundval av storheter som kan mätas upp inom det egna systemet har man stor nytta av begreppet inställningsfel, I (MW), som för det i-te delsystemet definieras av ekvationen:

$$I_i = \Delta P_i + R_i \cdot \Delta f$$

där ΔP_i är den summerade avvikelsen (MW) mellan verlig effekt och avtalad effekt på samkörningsförbindelserna från delsystem i till övriga delsystem. R_i är sammanlagd reglerstyrka (MW/Hz) inom delsystem i och Δf är frekvensavvikelsen (Hz), dvs skillnaderna mellan verlig frekvens och nominell frekvens (50,0 Hz). Inställningsfelet (MW)

anger således hur mycket den inställda produktionen överstiger den produktion som borde vara inställd. När frekvensavvikelsen är noll kan man genom att summa exportöverskotten få reda på hur mycket den inställda produktionen överstiger den produktion som borde vara inställd. När den första termen är noll kan man genom att multiplicera reglerstyrka och frekvensavvikelse få reda på hur mycket den inställda produktionen överstiger den produktion som borde vara inställd.

Riktlinjer

Nordels driftutskotts arbetsgrupp för systemdrift (NOSY) arbetade under åren 1974–1979 med frågan om gemensamma riktlinjer för frekvensreglering. Under denna period genomfördes ett flertal prov i full skala. Resultaten av proven analyserades och redovisades fortlöpande inför driftutskottet. Sedan 1979 har dessa riktlinjer tillämpats inom Nordel.

Riktlinjerna har syftet att med bibehållande av tillfredsställande driftsäkerhet:

- trygga tillfredsställande kvalitet på nätfrekvens och synkrontid
- möjliggöra en förbättring av totalekonomin i det nordiska elkraftsystemet samt tillåta en rimlig fördelning av den uppkomna vinsten
- möjliggöra bästa möjliga utnyttjning av de nationella produktionsapparaterna och överförsnätten
- möjliggöra hög utnyttjning av samkörningsförbindelserna mellan de nordiska länderna

Riktlinjerna behandlar uteslutande frekvensreglering och produktionsstyrning under normaldrift. Riktlinjerna bygger på att var och ett av de nationella kraftsystemen under normaldrift vid varje tillfälle ska ha en effekttillgång, så att de in-

om 15 min ska kunna täcka den egna konsumtionen + avtalad försäljning - avtalat inköp + avtalad driftreserv.

Produktionsstyrning enligt plan

Det förutsätts att konsumtionsprognoserna kan utarbetas på olika sätt, men det bör eftersträvas en tidsupplösning ned mot en timme. Vidare förutsätts att det senast vid övergången till ny timme finns en utarbetad produktionsplan för att täcka behoven. Planen ska ge ett integrerat inställningsfel lika med noll för varje enskild timme. De enskilda nationella delsystemen är fria att välja hjälpmedel för att vid varje tillfälle avpassa produktionen efter de nationella behoven.

Automatisk frekvensreglering

Den totala reglerstyrkan ska ligga i området 6 000–8 000 MW/Hz. Förpliktelserna delas mellan de nationella systemen efter årsenergiförbrukning. På grundval av 1981 års förbrukning får följande fördelning.

| Land | % | MW/Hz |
|--------------------|------|-------|
| Danmark (Själland) | 4,5 | 270 |
| Finland | 17,4 | 1 050 |
| Norge | 37,0 | 2 220 |
| Sverige | 41,1 | 2 460 |

Den sammanlagda frekvensregleringsreserven ska, vid 50,0 Hz, vara minst 600 MW. På grundval av 1981 års elenergiförbrukning får följande fördelning av frekvensreglerreserven.

| Land | % | MW |
|--------------------|------|-----|
| Danmark (Själland) | 4,5 | 27 |
| Finland | 17,4 | 105 |
| Norge | 37,0 | 222 |
| Sverige | 41,1 | 246 |

Frekvensreglerreserven ska vara aktiverad vid 49,9 Hz. Frekvensreglerstyrkan och frekvensreglerreserven ska, inom de nationella sys-

Frekvenshållning inom Nordel-systemet

men, kunna placeras så att maximala interna överföringsförmågor uppnås. Frekvensreglerstyrkan och frekvensreglerreserven ska också, vid behov, kunna utväxlas mellan nationella system för att maximera överföringsförmågan hos samkörningsförbindelserna, och/eller att uppnå en bättre utnyttjning av kraftsystemet.

Ändring av inställd produktion eller avtalad kraftutväxling

Beslut om ändring av inställd produktion eller avtalad kraftutväxling tas på grundval av följande uppmätta eller beräknade storheter.

- Eget momentant inställningsfel
- Eget integrerat inställningsfel
- Frekvensavvikelse
- Tidsavvikelse
- Effektavvikelse på enskild samkörningsförbindelse till eget delsystem

Ändring av inställd produktion eller avtalad kraftutväxling får företas i steg, vilkas storlek kan väljas med hänsyn till vad som vid varje tillfälle är mest ekonomiskt i vart och ett av delsystemen. Ändringar bör göras i följande fall.

- Då det momentana inställningsfelet är på väg att överskrida den tillåtna gränsen och ändringen samtidigt reducerar Δf .
- Då den momentana avvikelsen på en samkörningsförbindelse är på väg att överskrida den tillåtna gränsen; dock ska Sverige inte regleras av hänsyn till samkörningsförbindelserna till Finland, Nordnorge och Danmark/Själland.
- Då det intregregrade inställningsfelet över en timme är på väg att överskrida den tillåtna gränsen.
- Då tidsavvikelsen är på väg att överskrida 10 s (dvs vid ca 8 s).

Detta är en uppgift för Sverige och Norge, då dessa länder tillsammans har ca 75 % av elkonsumtionen i Norden.

- Då frekvensavvikelsen är på väg att överskrida 0,1 Hz. Sverige och Norge har huvudansvaret för att frekvensen hålls i dessa situationer.
- Då uppmaning kommer från ett grannsystem. Ekonomiska konsekvenser av sådana uppmaningar görs upp bilateralt (mellan de båda delsystemen).

Ändring av avtalad kraftutväxling kan vara ett alternativ till produktionsändringar förutsatt att det totala systemets frekvensavvikelse ligger inom tillåtna gränser. Avräkningen av energiavvikeler avtalas bilateralt.

Bilateralal avtal kan också omfatta eventuell avräkning/tillbakaleverans av energiavvikelse över längre tidsperiod än en timme.

Tillåtna effekt- och energiavvikeler vid normaldrift

Under sommaren 1982 godkände driftutskottet nedanstående gränser:

- Tillåten momentan effektavvikelse för enskilda samkörningsförbindelser begränsas när driftsäkerheter kräver det till värden som avtalas bilateralt.
- Tillåtet integrerat inställningsfel över en timme begränsas, om inte bilateralt avtalas, till ett MWh-värde lika med 10 % av reglerstyrkans talvärde. Gällande tillåtna integrerade inställningsfel är för olika länder följande.

| Land | MWh/h |
|--------------------|--------------------------------|
| Danmark (Själland) | 30 (integerrad av ΔP) |
| Finland | 60 |
| Norge | 202 (varav Nordnorge 25) |
| Sverige | 246 |

- Tillåtet momentant inställningsfel begränsas tills vidare till ett värde som är lika med 1,5 gånger tillåtet integrerat inställningsfel, dock minst 200 MW.

Störningsreglering

Inom Nordel finns också en överenskommelse om storleken och fördelningen av den momentana störningsreserven. Behovet av störningsreserv i Nordel-systemet bestäms veckovis utgående från delsystemens dimensionerande produktionsbortfall. Reservens storlek bestäms i allmänhet av effekten på det största värmekraftverket som är i drift, vilket oftast är gemensamt dimensionerande produktionsbortfall för Norden och Sverige. För närvarande bestäms behovet av gemensam momentan störningsreserv som dimensionerande produktionsbortfall minus 200 MW, vilket motiveras av konsumtionens frekvens- och spänningsskänslighet. Reserven fördelas mellan länderna i proportion till dimensionerande produktionsbortfall i respektive land.

En reaktiv störningsreserv behövs för att produktionsbortfall och nätfel inte ska medföra stabilitetsstörningar. Varje delsystem har ansvaret för att hålla reaktiv störningsreserv inom eget område. I allmänhet ska den omedelbara reserven ge reaktivt produktionstillskott inom högst 5 s.

Snabb aktiv reserv ska finnas så att den momentana eller omedelbara reserven kan återställas inom 15 min efter att den har utnyttjats. I övrigt kan storleken av den snabba och den långsamma störningsreserven avgöras nationellt.

Enligt beslut under sommaren 1982 gäller följande regler för störningsreserven.

- Inom Nordel-systemet ska det finnas en momentan aktiv störningsreserv av sådan storlek och sammansättning att fel som inträffar med större sannolikhet än en

gång vart tredje år inte ska orsaka stabilitetsstörningar eller kvarstående frekvens under 49,5 Hz.

■ En snabb störningsreserv ska finnas i den omfattning som erfordras för att undvika en förväntad oacceptabel belastningsfördelning inom något delsystem efter inträffad störning. Denna reserv ska också finnas för att snabbt kunna återställa den momentana reserven, då den sistnämnda har utnyttjats vid en störning.

■ Den gemensamma momentana reservens uppreglering får inte hindras av nätbegränsningar.

■ Inom varje delsystem bestäms varje vecka det svåraste felfall som störningsreserv ska finnas för. Härvid förutsätts att inget utbyte av tillfällig kraft sker över samkörningsförbindelserna. Detta rapporteras till svenska Vattenfall per telex under torsdagen före aktuell vecka i samband med rapportering av annan driftinformation.

■ Varje vecka bestämmer Vattenfall den för Nordel-systemet »gemensamma« momentana störningsreserven. Denna reserv fördelar mellan länderna. Vattenfall rapporterar före torsdag kl 17 till de olika delsystemen deras skyldigheter att svara för störningsreserven för kommande vecka.

■ När man bestämmer den »gemensamma« momentana störningsreservens storlek ska hänsyn tas till näts självreglerstyrka. Enligt gällande beslut begränsas — av bl a detta skäl — den gemensamma reserven till 200 MW lägre än det dimensionerande felet.

■ Inom respektive delsystem bestäms sedan hur stor del av störningsreserven som ska hållas inom eget delsystem respektive köpas in. Köp och försäljning av momentan störningsreserv kan ske mellan länderna efter bilateralt överenskomna regler. Kraftutbytesparterna ska svara för den ökning av störningsreser-

ven som kan bli en följd av tillfälligt kraftutbyte.

■ Förutom momentan och snabb reserv ska inom Nordel-systemet finnas långsam reserv motsvarande minst det svåraste felfallet.

■ Den momentana störningsreserven ska kunna utnyttjas tills snabb reserv uppregleras. Om den snabba reserven till följd av inträffade störningar inte räcker till ska långsam reserv föras över till snabb på gynnsmäste sätt.

■ Lastfränkoppling förorsakad av spännings- eller frekvenssänkning inräknas normalt inte i störningsreserven. Undantag är avtalsmässig lastfränkoppling, t ex fränkoppling av sliperilast eller annan avkopplingsbar förbrukning som t ex elpannor.

■ Vid ändring av felfallet och/eller fränkoppling av samkörningsförbindelse som bestämmer Nordels störningsreserv ska man som en omprövning av störningsreservens storlek på nytt fördela den.

■ Det ska finnas reaktiv störningsreserv inom respektive delsystem i relation till delsystems dimensinerande felfall.

■ Generellt gäller att reserv av högre kvalitet (snabbare) får ersätta sådan av lägre kvalitet (längsommare).

Nätvärn

Med nätvärn menas en automatisk skyddsutrustning som inte i första hand sätts in för att skydda bestämda anläggningsdelar, utan som syftar till att större eller mindre delar av det samkörande kraftsystemet efter en driftstörning inte utsätts för okontrollerade övergångar till ett drifttillstånd med godtyckliga leveransavbrott eller till och med totalt driftsammanbrott.

Med frekvensstyrt nätvärn menas automatisk skyddsutrustning som

aktiveras av större frekvensavvikelsever än de som frekvensreglerreserven och den momentana störningsreserven är dimensionerad för att klara av.

Nätvärnsingreppen, vilkas omfattning avpassas av frekvensavvikelsens storlek, påverkar effektbalansen i kraftsystemet och syftar till att hejda frekvenssänkningen och att återupprätta en acceptabel frekvensnivå. För de stora värmekraftverkens vidkommande betyder detta en frekvensnivå över 47,5 Hz. Efter ingreppen kan kraftsystemet befina sig i ett drifttillstånd med förberedda leveransavbrott.

Erfarenheten visar att nätvärnsingrepp knappast förekommer så länge som Nordel-nätet är sammanhängande (synkront). Belastningsfränkopplingen blir därför ett sätt att försöka återupprätta effektbalansen i olika delnät som kan uppkomma i samband med omfattande nätstörningar. Ett sådant delnät kan vara södra Sverige, Själland, Nordnorge eller södra Finland. För att undvika överbelastning av överföringsnätet lokaliseras belastningsfränkopplingen i första hand till områden med produktionsunderskott.

Vid Nordels årsmöte den 25 augusti 1983 godkändes följande rekommendation.

■ De högspända likströmsförbindelserna (HVDC) i Nordel-nätet ska utnyttjas som nödeffektstöd inom frekvensområdet 49,5—49,0 Hz.

■ Utnyttjningsgraden (MW/s och MW) avtalas för den enskilda HVDC-förbindelsen utgående från de restriktioner som gäller i angränsande nätdelar i och utanför Nordelområdet.

■ Belastningsfränkoppling (BFK) i de nationella kraftsystemen ska aktiveras när frekvensen sjunker till 48,7 Hz. Fränkopplingen kan företas i steg med frekvensintervallet 0,2 Hz och sammanlagt utgöra 20—50 % av den totala belastning-

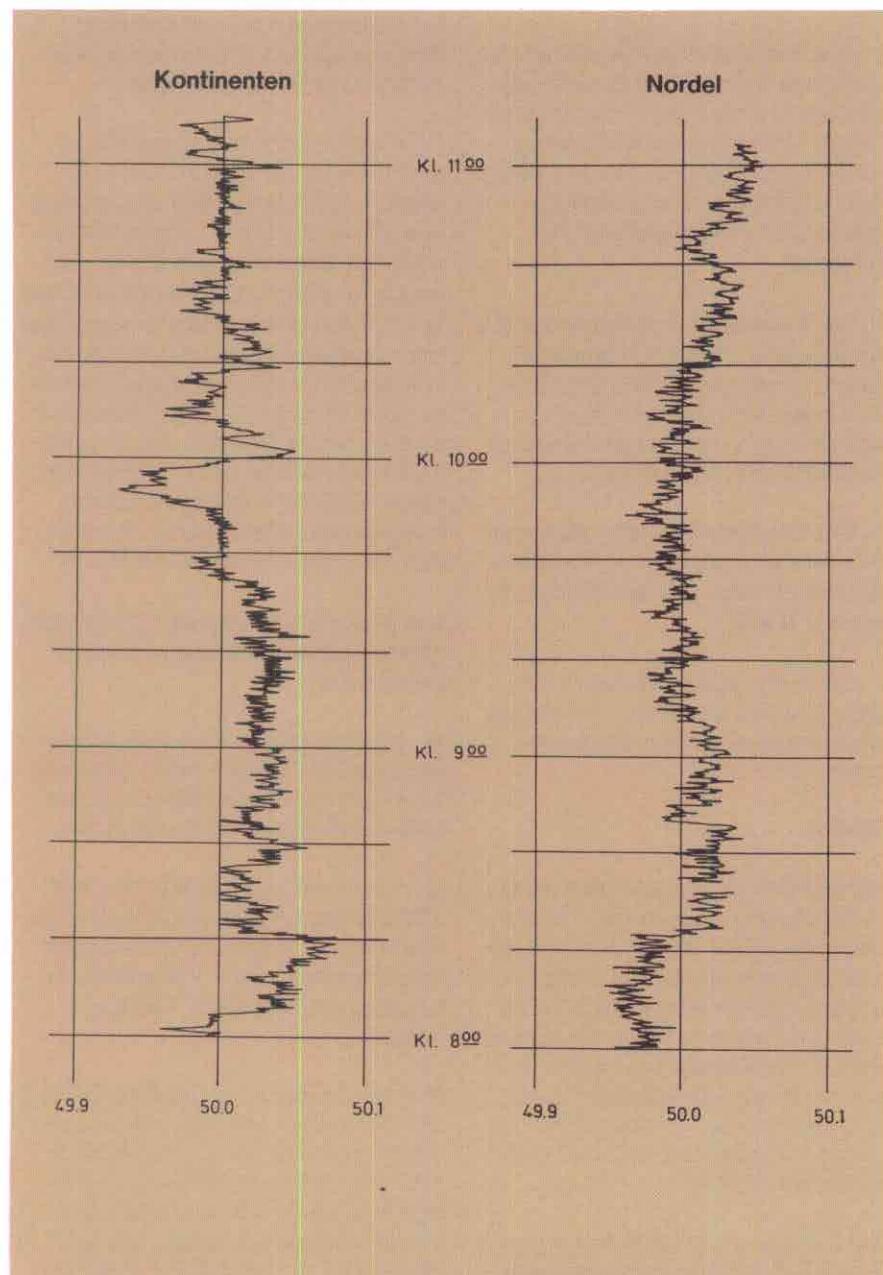
Frekvenshållning inom Nordel-systemet

en, beroende på förväntat produktionsunderskott.

- De enskilda BFK-ingreppens storlek, lokalisering och fördelning inom frekvensstegen bestäms nationellt men med hänsyn till de krav en gemensam Nordel-drift ställer.

Fig 6. Uppmätt nätfrekvens i Nordel-systemet och på kontinenten den 28 januari 1972

Measured network frequency in the Nordel-system and on the European continent on January 28, 1972



Detta innebär att de första BFK-stegen bör sättas in i eller nära Nordel-systemets belastningsmässiga tyngdpunkter, dvs i mellersta Sverige, i södra Sverige och på Sjælland. Detta innebär vidare att BFK i nätmässigt mera perifera områden, såsom södra Finland, norra Norge

och Vestlandet bör företas först sedan frekvensen sjunkit ytterligare. Detta bör då ske på ett sådant sätt och i en sådan grad att faran för överlastfränkopplingar, beroende på den ändrade lastfördelningen, minimeras i viktiga överföringsförbindelser.

- BFK kan utformas som nätdelning, så att delnät med produktionsunderskott bortkopplas från det övriga Nordel-nätet. För övrigt bör nätdelning enbart på frekvenskriterium ske endast vid lägre frekvens än 47,5 Hz.

- Möjliga lokala delnätsproblem utan särskilda konsekvenser för Nordel-nätets drift löses nationellt.

Sammanfattning

Elenergi i form av växelström måste produceras i samma ögonblick som den konsumeras. Vid produktionsöverskott börjar nätfrekvensen stiga och vid produktionsunderskott börjar den sjunka. Nätfrekvensen är en indikator för effektbalansen i ett växelströmsmässigt samkörande kraftsystem. Utan samkörningsförbindelserna mellan de nordiska länderna skulle varje enskilt land ständigt tvingas hålla balansen mellan produktion och konsumtion. Med samkörningsförbindelserna blir frekvenshållningen en gemensam uppgift för de växelströmsmässigt samkörande företagen. Riktlinjer för frekvensreglering, störningsreglering och belastningsfränkoppling har utarbetats inom Nordel. Produktionsstyrningen för att hålla frekvensen i Nordelsystemet är huvudsakligen manuell. Många företag, speciellt i USA, har automatiserat (datoriserat) produktionsstyrningen. Drifternas erfarenheterna visar att frekvensvariationerna i Nordelsystemet inte är större än de på kontinenten. Det är således möjligt att klara frekvenshållningen och kraftutbyten med enkla metoder genom att utnyttja det nordiska kraftsystemets naturliga egenskaper.

Samordnad produktionsutbyggnad

Sammanställd av Anders Löf,
Statens Vattenfallsverk

Bakgrund

I NORDENERGI 2020 pekade resultaten på att man skulle kunna uppnå ytterligare fördelar i Nordelsamarbetet genom en mera fullständig samordning vid planering, utbyggnad och drift av det samkörande Nordel-systemet. Detta kräver att man i ännu högre grad än nu beaktar systemet som en enhet utan nationsgränser.

Nordel gav mot ovanstående bakgrund i uppdrag åt Planeringsutskottet att göra mera ingående men ändå översiktliga studier av frågan för en period fram till år 2000.

För högspänningssnätet gäller redan att man i huvudsak betraktar systemet som en enhet. Det är främst genom ökad samordning på produktionsområdet som ytterligare fördelar kan åstadkommas.

Förutsättningar om produktion och belastning

Danmark

Elproduktionen är helt baserad på konventionell värmekraft, till 96 % koledad. Tillkommande utbyggnader kommer också att ske som värmekraft, antingen konventionella anläggningar eller kärnkraft. Ställning har ännu inte tagits till eventuell introduktion av kärnkraft.

Totala elkonsumtionen 1982 var 24,5 TWh, maximieffekt ca 4 950 MW. Den har förutsatts öka till 38 TWh/7 700 MW år 2000.

Finland

Elproduktionen sammansätts av vattenkraft, konventionell värmekraft och kärnkraft. Den konventionella värmekraften är till största delen koledad men även torveldade anläggningar finns. Mottryckskraft utnyttjas i stor utsträckning. Finland har även en kontrakterad import från Sovjet på 4 TWh/år, 600 MW. Erforderlig utbyggnad förutsätts ske dels som mottryckskraft, dels som kärnkraft eller kolkraft.

Totala elkonsumtionen 1982 var 41,8 TWh, maximieffekt ca 7 100 MW. Konsumtionen år 2000 förutsätts bli 70 TWh/12 100 MW.

Norge

Vattenkraften svarar för nästan 100 % av Norges elproduktion. Återstående vattenkraftspotential är stor. Erforderliga tillskott fram till år 2000 har förutsatts helt kunna klaras med vattenkraft.

Total elkonsumtion år 1982 var 84,3 TWh, maximieffekt ca 16 000 MW. År 2000 har förutsatts en prima konsumtion på 122 TWh/24 100 MW.

Sverige

Elproduktionen sammansätts av vattenkraft, konventionell värmekraft och kärnkraft. Enligt riksdagsbeslut skall kärnkraften vara avvecklad år 2010. I studien har förutsatts att den fortfarande är i drift år 2000. Erforderlig utbyggnad fram till år 2000 har förutsatts ske genom viss vattenkraftutbyggnad och därutöver konventionell värmekraft.

Prima elkonsumtion år 1982 var 98,6 TWh, maximieffekt ca 19 250 MW. Konsumtionen år 2000 förutsätts bli 145 TWh/26 900 MW.

Förutsättningar

Eniktig förutsättning för de ekonomiska vinsterna av Nordelsamarbetet är olika produktionsstruktur i länderna. Vinsterna bedöms kunna öka genom att ytterligare fördjupa samarbetet. Man måste dock då ge avkall på nu gällande huvudprincip att varje land själv i huvudsak skall ha produktionskapacitet för att kunna täcka det egna behovet. Erforderliga utbyggnader skall i stället göras där de har den för totalsystemet bästa nytta. Det är med dessa förutsättningar i fråga om såväl utbyggnad som drift som studien har gjorts.

Studerade utbyggnadsalternativ

Stamnätet

Oberoende av utbyggnadsalternativ för produktion har förutsatts att det inte finns några begränsningar i

Samordnad produktionsutbyggnad

samkörningskapacitet internt eller mellan länderna. Detta resulterar i något för stora vinster när man betraktar systemet som en enhet.

De båda danska systemen har förutsatts hopkopplade med en förbindelse via Stora Bält. Danmark har därigenom kunnat betraktas som en enhet.

Produktionssystem

Utgångspunkt för jämförelserna är produktionsutbyggnader enligt de landsvisa planerna.

Vid beräkning av möjliga vinster när systemet betraktats som en enhet har en förutsättning varit att kraftvärmeproduktion (mottryckskraft) först byggs ut så långt som möjligt i Danmark, Finland och Sverige. Dessa möjligheter har dock antagits fullt utnyttjade redan före år 2000. För ytterligare erforderliga utbyggnader har följande tre alternativ studerats.

A. Fortsatt vattenkraft- och kärnkraftutbyggnad

Alternatiivet innebär för Danmark och Finland utbyggnad med varadera två 1 000 MW kärnkraftblock. För Norge och Sverige förutsätts vattenkraftutbyggnad intill 136 respektive 72 TWh/år medelårsproduktion.

B. Begränsad utbyggnad av vattenkraft och kärnkraft. Utbyggnad av koleldade anläggningar

För Danmark innebär alternatiivet att ett av kärnkraftblocken enligt alternativ A ersatts med 1 000 MW kolkondens. För Finland samma utbyggnad som i alternativ A. För Norge har vattenkraften begränsats till 124 TWh/år medelårsproduktion och därutöver har förutsatts 1 000 MW kolkondens. För Sverige har 7 TWh/år vattenkraft förutsatts ersatt med 1 000 MW kolkondens.

C. Starkt begränsad vattenkraftutbyggnad. Därutöver endast koleldade anläggningar

Alternatiivet innebär att man ej bygger kärnkraft varje sig i Danmark eller Finland. I vardera landet i stället 2 000 MW kolkondens. I Norge begränsas vattenkraftutbyggnaderna till 116 TWh/år medelårsproduktion och därutöver förutsätts 2 000 MW kolkondens. I Sverige samma utbyggnad som i alternativ B.

Beräkningsmetodik och förutsättningar

För vart och ett av utbyggnadsalternativen enligt ovan har för nyttillkommande anläggningar beräknats kraftsystemets fasta och rörliga kostnader och optimum (kostnadsminimum) har sökts. Erhållna kostnader har jämförts med motsvarande vid landsvis dimensionering. Skillnaden är vinsten om systemen dimensionerades som en enhet.

På konsumtionssidan har beaktats såväl fasta som tillfälliga elleveranser. Förutsatta fasta leveranser har redovisats ovan. Därutöver finns ganska stor marknad för tillfälliga leveranser som skulle kunna ske

med el när kraftsituationen tillåter detta och i den omfattning som det finns installationer hos konsumenterna (elpannor etc) som möjliggör elanvändning. Total potential för tillfälliga leveranser uppskattas för stadium år 2000 till 30–35 TWh/år (motsvarar 8–9 % av totala systembelastningen).

Beräkningar har gjorts med ett simuleringsprogram för kraftbalansstudier. För vattenkraft har beaktats vattenförhållanden under en statistisk 25-årsperiod och för konventionell värmekraft och kärnkraft dessa kraftslags sannolika tillgänglighet. Elbelastningen har representerats som veckomedelvärdet över året. Bränslekostnaderna för konventionell värmekraft och kärnkraft har förutsatts lika i alla länderna. Vad gäller utbyggnadskostnaden för vattenkraft har använts norska och svenska värden. För övriga kraftslag har förutsatts samma utbyggnadskostnad oberoende av var utbyggnaden sker. Dimensionering av kraftsystemen med hänsyn till leveranssäkerhet har skett enligt samma kriterier för alla länderna.

Kraftsystemets kostnader åskådliggörs schematiskt i figur 7. Markeringen »Erforderlig olja« innehåller kostnader för olja för den del av

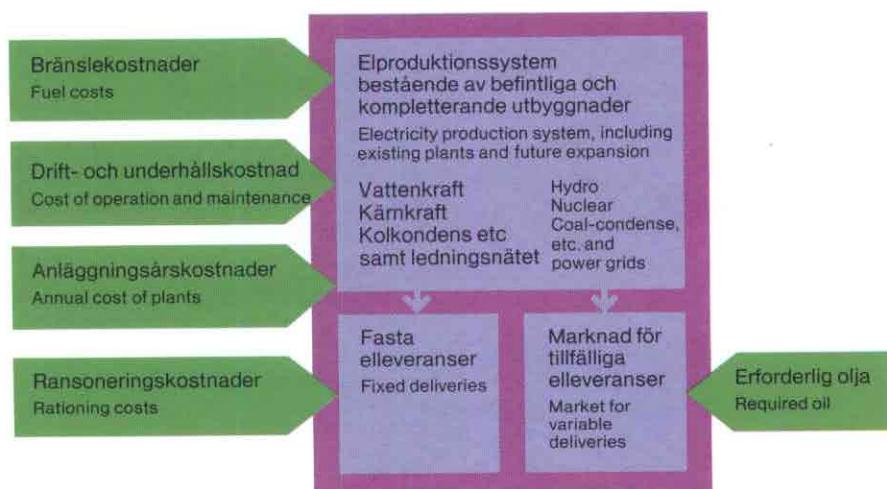


Fig 7 Samhällsekonomisk bild av elsystemet
Schematic rendering of the social costs of the electric system

Samordnad produktionsutbyggnad

den tillfälliga marknaden som inte kan försörjas med el.

Den kalkyrlänta som används i de enskilda länderna är ganska olika. Eftersom detta är en parameter med stor inverkan på beräkningsresultaten har beräkningar gjorts för de tre alternativen 4 %, 7 % och 9 %.

Även förutsättningarna om bränsleprisutveckling har betydande påverkan på resultaten. Studier har därför gjorts för alternativen a) fast realpris och b) 2 % årlig realprisökning.

Resultat

Studien har koncentrerats på stadium år 2000. Beräkningarna visar att det då finns möjlighet att reducera produktionsutbyggnaderna i alla de tre studerade utbyggnadsalternativen.

Tillgängliga beräkningshjälpmödel har inte möjliggjort hänsynstagande till alla de väsentliga faktorer som kan antas påverka beräkningsresultaten. Nordels planeringsutskott kommer i en fortsättning till denna studie att närmare analysera osäkerheterna.

Några faktorer som bör göras till föremål för närmare studier är följande.

- Dygns- och timvariationer i belastning och kraftutväxling har inte kunnat beaktas. Dessa är dock av stor betydelse.
- Endast medelvattenår har beaktats för vattenkraft. Extremåren (torrår och våtår) är av stort intresse att studera.
- Överföringskapaciteten på samsörningsförbindelser och interna nät samt inverkan av förluster i överföringssystemet har ej förutsatts innebära några begränsningar. Detta måste studeras närmare.
- Studien har gjorts för ett speci-

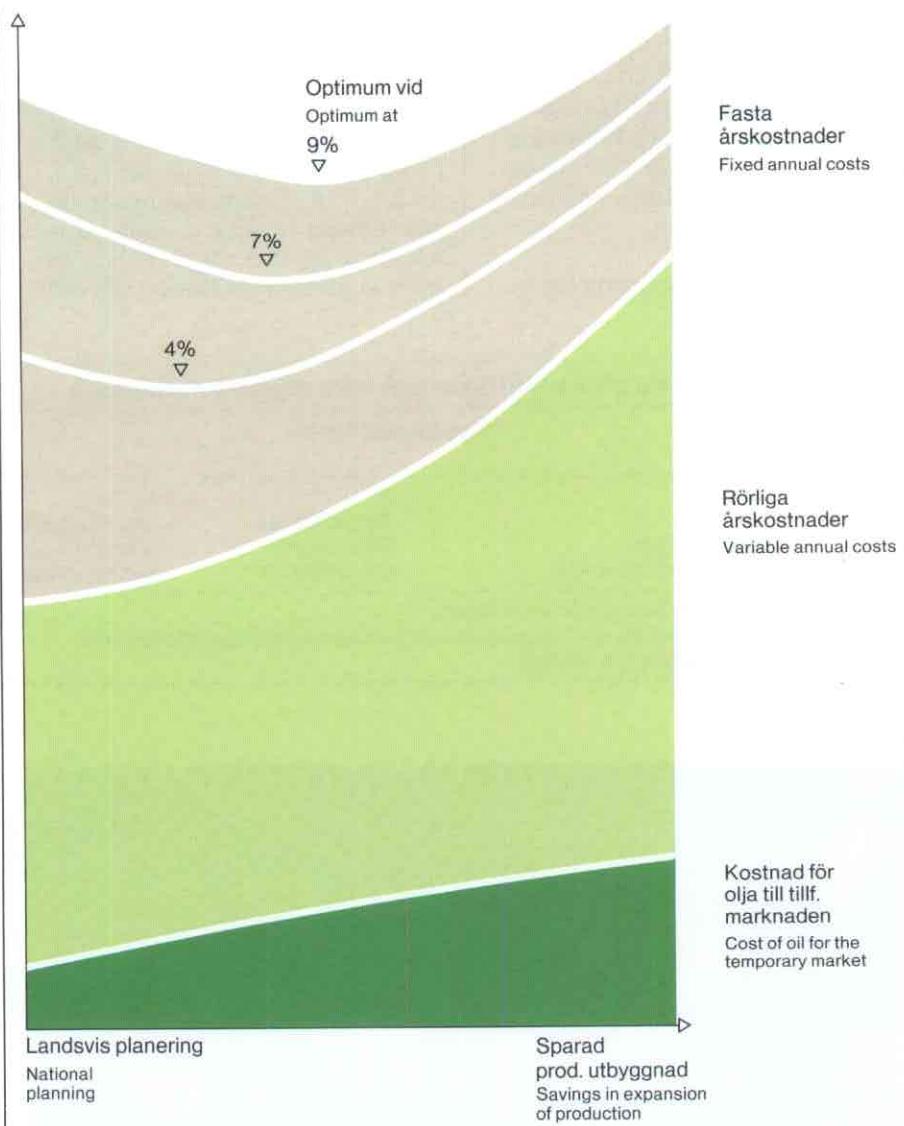


Fig 8. Principskiss av olika kostnadsposters inverkan vid optimering av Nordel-systemet
Schematic rendering of the effect of various costs on optimisation of the Nordel system

fikt stadium, år 2000. Detta innebär att utbyggnaderna inte värderas tidsmässigt.

En optimering av det totala Nordelsystemet medför minskat behov av produktionsutbyggnader och därmed lägre årliga kapitalkostnader och fasta driftkostnader. Däremot ökar bränslekostnaderna, speciellt om reduktionen sker i vattenkraft och kärnkraft. Kostnaderna för olja till den tillfälliga marknaden ökar med storleken på reduktionen av

produktionskapacitet, eftersom ju mera utbyggnader som sparas desto mindre utrymme finns för tillfälliga leveranser.

Figur 8 visar en principskiss om hur olika kostnadsposter påverkar optimeringen.

Vid oförändrat realpris på bränsle och låg kalkyrlänta har erhållits att optimal utbyggnad i alternativ A blir densamma vid totaloptimering som vid förutsatt landsvis utbygg-

Samordnad produktionsutbyggnad

nad. Vid högre kalkylränta uppnår man besparingar vid totaloptimering. I alternativen B och C gör man besparingar också vid den lägsta kalkylräntan och besparingarna ökar vid stigande kalkylränta. Resultaten sammanfattas i nedanstående tabell.

Om man ser besparingarna i rela-

tion till totala års kostnaderna för det samkörande systemet och kostnaderna för erforderliga utökningar av samkörningskapaciteten så är besparingarna trots allt relativt små. Detta indikerar att systemet redan nu är ganska optimalt utbyggt. Besparingarna är dock av sådan storlek att de mycket väl motiverar närmare studier inom Nordel om möj-

ligheterna att tillgodogöra sig också dessa ytterligare fördelar.

Resultaten vid förutsättning av 2 % per år realprisökning på bränsle fram till år 2000 är att för alla kalkylräntorna så är optimal utbyggnad i alternativ A densamma vid totaloptimering som vid landsvis separat utbyggnad. I alternativen B och C gör man däremot besparingar vid alla räntenivåerna. Dessa besparingar är dock en hel del lägre än vid oförändrat realpris på bränsle.

Resultaten enligt ovan utgår från att generella krav på svavelrening inte föreligger. Om sådana krav måste uppfyllas ökar anläggningekostnaderna för kolkraftverken. Detta medför ökat värde av samordnad utbyggnad, särskilt i alternativ C.

Besparingar år 2000 vid olika kalkylräntor och olika utbyggnadsalternativ

| Kalkyl- ränta | A | B | C |
|------------------|---------------------------------|-------------|-------------|
| 4 % | 0 | 300 MNOK/år | 350 MNOK/år |
| 7 % | 350 MNOK/år | 500 MNOK/år | 550 MNOK/år |
| 9 % | 800–1 200 ¹⁾ MNOK/år | 900 MNOK/år | 950 MNOK/år |

Förutsättning av oförändrat realpris på bränsle

¹⁾ Beroende på om produktionsminskningen är enbart kärnkraft (lägre värdet) eller kärnkraft + vattenkraft (högre värdet).



Ställverk
Switch yard

Statistik / Statistics

Nordelstatistiken för 1983 är delvis preliminär. Vanligtvis är de justeringar som måste göras små. De införs i nästa års statistik.

Definitioner

I Nordels definitioner har de använda uttrycken följande betydelse:

Installerad maskineffekt i en kraftstation angives i MW och är summan av de enskilda aggregatens nominella effekt, inklusive stations- och reservenheter.

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

Elproduktion angives i GWh och är den produktion, som vederbörande land uppger i sin officiella statistik.

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

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

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

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

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

Förluster är skillnaden mellan bruttoförbrukning och nettoförbrukning.

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

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

The Statistical data for 1983 are preliminary. The necessary adjustments, which are usually small, will be made in the next annual report.

Definitions

Used expressions have the following meanings according to Nordel 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, including station service and stand-by units.

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)

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

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

Net consumption of electric energy is given in GWh and is the sum of the power delivered to and metered at the consumers plus 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.

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

Magasinsfyllnadsgrad vid en given tidpunkt angives i procent som förhållandet mellan magasinsinnehåll och magasinskapacitet.

Enheter

| | |
|--------|--|
| Effekt | = energi per tidsenhet |
| kW | = kilowatt |
| MW | = megawatt = 1000 kW |
| kVA | = kilovoltampere |
| MVA | = megavoltampere = 1000 kVA |
| Energi | = produkten av effekt och tid |
| J | = Joule |
| kJ | = kilojoule = 0,24 kcal |
| TJ | = terajoule = 10^{12} J = 23,9 toe |
| PJ | = petajoule = 10^{15} J |
| kWh | = kilowattimme = 3600 kJ |
| MWh | = megawattimme = 1000 kWh |
| GWh | = gigawattimme = 1 million kWh |
| TWh | = terawattimme = 1000 GWh = 1 miljard kWh |
| Mtoe | = 1 miljon-ton-olje ekvivalent motsvarar 11,63 TWh |

Symboler

- Värdet noll
- Mindre än hälften av den använda enheten
- ● Uppgift inte tillgänglig eller alltför osäker för att anges
- Uppgift kan inte förekomma

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.

Units

| | |
|--------|---|
| Power | = energy per time |
| kW | = kilowatt |
| MW | = megawatt = 1000 kW |
| kVA | = kilovoltampere |
| MVA | = megavoltampere = 1000 kVA |
| Energy | = the product of power and time |
| J | = Joule |
| kJ | = kilojoule = 0.24 kcal |
| TJ | = terajoule = 10^{12} = 23.9 toe |
| PJ | = petajoule = 10^{15} J |
| kWh | = kilowatt-hour = 3600 kJ |
| MWh | = megawatt-hour = 1000 kWh |
| GWh | = gigawatt-hour = 1 million kWh |
| TWh | = terawatt-hour = 1000 GWh = 10^9 kWh |
| Mtoe | = 1 million tons of oil equivalent corresponds to 11.63 TWh |

Symbols

- Magnitude zero
- Magnitude less than half of unit employed
- ● Data not available
- Category not applicable

Installerad effekt

Den sammanlagda installerade effekten i Nordelländerna steg under 1983 med 1 388 MW till 72 867 MW, dvs med 1,9 %. Den installerade effekten i vattenkraftstationer utgjorde ca 56 %. I Sverige och Finland fanns vid årets utgång totalt 9 565 MW kärnkraft.

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

Installed capacity

In 1983 the total net capacity in the Nordel countries increased by 1 388 MW to 72 867 MW. Of the total capacity 56 % consisted of hydro power. The nuclear capacity was 9 565 MW.

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

Fig 9. Installerad effekt 1983-12-31 och korresponderande medelårsproduktion för installerad vattenkraft
Installed capacity Dec. 31.1983 and corresponding average-year production by hydro power

| | Danmark | Finland | Island | Norge | Sverige | Nordel |
|---|---------------------|---------|-------------------|---------|----------------------|---------|
| Vattenkraft MW Hydro power MW | 8 | 2 490 | 752 | 22 302 | 15 292 | 40 844 |
| Medelårsproduktion, GWh Average-year production, GWh | 20 | 11 880 | 4 000 | 100 212 | 61 798 ⁴⁾ | 177 910 |
| Värmekraft MW Thermal power | 7 336 | 8 840 | 156 ²⁾ | 278 | 15 413 | 32 023 |
| Därav of which | | | | | | |
| mottryck, fjärrvärme konv. back pressure, district heating conv. | 277 | 1 590 | — | — | 2 469 | 4 336 |
| mottryck, industriell back pressure, industry | — | 1 540 | — | 165 | 882 | 2 587 |
| kondens, process condence, process | — | 110 | 19 | 54 | — | 183 |
| kondens, kärn condence, nuclear | — | 2 210 | — | — | 7 355 | 9 565 |
| kondens, konventionell condence, conventional | 6 771 ¹⁾ | 2 480 | — | 24 | 2 932 | 12 207 |
| gasturbin, diesel gasturbine, diesel | 288 | 910 | 137 ²⁾ | 35 | 1 775 | 3 145 |
| Totalt installerad effekt Total installed capacity | | | | | | |
| 1983 MW | 7 344 | 11 330 | 908 ²⁾ | 22 580 | 30 705 | 72 867 |
| 1982 MW | 7 423 | 11 270 | 904 ³⁾ | 22 173 | 29 709 | 71 479 |
| Nytillskott under 1983 MW Additions in 1983 MW | 43 | 60 | 4 | 407 | 1 137 | 1 651 |
| Bortfall under 1983 Retirements in 1983 | 122 | — | — | — | 141 | 263 |

¹⁾ Inkl. kondensstyrbiner med uttag för fjärrvärme Incl. condensing turbines with some steam drawn for district heating

²⁾ Härav geotermisk kraft 29 MW Of which 29 MW is geothermal power

³⁾ Härav geotermisk kraft 26 MW Of which 26 MW is geothermal power

⁴⁾ Nytt preliminärt utgångsvärde eftersom medelårsproduktionen baserats på ny årsserie (1950—80) för tillrinningsvärdena. New preliminary value based on the new inflow series for the years 1950—80.

**Nordel
Statistik / Statistics
1983**

Fig 10. Nya aggregat tagna i drift under 1983
New power plant capacity 1983

| Kraftslag/ kraftstation Power category/plant | Nyinstallation under 1983 New units taken into operation | | | Totalt 83-12-31 Total | |
|--|---|---------------------------------------|--|--|---|
| | Antal aggr. Number of units | Ny effekt New capacity MW | Ökning av medelårsprod. Increase in average-year production GWh ¹⁾ | Inst. netto effekt Total installed net capacity MW | Medelårs- produktion Total average- year production GWh ¹⁾ |
| Danmark Vattenkraft Hydro power | — | — | — | 8 | 20 |
| Konv. värmekraft Conventional thermal power | 1 | 1 | g | 7 336 | • |
| Finnland Vattenkraft Hydro power | 2 | 22 | 111 | 2 490 | 11 880 |
| Anjalankoski | 1 | 19 | 90 | 19 | 90 |
| Klåsarö | 1 | 3 | 21 | 5 | 32 |
| Konv. värmekraft Conventional thermal power | — | — | — | 6 630 | • |
| Inkeroinen | 1 | 37 | a | 56 | • |
| Kärnkraft Nuclear power | — | — | — | 2 210 | • |
| Island Vattenkraft Hydro power | — | — | — | 752 | 4 000 |
| Konv. värmekraft Conventional thermal power | •• | 4 | — | 156 | • |
| Norge Vattenkraft Hydro power | •• | 407 | 1 979 | 22 302 | 100 212 |
| Aurland | 3 | 95 | 423 | 872 | 2 285 |
| Årøy | 1 | 91 | 306 | 91 | 306 |
| Orkla/Grana | 1 | 53 | 260 | 283 | 1 092 |
| Rånåsfoss | 1 | 45 | 112 | 45 | 131 |
| Konv. värmekraft Conventional thermal power | — | — | — | 278 | • |
| Sverige Vattenkraft Hydro power | •• | 77 | 325 | 15 292 | 61 798 ²⁾ |
| Stenkullafors | 1 | 56 | 235 | 56 | 235 |
| Malmomaj | 1 | 10 | 40 | 10 | 40 |
| Konv. värmekraft Conventional thermal power | 2 | 130 | • | 8 058 | • |
| Helsingborg | 1 | 55 | k/o | 55 | • |
| Norrköping, Händelö | 1 | 75 | k | 75 | • |
| Kärnkraft Nuclear power | •• | 930 | • | 7 355 | • |
| Ringhals B4 | 1 | 915 | • | 915 | • |

¹⁾ Endast för vattenkraften. För nyttillskott i konv. värmekraft anges bränsleslag
(o = olja, k = kol, g = gas, t = torv, a = avfall)

Only for hydro power. For new conv. thermal power type of fuel is stated:

(o = oil, k = coal, g = gas, t = peat, a = garbage, waste)

²⁾ Nytt preliminärt utgångsvärde p g a att medelårsproduktionen nu skall baseras på tillrinningsvärdet för årsperioden 1950—80.

New preliminary value based on the new inflow series for the years 1950—80.

**Nordel
Statistik / Statistics
1983**

Fig 11. Beslutade större kraftstationer.
Decided large power plants

| Kraftslag/ kraftstation Power category/plant | Inst. netto- effekt 83-12-31 Installed net capacity | Medelårs- prod. 83-12-31 Average- year production | Beslutad nyinstallation Decided new plants | | | | Beräkn. idrifttagn. Estimated to be brought into service in | | | |
|--|---|--|--|---------------------------------|--|---------|--|--|--|--|
| | | | Antal aggr. Number of new units | Ny effekt New capacity | Ökn. av medelårsprod. Increase in average- year production GWh ¹⁾ | | | | | |
| | | | MW | GWh | MW | GWh | | | | |
| Danmark | | | | | | | | | | |
| Konv. värmekraft Conventional thermal power | | | | | | | | | | |
| Strudstrupvärvaret | 415 | • | 2 | 700 | k/o | 1984/85 | | | | |
| H. C. Ørstedvärvaret | 181 | • | 1 | 88 | k/o | 1985 | | | | |
| Amagervärvaret | 256 | • | 1 | 235 | k/o | 1989 | | | | |
| Avedörevärvaret | — | — | 1 | 235 | k/o | 1991 | | | | |
| Finland | | | | | | | | | | |
| Vattenkraft Hydro power | | | | | | | | | | |
| Vajukoski | — | — | 1 | 21 | 68 | 1984 | | | | |
| Raasakka 3 | 37 | 200 | 1 | 22 | 25 | 1985 | | | | |
| Kollaja | — | — | 1 | 40 | 180 | 1989 | | | | |
| Konv. värmekraft Conventional thermal power | | | | | | | | | | |
| Salmisaari | 92 | • | 1 | 140 | k | 1984 | | | | |
| Äänekoski | 20 | • | 1 | 42 | a | 1985 | | | | |
| Vaskiluoto | 160 | • | 1 | 160 | k/o | 1985 | | | | |
| Jyväskylä | 35 | • | 1 | 80 | t | 1986 | | | | |
| Joensuu | — | — | 1 | 60 | t | 1986 | | | | |
| Oulu | 70 | • | 1 | 70 | t | 1987 | | | | |
| Tampere | 128 | • | 1 | 60 | t/k | 1988 | | | | |
| Pori | — | — | 1 | 60 | k | 1989 | | | | |
| Island | | | | | | | | | | |
| Vattenkraft Hydro power | | | | | | | | | | |
| Blanda | — | — | 3 | 150 | 750 | 1988 | | | | |
| Norge | | | | | | | | | | |
| Vattenkraft Hydro power | | | | | | | | | | |
| Sjønstå | — | — | 2 | 76 | 283 | 1984 | | | | |
| Lomen | — | — | 1 | 45 | 155 | 1984 | | | | |
| Kvitingen | — | — | 1 | 40 | 125 | 1984 | | | | |
| Tjodan | — | — | 1 | 90 | 310 | 1985 | | | | |
| Ulla-Førre | 780 | 2 828 | 6 | 1 280 | 1 519 | 1985/87 | | | | |
| Naddvik | — | — | 1 | 100 | 345 | 1986 | | | | |
| Skarje | — | — | 1 | 160 | 325 | 1987 | | | | |
| Alta | — | — | 2 | 150 | 687 | 1987/89 | | | | |
| Kobbenv | — | — | 2 | 300 | 691 | 1987/90 | | | | |
| Sverige | | | | | | | | | | |
| Vattenkraft Hydro power | | | | | | | | | | |
| Messaure G3 | 300 | 1 834 | 1 | 150 | 0 | 1984 | | | | |
| Stornorrhors G4 | 410 | 2 019 | 1 | 170 | 125 | 1985 | | | | |
| Laxede G3 | 130 | 815 | 1 | 70 | 20 | 1987 | | | | |
| Porsi G3 | 175 | 1 146 | 1 | 95 | 20 | 1988 | | | | |
| Kärnkraft Nuclear power | | | | | | | | | | |
| Forsmark B3 | 1 800 | • | 1 | 1 050 | • | 1985 | | | | |
| Oskarshamn B3 | 1 020 | • | 1 | 1 060 | • | 1985 | | | | |

¹⁾ Endast för vattenkrafen. För ny tillskott i konv. värmekraft anges bränsleslag (o = olja, k = kol, g = gas, t = torv, a = avfall)

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

Det nordiska högspänningssnätet

Sverige har förbindelser med Danmark, Finland och Norge. Mellan Finland och Norge finns enbart ledningar för lokala leveranser från Norge till förbrukare i Finland. Vid årets utgång var den totala överföringsförmågan från Sverige ca 4 100 MW och till Sverige ca 3 400 MW. Mellan Danmark (Jylland) och Norge finns en likströmsförbindelse med överföringsförmågan 510 MW i vardera riktningen. Södra Jylland har 400, 220 och 60 kV-förbindelser med Västtyskland. Mellan Finland och Sovjetunionen finns en 600 MW likströmsförbindelse. Detta är den första stamnätsförbindelse av denna storleksordning mellan Sovjet och Västeuropa. Sedan tidigare finns en mindre samkörningsförbindelse mellan Norge och Sovjet, och lokala förbindelser mellan Finland och Sovjet. Island är ej elektriskt förbundet med övriga Nordelländer.

The grid system in the Nordel countries

Sweden is connected to Denmark, Finland och 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 4 100 MW and to Sweden about 3 400 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 western Germany. Between Finland and the Soviet Union there is a 600 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 have for many years been a number of local interconnections. Iceland is not electrically connected to the rest of the Nordel countries.

Fig 12. Överföringsledningar (km)
Transmission lines

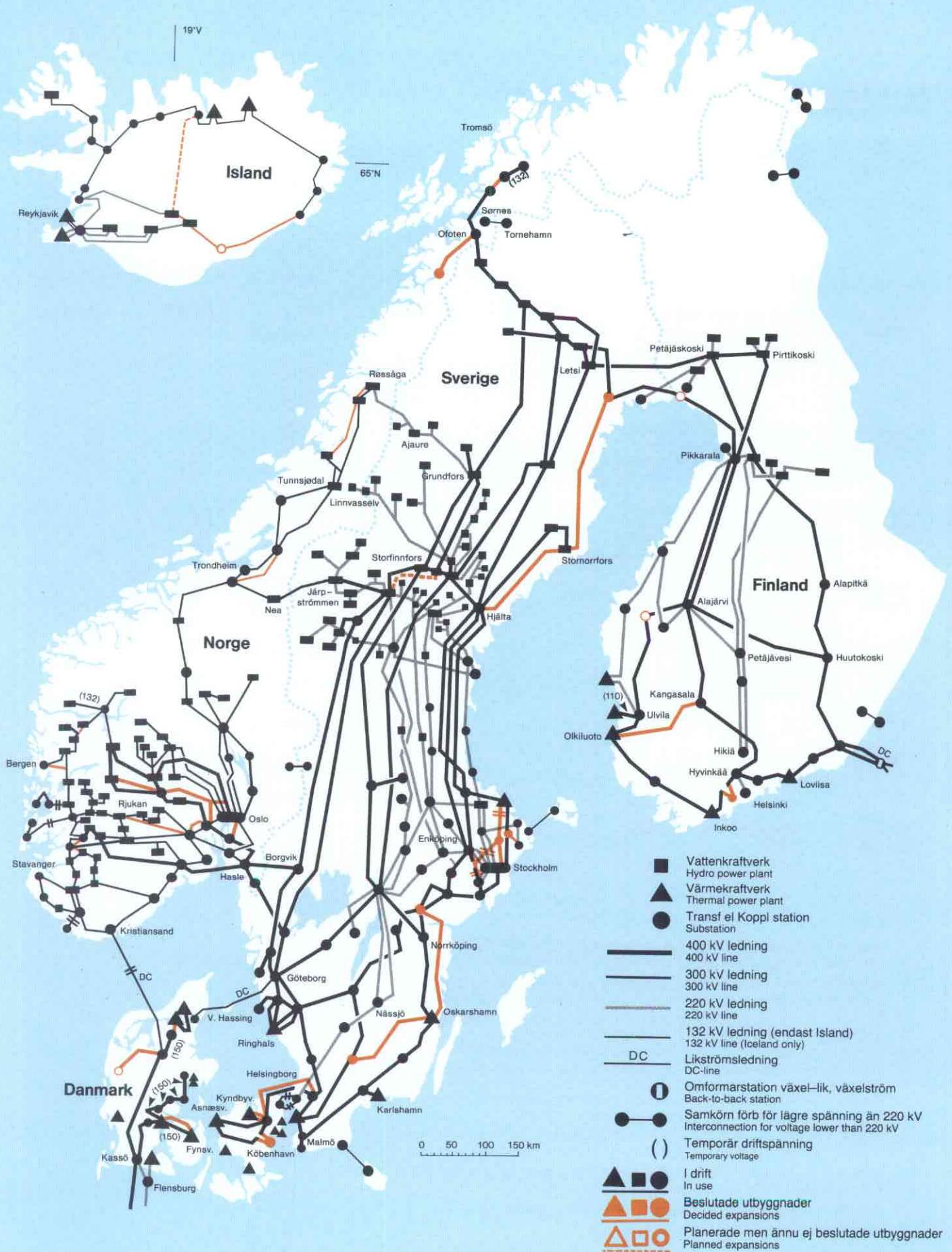
| | 400 kV | 220, 300 kV | | 110, 132, 150 kV | |
|---------|--|---|--|---|--|
| | Tagna i drift under 1983 Brought into service in 1983 | I drift 83-12-31 In service 83-12-31 | Tagna i drift under 1983 Brought into service in 1983 | I drift 83-12-31 In service 83-12-31 | Tagna i drift under 1983 Brought into service in 1983 |
| Danmark | 0 | 803 ¹⁾ ²⁾ | 0 | 223 ²⁾ | 10 |
| Finland | 0 | 3 029 | 0 | 2 152 | 400 |
| Island | — | — | — | 468 | 237 |
| Norge | 111 | 1 155 ⁴⁾ | 48 | 4 834 ³⁾ | 160 |
| Sverige | 26 | 8 789 ¹⁾ | 75 | 5 740 ³⁾ | • • |
| | | | | | 13 600 ⁵⁾ |

¹⁾ Inkluderar halva kabelförbindelsen (4 km) Sjælland—Sverige
 Including half of the cable line (4 km) Zealand—Sweden
²⁾ Härav 293 km i drift med 150 kV, och 48 km med 132 kV
 Of which 293 km in service with 150 kV, and 48 km with 132 kV
³⁾ Härav 80 km i Danmark och 96 km i Sverige (Kontiskan) samt 89 km i Danmark och 151 km i Norge (Skagerak) i drift med 250 kV likström
 Of which 80 km in Denmark and 96 km in Sweden (Kontiskan) and 89 km in Denmark and 151 km in Norway (Skagerak) with 250 kV DC
⁴⁾ Härav 32 km i drift med 132 kV
 Of which 32 km with 132 kV
⁵⁾ Värde för 1982
 1982 value

Fig 13. Nordels högspänningsnät
The Nordel main grid

Nordel
Statistik / Statistics
1983

41



**Nordel
Statistik / Statistics
1983**

Fig 14. Samkörningsförbindelser mellan Nordelländerna
Interconnections between the Nordel-countries

| Länder Countries | Stationer Terminal stations | Nominell spänning Rated voltage kV | Överföringsförmåga Transmission capacity | Längd Length | Kabel Cable |
|-----------------------|--|---|---|--|---|
| | | | Från Danmark From Denmark | Till Danmark To Denmark | |
| Danmark— Norge | Tjele—Kristiansand | ±250 = | 510 | 510 | 240/pol 127/pol |
| | | | Från Sverige From Sweden | Till Sverige To Sweden | |
| Danmark— Sverige | Teglstrupgård—Sofiero Hovegård—Helsingborg Vester Hassing—Göteborg Hasle (Bornholm)—Borby | 132 ~ 400 ~ 250 = 60 ~ | 350 ¹⁾ 700 ¹⁾ 260 60 | 350 ¹⁾ 700 ¹⁾ 260 60 | 23 91 176 47,6 |
| Finland— Sverige | Ossauskoski—Kalix Petäjäskoski—Letsi Pikkarala—Messaure Hellesby (Åland)—Skattbol | 220 ~ } 400 ~ } 400 ~ } 70 ~ } | 900 } | 400 | 93 230 423 76,5 |
| Norge— Sverige | Sørnes—Tornehamn Ritsem—Ofoten Rossåga—Ajaure Linnvassselv ⁵⁾ Nea—Järpströmmen Lutufallet—Höljes Hasle—Borgvik Halden—Skogssäter | 132 ~ } 400 ~ } 220 ~ 220/66 ~ 275 ~ 132 ~ 400 ~ } 400 ~ } | 200 } 260 ³⁾ 50 500 ³⁾ 40 1 100 ^{3) 6)} } | 200 100 ^{3) 4)} 50 500 ³⁾ 20 1 100 ^{3) 6)} | 39 58 117 — 100 17,5 106 110 |
| Totalt | | | 4 615 | 3 935 | |
| Beslutad: Decided: | | | Från Sverige From Sweden | Till Sverige To Sweden | |
| Danmark— Sverige | Hovegård—Helsingborg (1985) | 400 | ? | ? | 91 8 |

- ¹⁾ Även vid paralleldrift är totala överföringsförmågan 700 MW i vardera riktningen
At parallel operation of the interconnections the total transmission capacity amounts to maximum 700 MW in both directions
- ²⁾ Kabelsträckan består av fyra trefaskablar som är parallellkopplade två och två
The cable line consists of four three-phase cables which are parallel connected two by two
- ³⁾ Med hänsyn till slingdriften över flera samkörningsförbindelser Norge—Sverige och vissa andra driftsituationer kan dimensionerade felfall ge en lägre överföringsförmåga
Transmission capacity is in some cases reduced by dimensioning fault case
- ⁴⁾ 100 MW gäller vid maximal produktion i Gejmän—Ajaure—Gardikfors. Vid minimiproduktion i dessa stationer och maximalt 250 MW produktionsöverskott i Helgeland är överföringsförmågan 200 MW
100 MW maximum production in Gejmän—Ajaure—Gardikfors. With minimum production in these stations and 250 MW surplus production in Helgeland the transmission capacity is 200 MW
- ⁵⁾ Samkörningsslänken är en 220/66 kV transformator i den norska—svenska kraftstationen Linnvassselv
The interconnection consist of a 220/66 kV transformer in the Norwegian—Swedish power station Linnvassselv
- ⁶⁾ Efter nätabyggnader i Norge (Oslo-området) ökar kapaciteten ca 100 MW
After extensions in Norway this will increase by 100 MW
- ⁷⁾ Överföringsförmågan efter utbyggnaden ännu ej fastställd
Transmission capacity is at present unknown

Fig 15. Maximal belastning 3:e onsdagen i december 1983
Maximum load on the 3rd Wednesday in December 1983

| | Max kraftstationsbelastning | | Installerad nettoeffekt Installed net capacity | Max systembelastning Max system load | | | |
|--|--|---------------|---|---|---------------|--------------------------------|---------------|
| | Max power station output Lokaltid Local time | MW | | 1982 Lokaltid Local time | MW | 1983 Lokaltid Local time | MW |
| Danmark | | | | | | | |
| Väster om Stora Bält (ELSAM) West of the Great Belt | 8—9 | 1 800 | 3 685 | 17—18 | 2 575 | 8—9 | 2 600 |
| Öster om Stora Bält exkl Bornholm (ELKRAFT) East of the Great Belt excl Bornholm | 8—9 | 2 048 | 3 659 | 10—11 | 2 042 | 17—18 | 2 012 |
| Finland | 16—17 | 6 119 | 11 330 | 8—9 | 6 565 | 17—18 | 6 890 |
| Island | 18—19 | 570 | 908 | | | | |
| Norge | | | | | | | |
| Söder om (south of) 67,5° N Norra om (north of) 67,5° N | 10—11 16—17 | 15 793 933 | 21 243 1 337 | 9—10 14—15 | 12 385 819 | 9—10 15—16 | 14 069 936 |
| Sverige | 15—16 | 18 610 | 30 705 | 8—9 | 18 336 | 15—16 | 19 652 |
| Nordel exkl Island (excl Iceland) | | | | | | | |
| Mellaneeuropeisk tid Central-European time | 8—9 | 44 802 | 72 867 | 8—9 | 42 905 | 8—9 | 45 080 |

Elenergiomsättning

Electric energy turnover



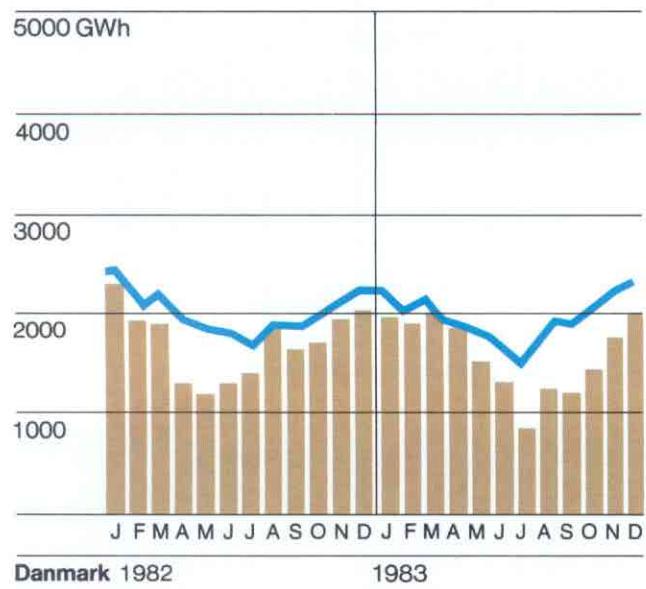
**Fig 16. Översikt över omsättningen
av elektrisk energi i Nordel 1983**
Review of the electric energy
turnover in Nordel 1983

**Fig 17. Elenergiomsättningen
1983 (GWh)**
Electric energy turnover in 1983

| | Danmark | Finland | Island | Norge | Sverige | Nordel |
|---|-----------------|---------------|------------|---------------------|------------------|-----------------------|
| Produktion Production | 19 194 | 40 236 | 3 766 | 106 199 | 105 878 | 275 273 |
| Därav vattenkraft Of this hydro power | 20 | 13 376 | 3 588 | 105 870 | 62 771 | 185 625 |
| Import | 8 135 | 5 477 | — | 483 | 10 397 | 4 251 |
| Total produktion och import Total production and import | 27 329 | 45 713 | 3 766 | 106 682 | 116 274 | 279 524 ²⁾ |
| Export Bruttoförbrukning Gross consumption | 2 390 24 939 | 679 45 034 | — 3 766 | 13 885 92 797 | 5 449 110 826 | 2 162 277 362 |
| Tillfällig kraft till elpannor etc. Excess hydro power for electric boilers etc. | • | 876 | • | 3 840 ¹⁾ | 4 715 | 9 431 |
| Bruttoförbrukning exkl tillfällig kraft till elpannor etc Gross consumption excl. excess hydro power for electric boilers etc. | 24 939 | 44 158 | 3 766 | 88 957 | 106 111 | 267 931 |
| Förändring från 1982 % Change as against 1982 % | 2,0 | 6,4 | 5,3 | 5,2 | 7,6 | 6,1 |

Fig 18. Produktion och bruttoförbrukning exkl avkopplingsbara elpannor
Production and gross consumption excl excess hydro power to electric boilers

Förbrukning Consumption Värmekraft Thermal power Vattenkraft Hydro power



Elproduktionen

Den totala produktionen inom Nordel var 1983 275,3 TWh, en ökning med 8,7 % jämfört med 1982. Vattenkraften svarade för 67,4 % och kärnkraften för 20,3 %. Motsvarande siffror för 1982 var 64,5 resp 21 %.

Electricity production

The total production in Nordel was 275.3 TWh in 1983. This is an increase of 8.7 % compared to 1982. Hydro power amounted to 67.4 % (64.5) and nuclear power to 20.3 % (21) of the total production.

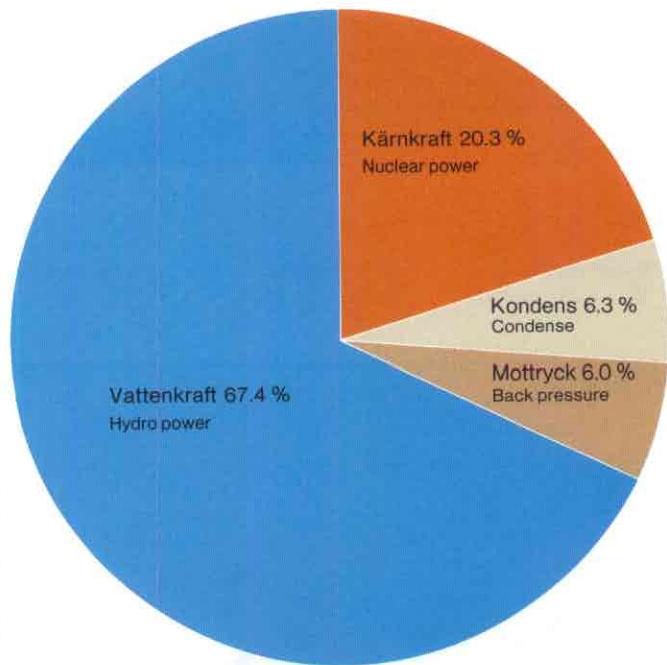


Fig 20. Elproduktion (GWh)
Electricity production

Fig 19. Totala elproduktionen i Nordel
Total electricity production within Nordel

| | Danmark | Finland | Island | Norge | Sverige | Nordel |
|---|---------|-------------------|-------------------|---------|---------|---------|
| Vattenkraft 1983 Hydro power | 20 | 13 376 | 3 588 | 105 870 | 62 771 | 185 625 |
| Vattenkraft 1982 Hydro power | 20 | 12 958 | 3 407 | 92 943 | 54 191 | 163 519 |
| Värmekraft 1983 Thermal power | | | | | | |
| Mottryck, fjärrvärme Back pressure, district heating | 3 400 | 4 198 | • | — | 1 270 | 8 868 |
| Mottryck, industri Back pressure, industry | 257 | 4 646 | • | 158 | 2 458 | 7 519 |
| Kondens, process Condense, process | — | 374 | — | — | — | 374 |
| Kondens, kärn Condense, nuclear | — | 16 711 | — | • | 39 077 | 55 788 |
| Kondens, konventionell Condense, conventional | 15 407 | 802 | • | 79 | 174 | 16 462 |
| Gasturbin, diesel m.m. Gas turbine, diesel etc. | 110 | 129 ¹⁾ | 178 ²⁾ | 92 | 128 | 637 |
| Värmekraft 1983 Thermal power | 19 174 | 26 860 | 178 | 329 | 43 107 | 89 648 |
| Värmekraft 1982 Thermal power | 20 706 | 26 397 | 168 ³⁾ | 268 | 42 379 | 89 918 |
| Total produktion 1983 Total production 1983 | 19 194 | 40 236 | 3 766 | 106 199 | 105 878 | 275 273 |
| Total produktion 1982 Total production 1982 | 20 726 | 39 355 | 3 575 | 93 120 | 96 570 | 253 346 |
| Förändring i procent Change, per cent | – 7,4 | 2,2 | 5,3 | 14,0 | 9,6 | 8,7 |

¹⁾ Därav 125 GWh med naturgas Of this 125 GWh from natural gas

²⁾ Därav 172 GWh geotermisk kraft Of this geothermal 172 GWh

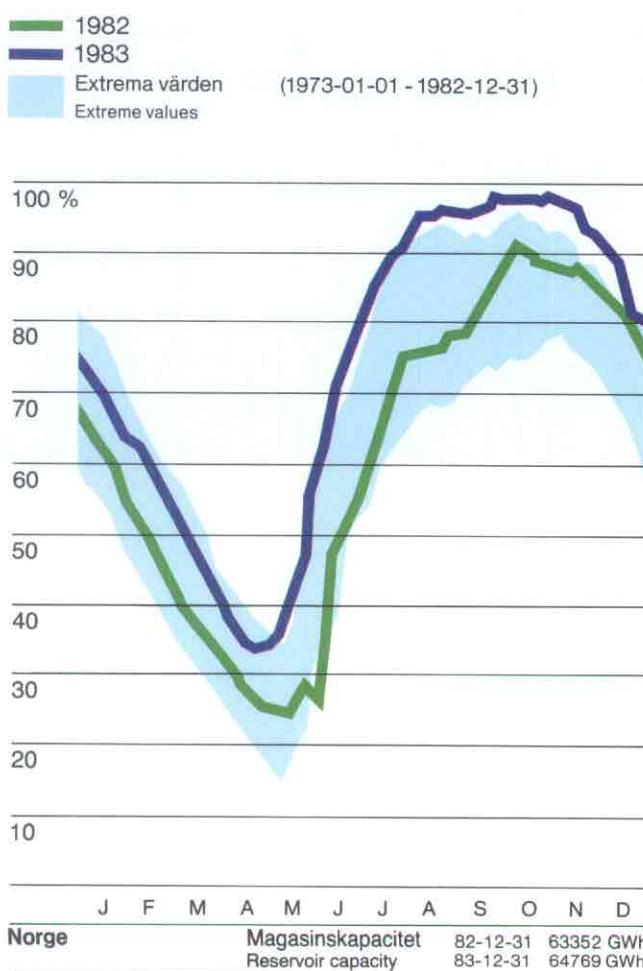
³⁾ Därav 159 GWh geotermisk kraft Of this geothermal 159 GWh

Fig 21. Magasinsfyllnad

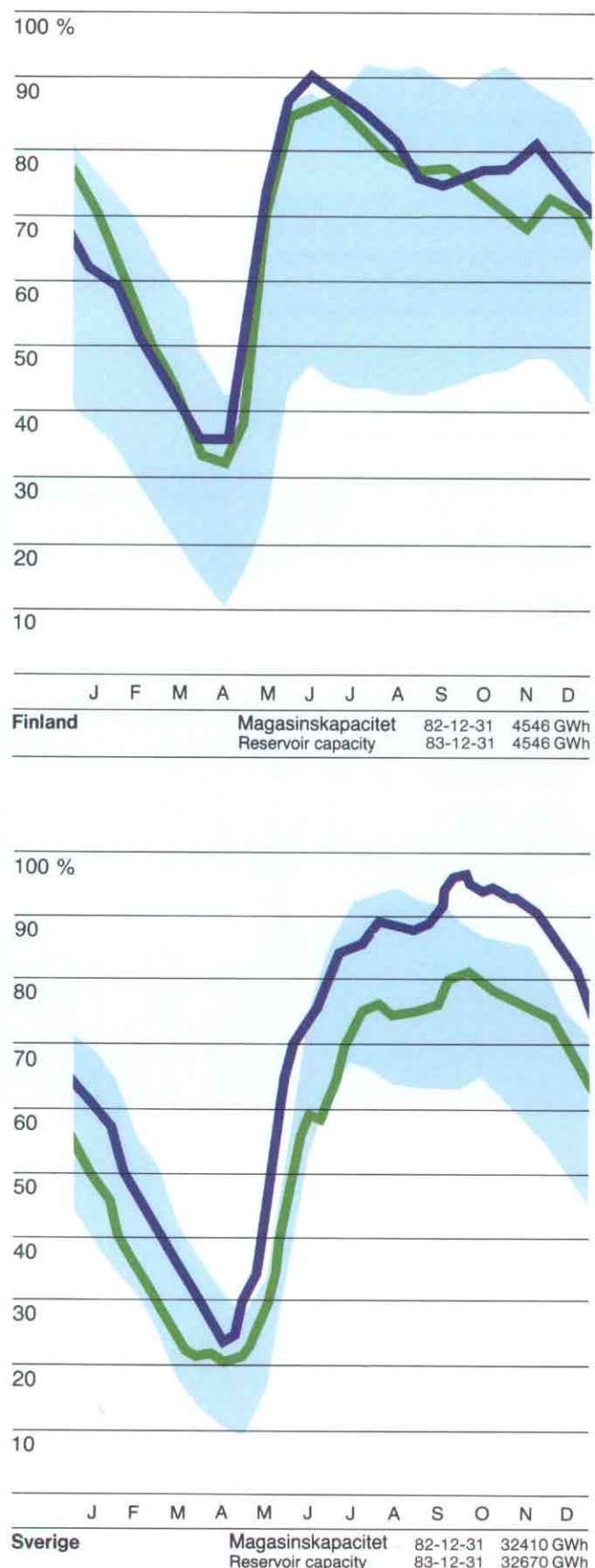
Kurvorna visar magasinsfyllnaden i % av helt fyllda magasin under åren 1982 och 1983. De övre och under begränsningskurvorna för de senaste årens magasinsvariationer är markerade. Begränsningskurvorna är högsta respektive lägsta veckovärden under perioden 1973—1982.

Water reservoir

The curves show the impounded water in per cent of total storage capacity for 1982 and 1983. The field gives upper and lower extremes which are composed of the weekly maxima and minima recorded for the period 1973—1982.



| Norge | Magasinskapacitet Reservoir capacity | 82-12-31 | 63352 GWh | 83-12-31 | 64769 GWh |
|-------|---|----------|-----------|----------|-----------|
|-------|---|----------|-----------|----------|-----------|



Elenergiutbytet

Kraftexporten från Norge ökade kraftigt jämfört med föregående år. Danmark, Finland och Sverige var nettoimportörer under året.

Tabellvärdena avser det avräknade kraftutbytet. Om ett land exporterar el på en samkörningslinje, och samtidigt importrar motsvarande kvantitet el på en annan linje från samma land, medräknas båda utbytena i export- och importangivelserna.

Power exchange

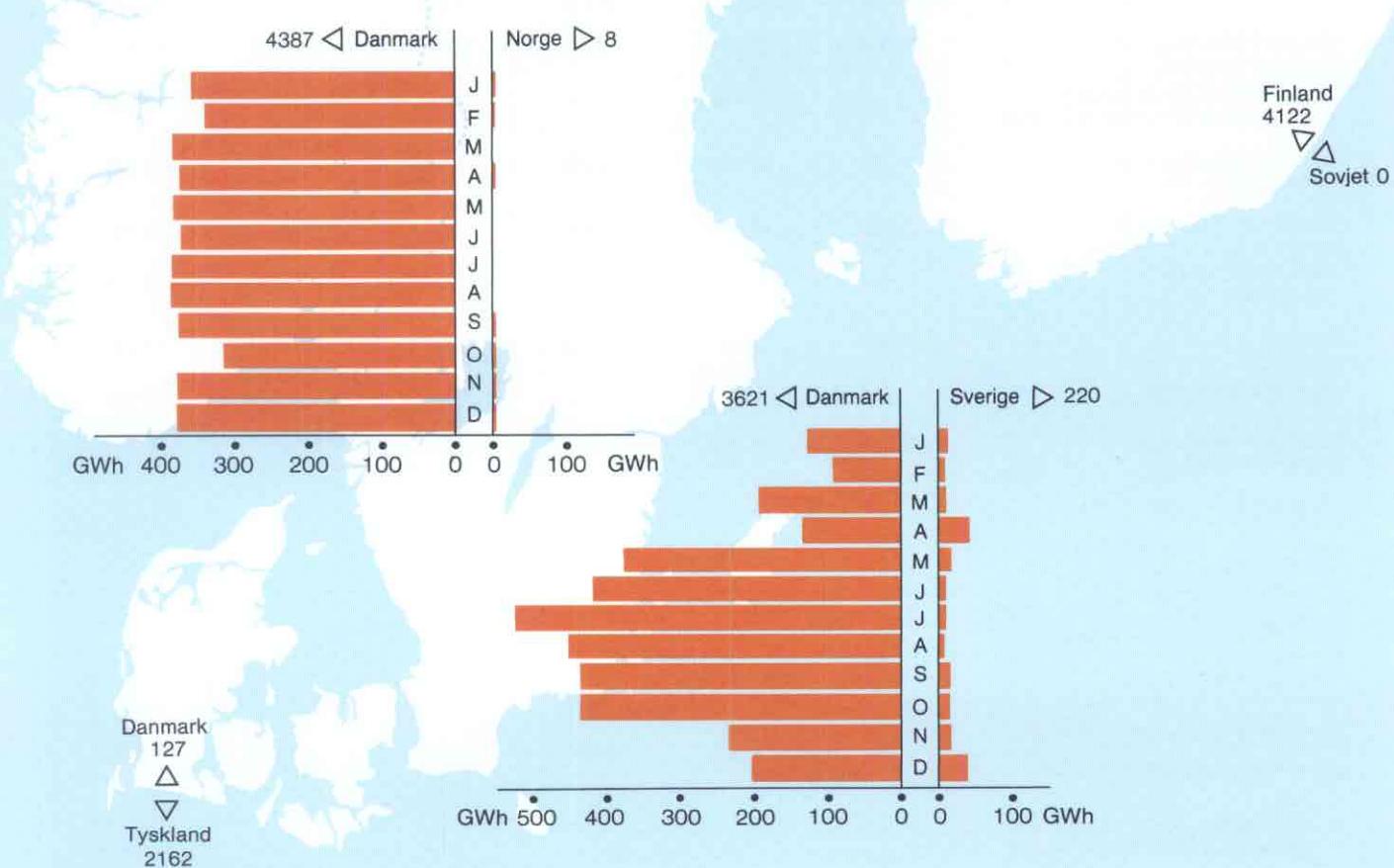
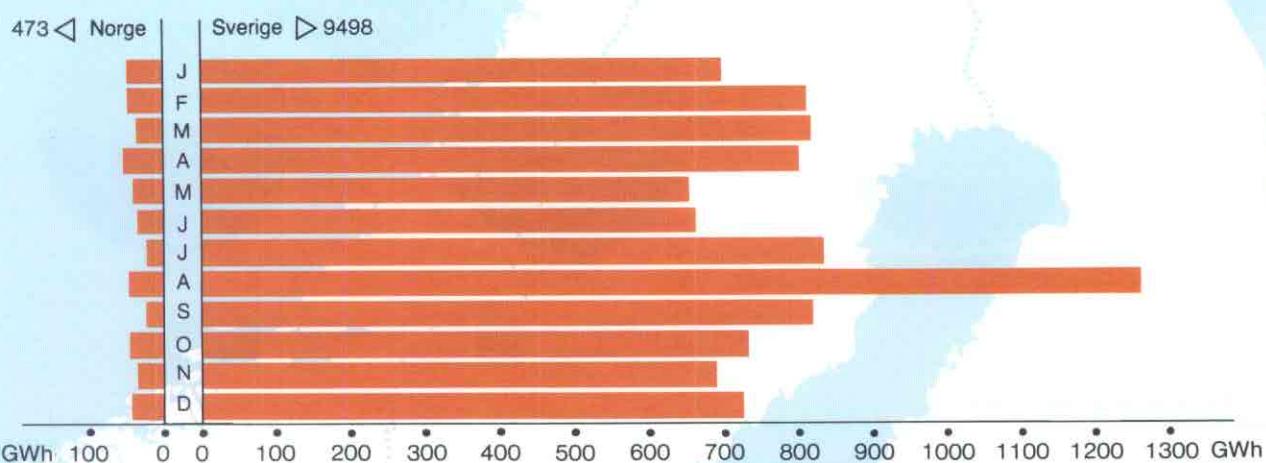
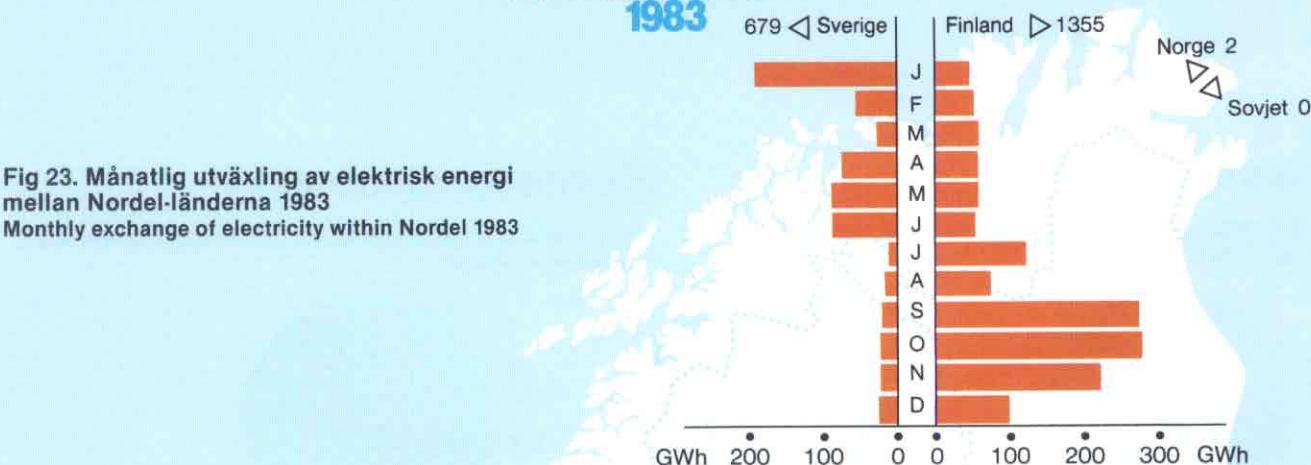
The electrical energy export from Norway increased very much compared to 1982. Denmark, Finland and Sweden had a net import during the year.

Fig 22. Elenergiutbyte 1983 (GWh)
Exchange of electric energy in 1983

| | Import till Import to | Danmark | Finland | Norge | Sverige | Nordel- länder Nordel countries | Andra länder Other countries | Total export | |
|--|--------------------------|---------|---------|----------|---------|---------------------------------------|------------------------------------|--------------|-------|
| | | | | | | | | 1983 | 1982 |
| Export | | | | | | | | | |
| Export från: Export from: | | | | | | | | | |
| Danmark | • | • | | 8 | 220 | 228 | 2 162 | 2 390 | 694 |
| Finland | • | • | | • | 679 | 679 | — | 679 | 1 738 |
| Norge | 4 387 | — | | • | 9 498 | 13 885 | — | 13 885 | 6 825 |
| Sverige | 3 621 | 1 355 | | 473 | • | 5 449 | — | 5 449 | 2 577 |
| Nordel-länder Nordel countries | 8 008 | 1 355 | | 481 | 10 397 | 20 241 | 2 162 | | |
| Andra länder Other countries | 127 | 4 122 | | 2 | — | 4 251 | | | |
| Total import | 1983 | 8 135 | 5 477 | 483 | 10 397 | | | | |
| | 1982 | 4 418 | 4 052 | 771 | 5 940 | | | | |
| Nettoimport | 1983 | 5 745 | 4 798 | — 13 402 | 4 948 | | | | |
| | 1982 | 3 724 | 2 314 | — 6 054 | 3 363 | | | | |
| Nettoimport/ bruttoförbrukning i % Net import/gross consumption in per cent | 1983 | 23,0 | 10,7 | — 14,4 | 4,5 | | | | |
| | 1982 | 15,2 | 5,5 | — 6,9 | — 3,4 | | | | |

Nordel Statistik / Statistics 1983

**Fig 23. Månatlig utväxling av elektrisk energi
mellan Nordel-länderna 1983**
Monthly exchange of electricity within Nordel 1983



Elförbrukningen

Fig 24. Elförbrukningen fördelad på konsumentgrupper exkl elpannor

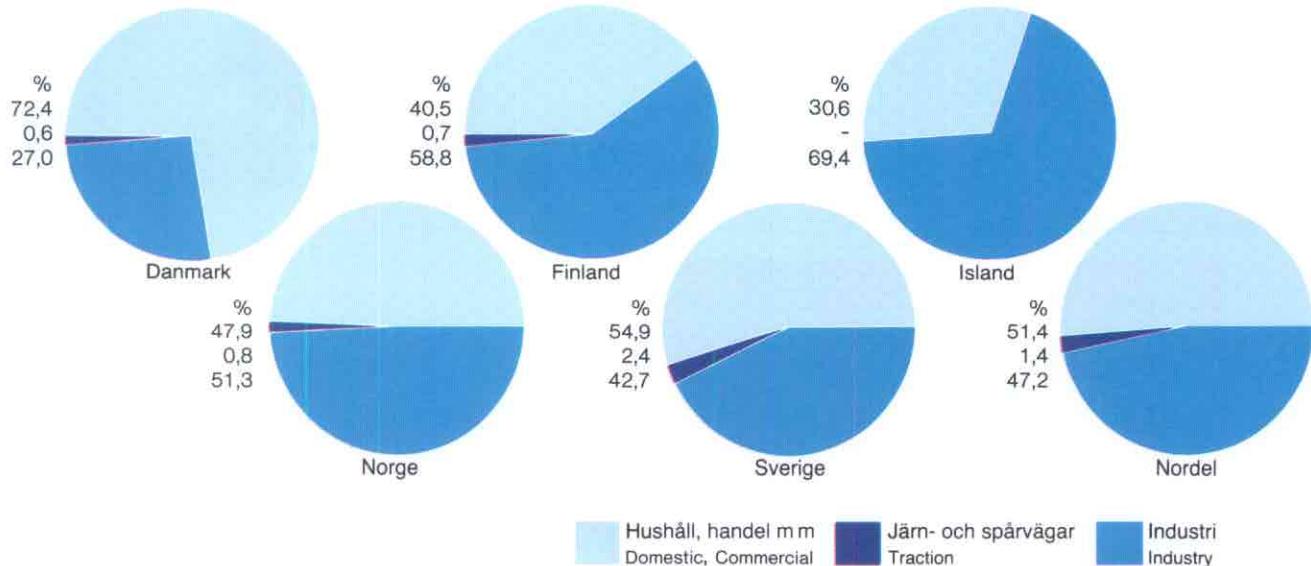


Fig 25. Elförbrukning 1983, GWh
Electricity consumption 1983

| | Danmark | Finland | Island | Norge | Sverige | Nordel |
|--|---------|---------|--------|---------------------|---------|---------|
| Bruttoförbrukning Gross consumption | 24 939 | 45 034 | 3 766 | 92 797 | 110 826 | 277 341 |
| Tillfällig kraft till elpannor Excess hydro power to electric boilers | — | 876 | — | 3 840 ²⁾ | 4 715 | 9 431 |
| Bruttoförbrukning ¹⁾ Gross consumption | 24 939 | 44 158 | 3 766 | 88 957 | 106 111 | 267 910 |
| Förluster Losses | 2 539 | 2 484 | 400 | 10 036 | 9 735 | 25 194 |
| Nettoförbrukning Net consumption | 22 400 | 41 674 | 3 366 | 78 921 | 96 376 | 242 716 |
| Industri Industry | 6 050 | 24 500 | 2 336 | 40 490 | 41 154 | 114 530 |
| Järn- och spårvägar Traction | 140 | 304 | | 650 | 2 330 | 3 424 |
| Hushåll, handel m.m. Domestic, commercial | 16 210 | 16 870 | 1 030 | 37 781 | 52 892 | 124 783 |
| Förändring av bruttoförbrukning jämfört med föregående år i % ¹⁾ Change in gross consumption as against previous year, % | 2,0 | 6,4 | 5,3 | 5,2 | 7,6 | 6,1 |
| Genomsnittlig förändring av bruttoförbrukningen under de sista 10 åren i % ¹⁾ Average change in gross consumption in the last 10 years, % | 4,0 | 4,1 | 5,1 | 3,1 | 4,3 | 3,4 |
| Bruttoförbrukning per invånare i kWh ¹⁾ Gross consumption per inhabitant | 4 880 | 9 092 | 15 800 | 21 508 | 12 740 | 11 891 |

¹⁾ Exkl tillfällig kraft till elpannor ²⁾ Därav pumpkraftverk 480 GWh
Excl. excess hydro power to electric boilers.
Of which pumped storage power 480 GWh.

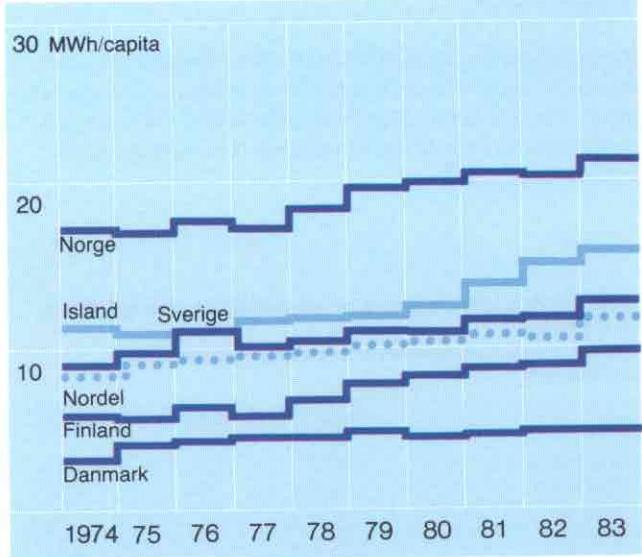
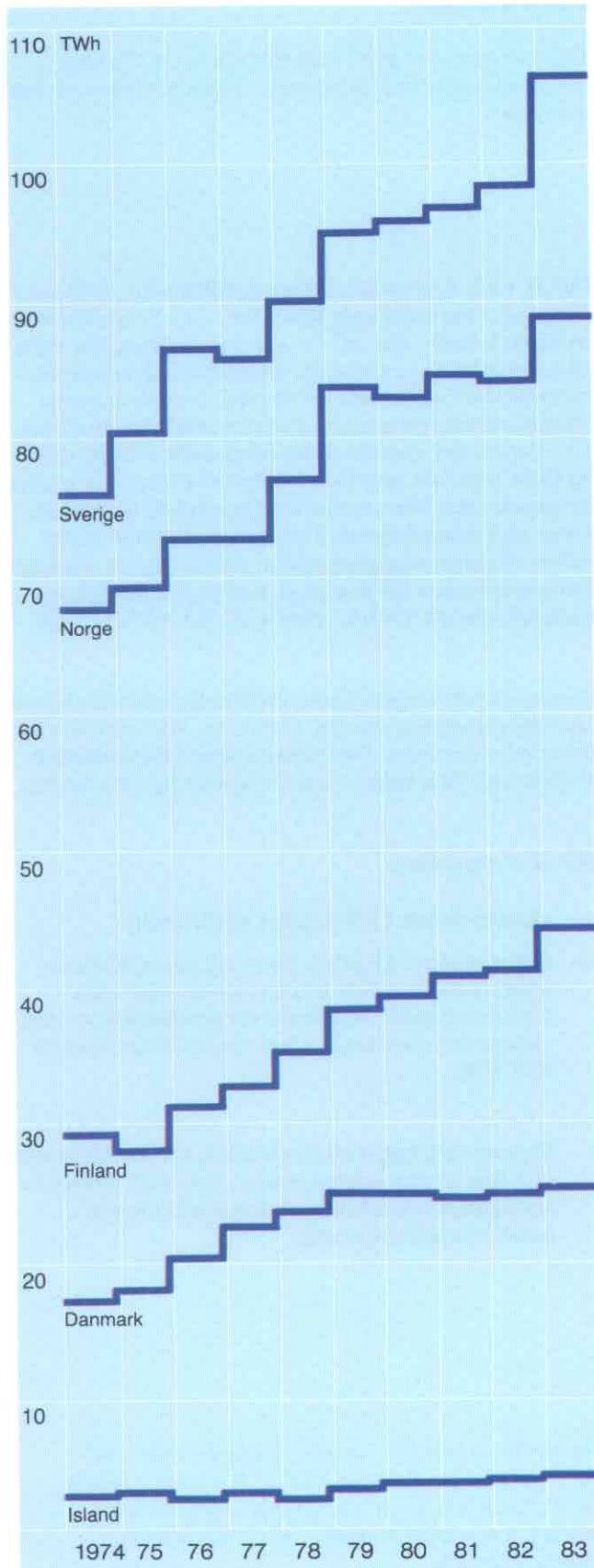


Fig 27. Bruttoförbrukning¹ av elenergi per invånare
Per capita consumption¹

¹ Exkl tillfällig kraft till elpannor
Excl. excess hydro power to electric boilers

Fig 26. Bruttoförbrukningen¹
av elenergi 1974–1983
Gross consumption of electricity

¹ Exkl tillfällig kraft till elpannor
Excl. excess hydro power to electric boilers

Prognosser

Prognoserna för åren 1985 och 1990 bygger på kraftföretagens egna värderingar om den sannolika utvecklingen. Prognoserna ligger till grund för utbyggnadsplaneringen av kraftöverföringssystem och produktionsanläggningar.

Fig 28. Faktisk och prognoserad elenergiförbrukning TWh/år exkl elpannor
Electrical energy consumption, and forecast TWh/year excl. electric boilers

| | 1983 | 1985 | 1990 |
|---------------|-------|------|------|
| Danmark | 24,9 | 26 | 30 |
| Finland | 44,2 | 48 | 56 |
| Island | 3,8 | 4 | 5 |
| Norge | 89,0 | 96 | 104 |
| Sverige | 106,2 | 114 | 130 |
| Nordel totalt | 268,1 | 288 | 325 |

Fig 29. Faktiska och prognosrade eleffekter MW
Power and power forecast MW

| | 1983 | 1985 | 1990 |
|---------------|--------|--------|--------|
| Danmark | 4 955 | 5 250 | 6 100 |
| Finland | 7 600 | 8 200 | 9 400 |
| Island | 570 | 630 | 820 |
| Norge | 15 300 | 17 400 | 19 100 |
| Sverige | 20 862 | 22 100 | 25 000 |
| Nordel totalt | 49 287 | 53 580 | 60 420 |

Fig 30. Faktiska och prognosrade installerade effekter i MW inom respektive land (värden per 31.12 respektive år)
Installed and forecasts for installed capacity in MW in each country (valid per Dec. 31.)

| | 1983 | 1985 | 1990 |
|---------------|--------|--------|--------|
| Danmark | 7 344 | 8 000 | 7 800 |
| Finland | 11 330 | 11 700 | 12 250 |
| Island | 908 | 900 | 1 050 |
| Norge | 22 580 | 23 700 | 26 550 |
| Sverige | 30 705 | 33 100 | 33 550 |
| Nordel totalt | 72 867 | 77 400 | 81 200 |

Forecasts

The forecasts for 1985 and 1990 in the following tables are made by the power companies in the Nordel countries.

Fig 31 visar den faktiska elenergitillförseln 1980 samt prognoser för 1985 och 1990. De olika Nordelländerna utom Island visas var för sig. Uppdelning har skett på kategorierna vattenkraft, kärnkraft och annan värmekraft med angivande av de olika bränsletyperna. Vattenkraften i prognosen avser medelårsproduktion. För Norges del innebär detta betydande mängd tillfällig kraft som kan utnyttjas i inhemska elpannor och/eller exporteras. Den norska kraftproduktionen förutsättes vara dimensionerad med extra fastkraftreserv utöver förbrukningsprognosens, jämför fig 28. Produktionspotentialen för fast kraft inkl importräntigheter förmodas bli 99 TWh/år 1985 och 112 TWh/år 1990.

Elenergifördelningen visas i jämförelse med ländernas energiförbrukning utanför elsektorn. För varje år visas två staplar per land. Den vänstra anger fördelningen av elenergi. Den högra visar övrig energiförbrukning.

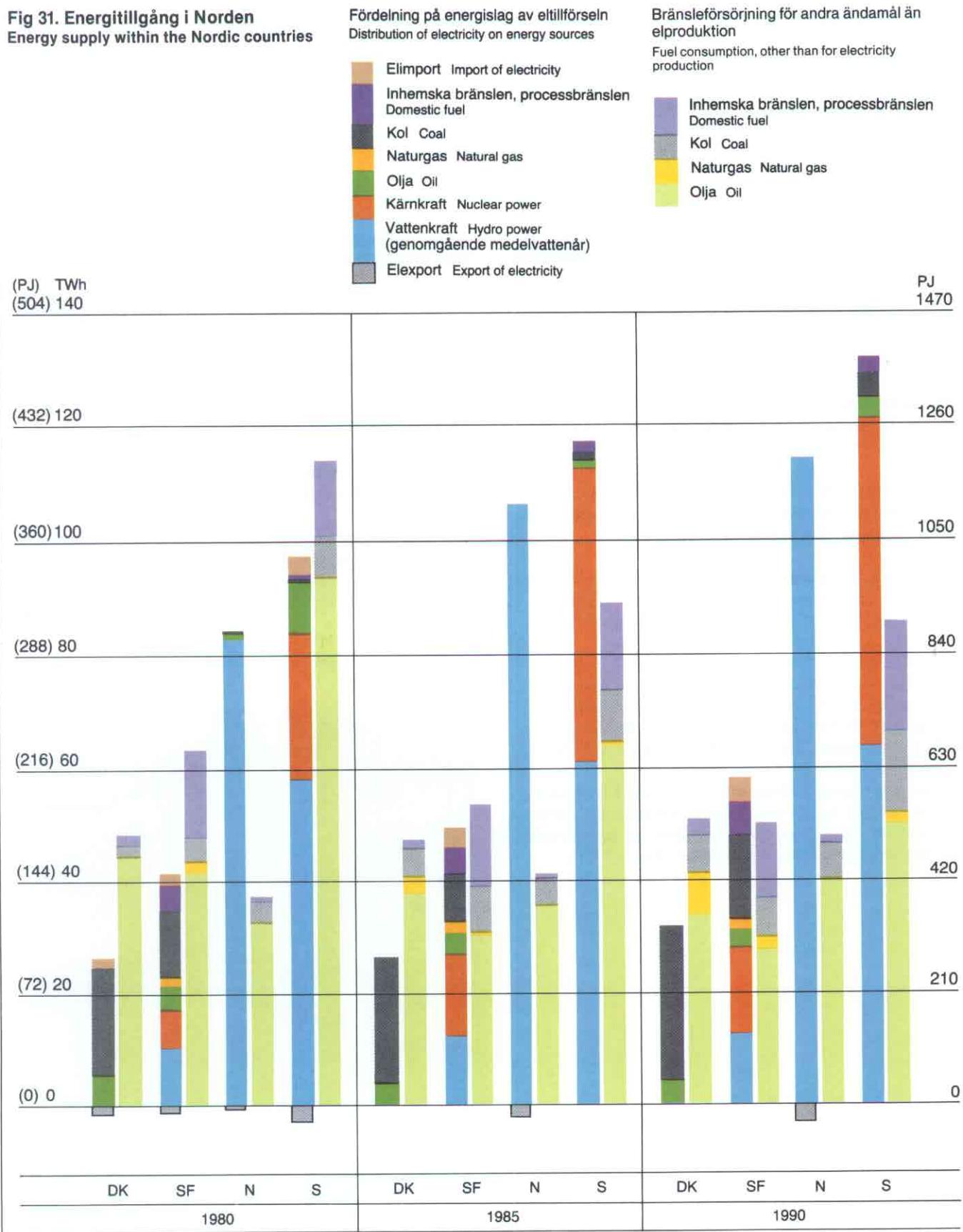
För skalorna gäller:

- vänstra skalan i TWh gäller eltilförseln
- högra skalan i PJ gäller för övrig energiförbrukning, och är vald så att den också visar vilka bränslemängder som åtgår till produktion av den elektricitet som ingår i den vänstra stapeln (10,5 PJ/TWh).

Figuren möjliggör en jämförelse mellan elsektorn och den övriga energisektorn. Speciellt tydligt visar figuren vattenkraftens dominerande roll i norsk energiförsörjning.

Figure 31 shows the energy supply in 1980 and the forecasts for 1985 and 1990. For each country the distribution of **electric energy supply** (left) and the total energy supply except electricity (right) is shown.

Fig 31. Energitillgång i Norden
Energy supply within the Nordic countries



Total energitillförsel

I äldre tider var de nordiska länderna i stort sett självförsörjande på energi. Ved var den främsta energiråvaran fram till en god bit in på 1800-talet. Från omkring år 1900 började kol och koks att svara för en större del av energiförsörjningen än ved. Omkring 1950 övertog oljan kolets roll som den viktigaste energiråvaran.

Under 1800-talets senare del började vattenkraften användas för elproduktion, och sedan dess har eländelen i energiförsörjningen ökat ganska jämnt.

I början av 1970-talet introducerades kärnkraft i Finland och Sverige och den svarar nu för en betydande del av elförsörjningen i Norden.

Efter oljekrisen 1973 har målet varit att minska oljebeendet. Detta har bl a resulterat i att kol har kommit tillbaka och har börjat ersätta olja.

Idag är alltså Norden långt ifrån självförsörjande på energi och en övervägande del av bränslet importeras främst i form av olja och kol.

De inhemska energiråvaror, som är av någon större betydelse, är förutom vattenkraften ved, torv (Finland), kol (Svalbard, Norge) och geotermisk energi (Island).

Olje- och gasfyndigheter finns i de nordiska delarna av Nordsjön och från 1974 har de norska fyndigheterna utvecklats till en årsproduktion av 30,6 miljoner ton olja och 25,6 miljarder kubikmeter gas under 1983. Tillsammans motsvarar detta cirka 2 350 PJ.

Figuren visar energitillförsels utveckling i Danmark, Finland, Island, Norge och Sverige under tioårsperioden 1974-83. Vattenkraft och kärnkraft är omräknade efter det teoretiska energiinnehållet, dvs 1 TWh = 3,6 PJ.

Total energy supply

Long ago the Nordel countries were self-supporting for their energy supply. The main energy source was wood. Later a change occurred and coal became the prime source. From about 1950 oil was the most common source of energy.

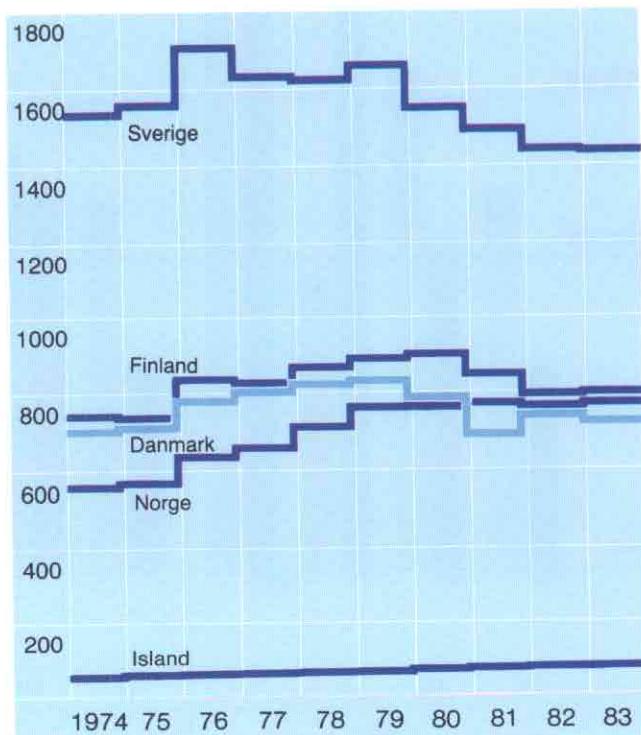
About a century ago hydro power was introduced and it now accounts for an important share. Nuclear power came about 1970 and is very significant in Finland and Sweden.

Today the Nordel countries for their energy supply are highly dependent on imported oil and coal. However, since the oil crises in 1973 the goal has been to become less dependent on imported energy.

The domestic sources of energy in the Nordel countries are hydro power, wood, peat, coal on Svalbard, Norway and geothermal energy on Iceland. The oil and gas from the north-sea in 1983 amounted to 30.6 miljon tons of oil and 25.6 billion m³ of gas.

The figure shows the energy supply in the Nordel countries during the period 1974-83. Hydro and nuclear power are valued according to their theoretical energy content, i.e. 1 TWh = 3.6 PJ.

**Fig 32. Total energitillförsel PJ
Total energy supply**



English Summary

Nordel 1983

The electricity consumption in the Nordel countries increased by 6,1 % compared to 1982. Denmark had the lowest and Sweden the greatest increase.

The hydro production, which is the base of the Nordic power production, amounted in 1983 to 67,4 % of the total production.

This is almost 3 % more than the previous year. Nuclear power was 20,3 % of the total production.

The oil based power production in the Nordic system is small. Oil is used only in combination with district heating and industrial back-pressure. In Denmark coal is used for most of the pro-

duction. Nuclear power was produced in Finland and Sweden.

In 1983 the power exchanges between the Nordel countries set a new record. Thanks to the very high hydro production Norway had a net export while Denmark, Finland and Sweden had net import.

Nordel's Activities in 1983

The ordinary annual meeting of Nordel was held in Bergen, Norway on August 24. At the meeting the actual power situation within the five Nordic countries and future prospects were reviewed. There were also reports from a number of committees and ad hoc working groups being responsible for and coordinating the work within Nordel, and the Nordel's contact group within various international organizations.

The Nordel meeting gave its approval of the recommendations by the Operating Committee about maintaining frequency in the synchronous Nordel system. An article about this is included in this report.

The report » Coordinated expansion of production within the Nordel system» was presented by the Planning Committee. A very short summary which can be regarded as a complement to the report NORDENERGI 2020 is also included in this annual report.

The Nordic norm for sulphur emission was discussed and the Thermal Power Committee was asked to study the matter.

At the meeting Mr. Eirikur Briem resigned and Mr. Halldor Jonatansson was elected as the new Icelandic member.

During the year Nordel has worked unusually much with external information. The governments and departments of the Nordic countries, the Nordic Council and Council of Ministers have been informed with a series of newsletters. A new version of the Nordel brochure has been produced. There have been special meetings with the Nordic Council and on two occasions representatives of Nordel have met the Nordic ministers of Energy. At the 32nd session of the Nordic Council in Stockholm Nordel had an exhibition which was opened by the Swedish minister of Energy Birgitta Dahl.

Operations Committee

As in previous years, the Committee dealt continuously with questions regarding joint operations, such as power balances in the Nordic countries, power exchanges between the Nordic countries, operational reliability, technical aspects of operations and interruptions within the Nordic power system.

Output and energy balances have been prepared for the next three years in order to evaluate the power situation during this period. A very satisfactory energy balance is anticipated.

There was a definite increase in electricity consumption in the Nordel area. The increase was particularly noticeable in Finland, Norway and Sweden. The economic upswing in industry was a major factor contributing to the increase. Another contributing factor in Sweden was the current process of conversion oil-fired to electrical heating.

The hydro power situation in the Nordel system was very favourable in 1983. The spring floods were earlier and larger than normal. The autumn floods were also very large. In Sweden and Norway, the hydro reserves available after the autumn floods were therefore the largest for the past ten years. In 1983, about 7 TWh of hydro power was spilled past on-stream units in Norway and Sweden.

Nuclear power plants functioned very well in 1983. In order to maintain power balances, nuclear production was reduced by about 2 TWh, primarily in

Sweden. The cause of the reduction was the very favourable hydro power situation.

Very large quantities of power were exchanged between the Nordic countries during the year. The high level of hydro production generated very large exports from Norway to Denmark and Sweden as well as from Sweden to Denmark. Sweden also exported relatively large quantities of power to Finland.

With reference to the current power situation, in 1983 the Committee decided that:

- Residual hydro reserves should be distributed within the Nordel system so as to obtain optimal division of the risk of overflow.
- Production based on fossil fuels should be minimised.
- Exports to Denmark should be maximised, including re-exports to West Germany.
- Deliveries to electric boilers should be utilised as much as possible.
- Installation of new electric boilers should be accelerated and tax regulations should be modified accordingly.

On December 27, 1983 a comprehensive power outage in Sweden had serious consequences for Nordic power supplies. A busbar fault in a 400 kV transformer station near Stockholm resulted in a breakdown of the main grid in southern and central Sweden. All the nuclear plants in Sweden were put out of action, as were most of the tie-lines between the Nordic countries. The total power capacity of 17,000 MW was reduced by 11,400 MW. The outage lasted between one and six hours in the areas affected. Electricity consumption was cut by 24 GWh during the outage, which corresponds to 120 system minutes as defined by Nordel. Some parts of Denmark were also affected. Production on the island of Zealand was reduced when the link to Sweden was cut off, so that consumption was reduced by about 30 %. Resumption of power supplies following the outage included imports of 1,200 MW from Norway and 1,000 MW from Denmark,

which enabled normal consumption to be restored much faster.

The Operations Committee will follow up the investigation of the breakdown which will be made in Sweden. This investigation is intended to determine whether changes should be made in existing recommendations for emergency reserves, grid protection and composite regulating characteristics.

In 1983 the Committee initiated a study of all power exchanges between the Nordic countries. The goal is to determine whether exchanges are optimal from the standpoint of over-all economy. The results of this study will provide a basis for a coming review of the 1971 regulations for coordination of Nordic electricity supplies.

The Nordel Annual General Meeting of 1983 approved the Committee's proposal entitled «Recommendations for frequency controlled grid protection in the synchronous Nordel area». These recommendations include rules for automatic disconnection in frequency stages in case of overloads, as well as for automatic adjustment of power transmission over DC links.

The Committee dealt with the question of the magnitude of the composite regulating characteristic at low load periods. A pilot operation with a reduced composite regulating characteristic was implemented in the summer of 1983. As a result of the high levels in reservoirs, it was not possible to run the system with a reduced criteria for composite regulating characteristic to any significant extent. A similar pilot operation will therefore be implemented in 1984.

Tests have been initiated for new settings of damping equipment in power stations. The new settings contribute to improved damping of fluctuations in the power system and will be introduced gradually.

The Committee has authorised a study of power balances in dry years through 1990.

Early in May, 1983 the Committee attended a meeting in France with its continental counterpart, UCPTE, at which

a valuable exchange of experience took place. The next such meeting is scheduled for October, 1984 in Sweden.

Mr. Rolf Wiedswang resigned during the year and Mr. Arne Ring-Nielsen replaced him as chairman.

Planning Committee

In the 1982 NORDENERGI 2020 report, the Planning Committee indicated the possibility of obtaining additional economic benefits from Nordel co-operation by treating the jointly operated Nordic power electrical system as a single unit without national boundaries. In the interest of analysing this possibility more closely, working group has prepared a survey entitled ADVANTAGES OF EXPANDED NORDIC ELECTRICAL COOPERATION (an optimisation study), which covers the period through the year 2000. Coordination of high-voltage grids has already gone so far that the joint system can in principle be treated as one unit. The new study has therefore concentrated on the benefits of increased coordination of production. Three alternatives for expansion of production have been studied. These alternatives indicate the various conditions for expansion of hydro, nuclear and coal-condense power. Each of the alternatives is analysed on the basis of interest rates of 4 %, 7 % and 9 %. The conclusion drawn is that by the year 2000 conditions should permit a reduction of the expansion of production in the joint Nordel system. This applies to all three of the alternatives studied. The reduction is small for the alternative which assumes continued expansion of hydro and nuclear power. A brief presentation of the conclusions presented in the study can be found on page 31.

The study could not deal with all the important factors which can be assumed to have an effect on the result of calculations. The Planning Committee is preparing more detailed analyses of the relevant uncertain factors.

A working group for production questions was appointed in the autumn. The group, which is currently functioning ad hoc, replaces the previous contact man for production questions. Its initial activities will consist of collec-

tion and systematisation of data for production units in the Nordel system. It will also identify various computational models for production studies, which will be evaluated for various types of studies. An important task for the group will be to provide the necessary production data for the grid-analysis group's studies of transmission capacity on tie-lines between the Nordic countries. The production group will also participate in the analysis of uncertain factors in the optimisation study.

The work of the grid-analysis group was concentrated mainly on studies of appropriate transmission capacity for grid links in 1990. A report containing a proposal in this regard is scheduled for presentation at the Nordel Annual Meeting of 1984. The group will also analyse the uncertainty factors in the optimisation study with reference to the expansion of grids which may be necessary for increased power exchanges between countries.

The Planning Committee issued a report entitled HVDC Transmission in the Nordic Countries in 1983. This report was prepared primarily as a basis for current work by the Electricity Committee of the ECE (Economic Commission for Europe) regarding increased electrical cooperation between Eastern and Western Europe, for which DC current is an attractive alternative.

Nordel has instructed the Planning Committee to monitor developments in the field of renewable energy. The Committee has therefore issued a report on Identification of projects in the field of wind power and geothermal power, in which power companies are participating or on which they are well informed. The report was approved at the Nordel Annual Meeting in 1983.

An ad hoc-group for heat pump questions was appointed to monitor activities related to heat pumps in the Nordic countries.

In response to an inquiry from the Nordic Ministerial Council's Official Committee on Energy Policy, a report on The cost of various types of power production is being prepared in cooperation with the Thermal Power Committee.

The Planning Committee is also working on reports dealing with interest rates and calculation methods and on criteria for reliability of deliveries of electricity used by power companies in the Nordic countries. These reports are scheduled for presentation to Nordel during 1984.

In cooperation with the Thermal Power Committee and the NKA (Nordic Contact Agency for Nuclear Energy), preparations are being made for a seminar on the economy of nuclear power. The seminar is scheduled for the winter of 1984—1985.

The Planning Committee is also preparing studies on the general subject the role of electrical energy in relation to energy. Statistical material on the development of electrical energy and total energy in the Nordic countries was collected and processed in the course of the year.

The chairman of the grid study group is participating as Nordel's representative in a working group within Unipede, that is studying the actual transmission of power on tie-lines in Western Europe in relation to transmission capacity. The Planning Committee has submitted a data base on the Nordic tie-lines to this group. The Unipede report is scheduled for completion in the autumn of 1984.

Thermal power Committee

The committee and its working groups have through meetings and seminars during the year promoted the exchange of experience within the thermal power field. Urgent matters have been given special attention.

The annual report from the committee's group for nuclear fuel states that there is a continued ample access to raw uranium and capacity for enrichment and fuel production. The report expands on the treatment of spent fuel and the related costs. The total operating cost related to the nuclear fuel is estimated to SEK 0.06-0.07/kWh for a power plant that is taken into operation in 1995.

The committee's operation and maintenance group has dealt with different

matters as e.g. condition control and efficiency control of thermal power plants. The group has published the yearly report on «Availability Statistics for Thermal Power Plants» where availability and outage data are given for Nordic gasturbines and fossile and nuclear power plants. At a seminar for maintenance managers experiences were shared on matters as maintenance strategies, computer-based maintenance information system and maintenance procedures for boilers and turbines.

Two other seminars have been arranged during the year by the committee. The first presented the findings of the Swedish «Coal-Health-Environment» project, where ways to deal with the health and environmental problems connected with increased use of coal power in Sweden are given. At the second seminar, concerning material problems associated with thermal power plants, issues as the longevity of components, different kinds of corrosion and choice of material were discussed.

The thermal power committee has been asked by Nordel to follow the Nordic work on a common standard for sulphuric discharge in order to allow a proper impact from the power companies on the future work by the Nordic Council.

At the request of the Nordic Council of Ministers, the committee is together with the Planning Committee performing a survey on the expected production cost of future power production in the Nordic countries.

The research and development activities within the thermal power field have been followed by the committee. Special attention has been given to the work by NKA (the Nordic Contact Organization for Nuclear Energy) and its project on «Human Reliability» (LIT) has been presented to the committee. Certain projects concerning nuclear power, as well as the problems of desulphurization and the handling of fly ash will be followed specially.

Other matters treated by the committee are e.g.
— the use of Life Cycle Cost (LCC) analyses

— the information to the public concerning the safety and the waste disposal connected with nuclear power

B Møller Jensen from Sønderjyllands Højspændingsværk has joined as a new member during the year.

Denmark

Economic development

There was a perceptible easing in 1983 of the balance of payments problems that have marked the economy of Denmark in recent years. The balance of payments deficit was reduced to 10.5 milliard DKK as against 18.5 in 1982. Growth in prices and incomes was halved. At the same time there was a pronounced fall in the level of Danish interest rates. Finally, several years increase in the number of unemployed came to a standstill. The rate of unemployment, adjusted for seasonal variations, has thus remained largely unchanged since the spring of 1983. This implies that employment in the private sector was increasing for the first time in a number of years.

This favourable state of affairs is the result of widespread economic and political intervention: outside factors have played a part too. Energy prices and the level of international interest rates have been decreasing. Moreover, industry had the benefit of improved conditions of export markets following upon slight but obvious signs of an upswing in the outlook for international trade.

Improved marketing conditions led in 1983 to an increase in production in the private urban trades of 3 % compared to 2 % in 1982. The growth in the gross national product remained, however, at 2.5 % because growth in the public sector was weaker.

This encouraging picture of the economy in 1983 is also expected to hold good in 1984. Employment, incomes, prices and the deficit in public finances are thus expected to continue to develop positively, but a deterioration is expected in the balance of payments.

Energy policy

The Danish government confirmed in 1983 the main lines of its energy policy, which has hitherto enjoyed widespread support. This multi faceted policy will thus continue to have as its objective to ensure that society has access to energy at lowest possible prices, to reduce vulnerability to failures of supply, and to increase the efficiency of energy utilization.

Attempts are made to further as far as possible the prospecting for and extraction of Danish sources of energy. For example, steps were taken to include a number of new oil and natural gas concessionaries in such activities. Dansk Undergrunds Consortium — hitherto the sole concessionary — recovered in 1983 some 2.5 million tons of oil, corresponding to about 15 % of Denmark's gross energy consumption. The production of natural gas will be initiated in 1984, and oil production will be further increased at the same time.

The purposeful efforts of the power companies to convert stations from oil-to coal-firing (which led in 1983 to coal constituting 96 % of all fuel consumed by Danish power stations) are in complete agreement with the objectives of Denmark's energy policy. This policy also implies that expansions of power stations are made by constructing combined heat and power units in location where the heat can be used to the advantage of society.

Denmark's power sector plays a significant part in several fields when heat supplies are planned for the country: heat is supplied directly from the power stations in the most densely populated areas, while electrical heating, together with a number of alternative sources of energy, will in time replace much of the oil used for heating in areas that cannot advantageously be supplied with power-station heat or natural gas.

The transition to coal-firing of power stations is not without problems, however. It is difficult to get acceptance for the disposal of ash that cannot be utilized, and of future desulphurization products. Moreover, imports from politically sensitive areas of the world can lead to problems. As a case in point the

government and Folketing (parliament) appealed in 1983 to Danish power companies to terminate their large imports of coal from the Republic of South Africa before 1990. Because South Africa dominates the coal market, a committee of representatives of the Ministry of Energy, the Ministry of Foreign Affairs and the power companies was set up to evaluate the possibilities and consequence of terminating coal imports from this country.

In the nuclear sector Danish power companies assisted the Ministry of Energy with information on nuclear fuel prices, as well as on the construction cost of coal-fired and nuclear power plants. This information will be incorporated into the Ministry's comparison between coal and nuclear power. During 1983 the authorities continued to work on their report on the safety of nuclear power and on their evaluation of the utilities' investigation of the disposal of highly active nuclear waste. The authorities plan to complete their work in the spring of 1984, whereafter the reports may be included in the basic information material on which a decision could be taken regarding the use of nuclear power in Denmark.

Power production and consumption

In 1983 Danish power stations imported approximately 8.1 TWh from Sweden and Norway and exported a total of 2.4 TWh, mainly to West Germany. The net import of 5.7 TWh covered about 23 % of the power consumed in Denmark, as against some 15 % in 1982 and about 30 % in 1981.

The remaining 77 % of the power consumed in 1983 was produced by coal- and oil-fired power stations, in part in conjunction with the production of heat by combined heat and power plants. The production of 19.2 TWh was about 8 % less than in 1982.

The combined costs of and import of power in 1983 were lower than budgeted. Reasons for this lie partly in coal prices that were lower than expected and partly in the increased imports of power at prices lower than production costs in Denmark. These circumstances led to a reduction of power prices over the whole of Denmark.

Power consumption in Denmark was 24.9 TWh — an increase of 2.0 % compared to 1982. The increase is thus a little greater than that for 1981—82, in spite of the fact that the first months of 1982 were marked by an unusually hard winter, whereas the same period of time in 1983 enjoyed the mildest weather for that season during the last 50 years.

Fuel

Supplies of power-station fuel, which consisted almost entirely of coal in 1983, amounted to about eight million tons. Of this, some 15 % was transported by ships owned by power companies, whose tonnage increased to 312,900 tdw during 1983. Now ELSAM, the owners, are Denmark's third largest shipping line judging by tonnage.

The main part of the extensive programme for converting power stations to coal-firing is now complete, and it will presumably come to an end in 1987. The result is that coal continues to comprise an increasing share of the fuel consumed by Danish power stations, which in 1983 corresponded to a total of a good 8.3 million tons of coal. The share of coal in the year under review was 96 %, and it is expected to be about 95 % or more so long as there are large differences between the prices of coal and oil.

The international coal market was marked by excess production. Conditions for coal purchasers were better than expected with low-prices spot offers and generally falling prices. The price level has now, however, dropped so far that production will doubtless be adapted to demand in order to stabilize developments. Prices are therefore expected to increase again after a period of time.

Coal purchases by the power companies are distributed over eight supplier countries a system that, for example reduces the effects of possible failure of any single supplier country. The most market difference in the distribution pattern in 1983 was a reduction in the share of coal supplied by the USA. The reason for this was that their prices were not competitive as a result, among other things, of high rail-freight

charges. Coal from Poland in particular was able to assert itself; this tendency is expected to continue.

Expansion

On Zealand, the expansion of the 143 MW unit 1 of the Stigsnaes power station was completed in 1983. According to plants this is the last conversion from oil- to coal-firing east of the Great Belt.

Two Danish power stations were being extended in 1983, both being provided with combined heat and power units. Studstrup, north of Århus, is having two 350 MW units, which will be in operation in 1984 and 1985, while the R.C. Ørsted plant, Copenhagen, is being provided with a back-pressure unit of 88 MW to be operational in 1985. The maximum electrical output of the Ørsted unit will be the 88 MW + 182 MJ/sec. water, while the maximum heat output will be 224 MJ/sec. steam + 49 MWe. The electrical capacity of the Studstrup units will be limited to 2 x 245 MW when the heat output is at its maximum of 2 x 480 MJ/sec.

In northern Jutland a start was made on converting the 269 MW unit 1 of Nordkraft to coal-firing. It is expected to be in operation again in mid 1986.

Work started on strengthening the 400 kV connection between Zealand and Sweden. It is expected to be finished during 1985.

In 1983 the final decision was taken regarding the next expansion to take place on Zealand. This will be two combined heat and power units in Copenhagen. These units, each of 235 MW, are unit 3 of the Amager power station, to be put into operation during October 1989, and the first unit of the Avedøre power station, to be operational in February 1991. The handling of applications by the authorities and the project engineering are on schedule. The first official approvals are expected in 1984, when the first orders will be placed too.

The power companies east of the Great Belt decided in 1983 to set up a wind-power farm on southern Zealand. The wind farm is expected to be complete

in 1986 and will then consist of five identical wind-power plants with a total output of about 3.8 MW. In addition it is expected that a number of small wind-power farms, each of about 1 MW, will be established, mostly under private management.

A basis has been achieved for an agreement concerning a link-up between the eastern and western power supply systems in Denmark. This will take the form of a 350 MW submarine cable connection for high-voltage direct current. The matter has not yet been dealt with by the board of the respective power companies.

Expansion plants further comprise a conversion to coal-/ oil-firing of NEFO's 305 MW unit 2 in northern Jutland. Work is expected to be carried out between 1985 and mid 1987. Finally, work continues on small CHP plants. Denmark's first natural-gas-fired CHP plant, 2 MWe, was put into operation in 1983. In addition a decision was taken to set up an experimental CHP plant of 5 MWe at the Technical University of Denmark.

Finland

Economic development

The international recession, which had continued since the second oil crisis turned into growth at the beginning of 1983. The total production of the OECD-countries increased by 2 % during the year. As a result of increased exports to the West the economic activity in Finland grew in 1983. The gross national product increased by 3.5 % (2.6) to FIM 265,000 million. The industrial production increased by 3.5 %. Imports increased by 5 % to a value of FIM 83,000 million. The value of energy imports increased to FIM 18,900 million, which is 23 % of the total value of imports in 1983. Exports increased by 4 % and the deficit in the terms of trade increased to FIM 5,300 million. Consumer prices rose by on an average 8.4 % during the year.

The number of unemployed continued to grow during the year. The number of unemployed averaged 156,000, which is 6.2 % of the total work force.

Energy policy

Energy programme. The Council of State approved a new energy programme in February 1983. In the programme the changes in energy situation during the last years have been observed.

General plan for electric power supply. In October the Council of State approved the general plan for electric power supply for the years 1983—1992. In the plan the Council of State did not state its position to further construction of hydro power nor to the proposed 1,000 MW nuclear power plant.

Nuclear energy legislation. In September the Council of State appointed a group of ministers to prepare the Government's bill to a new Nuclear Energy Act. For the bill the Ministry of Trade and Industry has prepared a proposition, which to its main part is based on a report from the Draft Commission for Legislation of Nuclear Energy.

Energy consumption

As a result of the better economic development there was a small increase in the consumption of primary energy during the second half of the year, and it totalled 221 TWh for the whole year. (The different energies have been converted to primary energy according to heating content. Hydro power, nuclear power and net imports have differing from official practice been converted according to energy content, i.e. with a conversion coefficient 1.) The share of electricity of the total energy consumption continued to grow. Domestic input in energy production increased from 28 % during the previous year to 29 % in 1983. Consumption of fuel oil declined significantly. As a result, the share of oil decreased to 46 % of the total energy consumption. Production of condensing power was low during the year. Therefore also coal consumption remained low.

Electricity consumption increased during the year by 6.4 % to 45 TWh. The increase was a result of higher industrial production and increased electricity use especially by industry and district heat production. The number of homes heated with electricity rose during the

year by 27,000 to a total of 270,000. Most of the new one-family homes are heated with electricity.

Electricity production

Nuclear power production rose to 16.7 TWh, which is more than 40 % of the total electricity production. The load factor was high, 87 %. As a result of the favourable water situation, hydro power totalled 13.4 TWh, which is about 10 % higher than normal. As a result of high production levels of hydro and nuclear power, back-pressure production was at the same level as in the previous year, 8.8 TWh. The above production and net imports of 4.8 TWh covered 97 % of the total demand.

Fixed imports from the Soviet Union amounted to 4.1 TWh and will continue in accordance with the present agreement with 4 TWh/year until the end of 1989.

Teollisuuden Voima Oy carried out power escalation tests on both nuclear power units at Olkiluoto of 660 MW each. The capacity was raised by 3 % to 680 MW.

Deliveries to electric boilers amounted to 0.9 TWh. The electric boilers replaced the use of fossile fuel in heat production at district heating and industrial back-pressure plants during low load periods.

Conversions. Due to changes in the fuel price situation six oil-fired power plants were converted to coal or peat firing. The last one, Kristinankaupunki (220 MW), which to its capacity is the biggest, was converted during the year.

Construction. Two hydro power plants were commissioned: a new one, Anjalaankoski (19 MW) and Kläsarö (5 MW), which was renovated in the river Kymi. Inkeroinen (37 MW) was added to the number of industry's back-pressure power plants.

The conversion of Kotkan Höyryvoima Oy's Mussalo I from condensing power to district heat production was completed.

In Helsinki a district heating plant of

140/270 MW (electricity/heating capacity) is under construction. Of the hydro power plants Vajukoski (21 MW) in the river Kitinen in Lapland is estimated to be completed in 1984. Imatran Voima Oy (IVO) has started the construction of a peat-fired district heating plant of 60/120 MW at Joensuu and one of 80/180 MW at Jyväskylä. Deliveries of district heat to the two towns is estimated to begin in 1986.

Investigations. IVO completed its investigation of a new basic power plant and submitted a report to the Ministry of Trade and Industry. Condensing power plants were compared with respect to economy, adjustment to the electricity system, operational reliability, fuel availability, and their impact on the economy and environment. Nuclear power proved to be the best alternative. See figure 4 on page 10.

IVO also investigated the prospects for development of local energy supply in conjunction with communities and industry.

Investigation of energy supply alternatives in the Helsinki metropolitan area was continued. Among others the prospects for using natural gas for heat production and for using heat from the coal condensing power plant at Inkoo by building a heating line to Helsinki were investigated. The investigation of a Swedish district heating reactor was completed.

National grid

Use of a second transformer of 400/110 kV, 400 MVA at Lieto began during the year. About 400 km new 110 kV power lines were completed.

Construction work on a 400 kV power line between Olkiluoto-Kangasala, 162 km, and on Kangasala 400/110 kV transformer was continued and will be completed in 1984.

Electricity prices

The structure and price level of the bulk price of electricity was modified twice during 1983, which resulted in a decrease of 4 %. The average prices of IVO's bulk tariff sales decreased by 12 %. The average prices of the distribu-

tion tariffs of the utilities declined by on an average 0.4 p/kWh to 32.3 p/kWh from December 1982 to December 1983.

Research and development

Electric heating. IVO's nation-wide heating project for one-family homes was completed in the autumn. In addition to investigating heating methods and energy consumption in 1,000 one-family homes, electric heating techniques were also developed. The result of the project was an objective confirmation of electric heating being an economic heating method for one-family homes. The project continues, and is now directed at renovating one-family homes.

Heat pumps. At Uusikaarleppyy and Forssa it is decided to build demonstration plants for district heat production by heat pumps using municipal waste water and ground water. Exhaust-air heat pumps were tested and installed in a few multi-story houses.

Parallel use of electricity and fuels. Prospects for producing heating energy for houses and industry by parallel use of electricity and fuels were studied and test plants were built. The potential is estimated to 7-8 TWh/a, of which the share of electricity varies between 5-95 % depending on water and capacity situation.

Environment and nuclear waste. Environmental effects of different energy production methods were compared and the results were used in the work of studies of basic power plants. The work was expanded to comprise studies, development and optimization of suitable technical solutions for treatment and final disposal of nuclear waste.

New applications. Investigation of domestic fuels was continued by concentrating on peatland research and development of methods for peat production. IVO started a large willow setting for studying different kinds of willows. From the research programme for nuclear fuel in co-operation with organizations from the Soviet Union the first concrete results were received during the year under review.

Demonstrations of different methods for storing heat for instance in the bedrock, and salt in combination with heat pumps were started. Concrete results were received from the investigations of prospects for a more rational energy utilization in small and medium-sized industry.

Iceland

Electricity production

Total electricity production in Iceland in 1983 amounted to 3,766 GWh (3,575), of which 95.3 % (95.3) was generated by hydro, 4.5 % (4.4) by geothermal and 0.2 % (0.3) by diesel power.

Gross consumption amounted to 3,766 GWh (3,575), of which 3,499 GWh was primary and 267 GWh non-contracted. Gross consumption grew by 5.3 % (9.7). Energy-intensive industry accounted for 56.5 % (56.4) of gross consumption and grew by 5.5 % (12.2). After adjustment for limited rationing to energy-intensive industry during the first few months of 1982, the figures for 1983 show an increase of 4.8 % (instead of 5.3) in total consumption and an increase of 4.5 % (instead of 5.5) in consumption by energy-intensive industry (actual consumption in 1983 compared with consumption in 1982).

General consumption increased by 5.1 % (6.7).

Installed capacity of Icelandic power plants at year-end 1983 totalled 908 MW (904), of which 752 MW (752) referred to hydro, 127 MW (126) to conventional thermal energy plants (diesel, condense, gas turbines) and 29 MW (26) to geothermal power.

The figures for geothermal plants refer to available rather than installed capacity. Available capacity was limited as in previous years by the accessible quantities of geothermal steam. At year-end, the Krafla plant was generating 20 MW, and steam for another 10 MW had been brought to the surface but had not yet been supplied to the plant.

National grid

The expansion of the 132 kV national grid continued in 1983 with the construction of the final 250-km link in a circular power line around Iceland, from Höfn in the southeast in a westerly direction along the south coast to the Sigalda hydro plant in Sydlandet. This power line was scheduled for completion in late 1983, but the cutbacks in public investment resulting from the new government's economic programme to combat inflation required postponement of construction activities, so that the line will be completed by 1984 at the earliest.

Energy policy

Elections for the Icelandic Alting (parliament) were held in April and a new government took office in May. The new government's energy policy is not very different from its predecessor's, except on one point: energy-intensive industry and foreign investment in this industry. The energy policies of both governments placed great emphasis on the significance for the country's future economy of utilisation of energy resources for energy-intensive industry, in the light of the fact that the most important fisheries and the country's vegetation resources are over-exploited. But while the previous government's policy emphasized the concept of «effective Icelandic control» of energy-intensive industrial operations, which often took the form of requiring an Icelandic majority shareholding in the companies involved, the new government has adopted a more flexible position regarding foreign investment. It has stated that an Icelandic majority shareholding is not always desirable, e.g. when there is a high level of risk. Each case is to be handled individually in this respect.

In the summer of 1983 the government appointed a so-called Big Industry Committee, whose task is to promote the development of energy-intensive industry in Iceland and in particular to establish contact with possible foreign interests and partners. The Committee has had preliminary discussions with companies in a number of countries, but it is still unclear whether these will lead to concrete results.

Negotiations with Alusuisse

As mentioned in the Annual Report for 1982, negotiations are in progress between the Icelandic government and Alusuisse regarding adjustment of the price of power paid by the latter's Icelandic subsidiary ISAL, which on January 1, 1983 was paying SEK 0.047/kWh (about mUSD 6.475/kWh at current exchange rates).

These negotiations had not yet been completed when the new government took office in May, 1983. This government resumed negotiations and on September 23, 1983 an interim agreement was signed under which the contracted price of SEK 0.0509/kWh (mUSD 6.475/kWh) will be increased by SEK 0.0081 (mUSD 1.025/kWh) retroactively from July 1, 1983 and by an additional surcharge of SEK 0.0157/kWh (mUSD 2.0/kWh) from September 23, 1983. The price of power to ISAL inclusive of these surcharges will thus be SEK 0.0747/kWh (mUSD 9.5/kWh) as per September 23, 1983. An additional charge of SEK 0.0039/kWh (mUSD 0.5/kWh) will be levied if the price of aluminium on the London Metal Exchange (LME) exceeds USD 0.78/lb for 20 consecutive days, which has not yet occurred as of this writing (March 1, 1984). (The agreement, like the original contract, stipulates prices in mUSD. These have been converted to SEK in this report at the rate prevailing on September 23, 1983.) The interim agreement applies until the parties agree to a permanent adjustment of the main contract, or — if such an agreement is not reached by June 23, 1984 — indefinitely, subject to termination on three months' notice.

Norway

Economic development

Norwegian GNP increased by 3.3 % in 1983, a relatively strong increase in comparison with the two previous years. Growth continues to be somewhat below the uniform growth level of the 1970's, when the annual increase was about 5 %.

Operations in the oil sector comprised

the main factor contributing to the strong growth in GNP in 1983. Production of oil and gas in 1983 exceeded 55 million tons. GNP generated by oil exploitation (including drilling and pipeline-laying) increased by 15 % from about 17 % to about 18.5 % and referred primarily to the expansion of capacity in the Statfjord field.

The pattern of growth in other industrial sectors was more varied. The GNP declined in sectors which are protected from competition and in those which compete on the domestic market, while GNP rose in industries competing on the international market. Among other things, this resulted in a considerable increase in energy-intensive industries. The electricity-supply industry was also one of the high-growth sectors, but this must be seen in the light of the good flow conditions in 1983.

The foreign trade surplus (oil included) accounted for 8 % of GNP, about the same level as in the two previous years, but in comparison with the average for the 1970's a foreign trade deficit of about 3 % is in the nature of a considerable surplus because of the oil activity.

Private consumption rose by 1.5 % in constant prices, which was somewhat above the level for the two previous years.

Real capital expenditure by businesses exclusive of the oil sector declined by 6.6 %. The greatest declines were in shipping and industry. There was also a considerable drop in investment in the housing sector. Housing construction in 1983 was substantially below the goal set by the government.

Total employment did not increase in comparison with 1982, but there were great structural changes in employment in different industries. Employment declined in primary sectors and industry, while there was a corresponding growth in the service sectors. The number of man-hours worked in the Norwegian economy has been more or less constant since 1980.

The growth of total employment was lower in 1983 than for several years, while there was a considerable increase

in the work force. A total of 72,000 people were unemployed at year-end. The average unemployment figure for the year was 63,500.

Energy policy

No new important White Papers on general energy policy were presented to the Norwegian parliament (Storting) in 1983, but a number of papers presented in 1982 were dealt with.

The Paper on new and renewable energy sources received the general support of parliament, but the desirability was indicated of a stronger link between industrial interests and research activities these energy sources.

The Storting also gave its support to Government Bill no. 130 (1981—1982) on meeting power needs in the 1980's and the conditions for the total hydro plan, but emphasis was given to the importance of assigning priority to energy savings as part of the effort to meet national power needs.

The Storting dealt with Government Bill no. 157 (1982—1983) regarding joint ownership rights of the countries of Rogaland, Hordaland and Nordland in expansion of state hydro power, and restricted the rights of one of the countries somewhat in comparison with the government's proposal.

Government Bill no. 6 (1982—1983) contained a proposal for easing of specific price and delivery conditions regarding energy supplies from state power stations to energy-intensive industry and the wood-conversion industry. A number of points in this proposal were changed so as to be more favourable to industry.

Electricity production

Electricity production in 1983 amounted to a full 106 TWh, which corresponds to an increase of about 14 %. Flow conditions were particularly good in 1983, and the strong increase in relation to 1982 should be considered in the light of the fact that flow was somewhat less than normal in 1982.

Together with a substantial increase in domestic consumption, the favourable

power situation provided a basis for record net exports of a full 13.4 TWh.

Reservoir supplies increased by about 6 TWh during the year and at year-end were about 115 % of normal. Reservoir capacity increased by 1.4 TWh to 64.9 TWh.

Electricity consumption

Primary power consumption increased by about 5.7 % in relation to 1982. The average annual increase over the past 10 years was 4.3 %.

General consumption of primary power increased by 2.1 % as compared with an annual average of 4.4 % over the past 10 years. The increase was about 3.3 % after adjustment for temperature conditions in 1983. The rate of growth of adjusted general consumption was in 1983 somewhat lower than assumed in the government's basic forecast, but the adjusted general consumption is still about 3.7 TWh above the level assumed in the government forecast. The main cause is presumed to be the fact that electric heating in recent years has been considerably cheaper than oil-fired heating, so that conversion to the former has been more intensive than previously anticipated.

Consumption of primary power by energy-intensive industry increased by 11.7 % in 1983. This strong increase reflects the improved international market situation for such industry and is connected with the general improvement in international business conditions. The improvement in business conditions appears to have had less effect on industry in general.

The maximum system load in 1983 amounted to 15,300 MW. Electricity accounted for 48.2 % of the theoretical energy content delivered to users (net end-user consumption). Oil consumption accounted for 40 %, while solid fuel and gas accounted for the remaining 11.8 %. Electricity consumption continued to increase its share of total energy consumption at the expense of oil. After several consecutive years of decline, there was a limited increase in comparison with 1982.

Energy prices

The price of energy delivered by the State Power Board for general consumption increased from 11.13 øre/kWh to 13.36 øre/kWh on July 1, 1983. A decision has been made regarding an additional increase to 14.70 øre/kWh on July 1, 1984. The price is the calculated average for 6,000 hours of consumption and refers to central areas served by step-down transformers.

The average price of electricity delivered to households and agriculture was 27.8 øre/kWh in 1983, including all charges. It is assumed that this price will be 31 øre/kWh.

The industrial and service sectors pay in some areas slightly more for general electricity supplies than do households and farms. This problem was the object of a good deal of discussion in 1983, and industry wants several power stations to change their pricing policies.

The general electricity tax levied on users in 1983 amounted to 2.5 øre/kWh and applied to deliveries to energy-intensive industry and the general public. The iron, steel, aluminium and ferro-alloy industries were exempted from this tax for the whole of 1982 and the first half of 1983. This exemption was subsequently extended to the second half of 1983 for all these industries except aluminium.

The cost of expansion of hydro power has risen sharply in recent years. This is traceable to the introduction of new working-environment regulations and to the competition for specific types of manpower in the oil industry. The long-term maximum cost for hydro is being reviewed. The current figures for delivery of primary power for general consumption by a subscriber are 27 øre/kWh plus an annual total charge which varies locally. (NOK 1,500-3,500/year) per subscriber. The corresponding cost for oil-heating as projected in 1983 was about 38 øre/kWh (70 % efficiency).

Expansion of capacity

At year-end 1983 production capacity for primary power in the Norwegian system amounted to about 92 TWh, in-

cluding import potential. New installation during the year increased capacity by about 1.8 TWh, or about 2.0 %. The annual increase in capacity over the past five years has been 2.7 %.

There was a slight increase in installation of new units in 1983. Plant capacity (maximum capacity in plants with an output of at least 1 MW) in the Norwegian system increased by 407 MW or about 1.8 %, to 22,580 MW (including 278 MW referring to district heating).

State power stations own about 30.9 % of plant capacity, municipalities and counties 52.6 % and private and industrial corporations 16.5 %.

The oil industry

Operations continued at a high level on the Norwegian continental shelf in 1983. Drilling operations were at about the same level as in 1982. Promising finds were made in Block 34/4 and in the Haltenbanken. Construction of the statpipe line was started in 1983. The projected cost of this pipeline is about NOK 20 billion. It will connect the Gullfaks, Heimdal and Statfjord fields and will transport gas to the continent via Kårstø in Rogaland.

The government and the Phillips Group decided in 1983 to implement a water-injection project in the Ecofisk field at a cost of about NOK 9 billion. The project is expected to increase the oil output of this field by about 27 million tons.

Sweden

General Economic Development

The improvement of the international and above all the North American business climate beginning in early 1983 led to a certain recovery of the Swedish economy as well. Sweden's gross national product rose by 1.9 % according to preliminary calculations, owing mainly to a substantial rise in exports of goods and services. Market share development benefitted both from a decline in relative prices after the devaluations in 1981 and 1982 and by a favorable composition of goods in Swedish exports.

Overall, exports are estimated to have increased by more than 11 % in volume as compared to 1982. Total domestic demand, on the other hand, declined by an estimated 1.5 %. Private consumption was down by 2 % and investments by more than 3 %.

The strong growth of export demand as well as a certain increase in the market shares of Swedish industry on the home market led to an estimated increase in industrial production of slightly more than 4.2 % between 1982 and 1983. Increases in output were reported for all industrial sectors except for ironore and shipbuilding. There were especially significant increases in non-ferrous ores, the pulp industry, petroleum refineries and non-ferrous metallurgy.

Foreign trade in 1983 yielded a surplus of approximately SEK 10 billion, which represents an improvement of 17 billion as compared to 1982. The improvement is in its entirety attributable to a strong increase in the real foreign balance. While, as mentioned, exports rose by more than 11 % in volume terms, imports were up by only a little more than 1 %. The deterioration of terms of trade after the devaluation of the autumn of 1982 was less than expected. Export companies used the devaluation in part to raise their formerly depressed profit margins, while import companies reduced their margins to some extent in order to avoid losing market shares. The balance of services was also strengthened by increased net shipping revenues and a reduced deficit on tourism. The positive trend in the balance of goods and services was counteracted by a continued increase in net interest paid to other countries. Overall, however, the deficit in the balance of current payments was down by slightly more than SEK 16 billion. This is to be compared to a deterioration of 8.5 billion in 1982.

Crude oil and petroleum products accounted for 22 % of the total value of imports in 1983, which is one percentage point less than in 1982. Imports of crude increased significantly, but at the same time, there was a sharp increase in exports of refined products, which now constitute one of Sweden's biggest export sectors. Net imports were around

9 % below 1982 in volume terms, and were at about 60 % of what they were in the mid- 1970s. The shift in oil imports from the Mideast to suppliers in Europe is continuing.

Deliveries of fuel oil in Sweden, especially industrial fuel oils, were down sharply, while gasoline consumption continued to increase somewhat.

Investments continued to drop for the third year in a row. The decline was preliminarily 2.5-3.0 % both for buildings and machinery (not including the merchant marine). Business and industrial investments (including public utilities) were down by slightly more than 4 %, while public authorities showed a rise of nearly 3 %. Investments in new housing were down by 11 %. Investments in renovation increased by an estimated 5 %, which represents a substantially slower rate than in 1982. The number of housing units completed in 1983 was around 43,000, as compared to 45,100 the previous year. The net increase in single-family homes was around 3,600 less than the year before, while the output of flats in multi-family dwellings increased somewhat.

Unemployment continued to rise. At year-end, 3.3 % of the labor force was out of work, and 4.4 % were employed as a result of labor market policy measures. In addition, there was considerable partial unemployment. The number of newly registered job openings did, however, increase slightly during the year, and especially in the engineering industry there was a lack of skilled workers and technical personnel.

The consumer price index rose by 9.3 % from December 1982 to December 1983, which is a slightly smaller increase than in the preceding 12-month period. The net price index, which is equal to the portion of the consumer prices not made up of taxes (but augmented by subsidies), was up by 5.5 % in the same period.

Energy Policy

The National Swedish Energy Board began its operations on July 1. At the end of the year, the Government established a council on energy technology which, under the direction of the Minister of

Energy, is intended to serve as a forum for regular consultations in questions of energy technology between the Government, manufacturers, energy-users, and employees.

The commission on hydroelectric power appointed by the Government in 1982 submitted its report in September. The report proposes that the next ten years' expansion of hydroelectric power should comprise additions or renovations of existing power plants as well as new installations to be built on rivers or sections of rivers which are deemed not to be among those given highest priority for conservation. Power plants are not to be built on the four main rivers not yet harnessed in Sweden, according to the proposal. The National Energy Board was later commissioned to carry out certain supplementary studies on questions including which profitable developments can be started first, the consequences of the proposal for manufacturing industry and the possibilities of retaining competence in the area of hydraulic engineering. A Government bill is expected in the spring of 1984.

During the autumn, the Government presented a bill on nuclear engineering activities which essentially follows the proposal made by the Nuclear Legislation Committee earlier in the year. The law, which was adopted by the Swedish Riksdag (parliament) in early 1984, supersedes the Atomic Energy Act, the Act on Conditions for Nuclear Plant Operation, and the Act on Public Insight in Safety Work at Nuclear Power Plants. The phrase of »entirely safe», which is used in the Conditions Act in reference to methods of disposing of spent nuclear fuel, is not included in the new law. Nuclear companies are instead obliged to show that there is a method which is acceptable from the standpoint of safety and radiation protection requirements, as well as to have a research program aimed at fulfilling these conditions. The programs are to run for six years at a time and are to be reviewed and evaluated every third year.

Applications for permission to charge the last two units in the Swedish nuclear program, Forsmark 3 and Oskarshamn 3, were submitted to the Govern-

ment in May. At the same time, the KBS-3 study was presented, which according to the applicants shows that spent nuclear fuel can be definitively stored in a safe manner.

Svensk Kärnbränsleförsörjning AB received Government permission during the year to construct and operate a final depository for low and middle active waste in Forsmark. The facility is being built in rock far below the seabed.

The Government set the charge for handling of spent nuclear fuel and for the phasing out and dismantling of Sweden's nuclear power plants at SEK 0.017 per kWh in 1983 and at SEK 0.019 per kWh in 1984.

During the spring, the final report for the Coal-Health-Environment Project was submitted to the Government after three years of study. The committee concludes that the Swedish environment can tolerate increased use of coal, provided that advanced technology is used. The report and the extensive documentation on which it is based will, along with official comments - of which many have been critical - serve as the basis for a Government bill on coal questions in the spring of 1984.

On July 1 a coal environment fund was set up in order to facilitate investments in modern purification and combustion technology. The fund is financed by a surcharge on oil of SEK 10 per cubic meter.

Several plants for firing with domestic fuels were built or started during the year with financial support from the oil replacement fund and the National Energy Board. Among the projects receiving support were some 50 new peat plants. Special measures were taken to increase the use of domestic fuels in the province of Norrbotten. The Swedish Riksdag decided further to grant continued support in various forms for oil replacement measures during the period of 1984—1987.

Deliveries of natural gas from Denmark to southwestern Scania province in Sweden (The Sydgas project) are planned for the autumn of 1985. The state now owns 50 percent of Sydgas AB.

During the spring, Vattenfall presented proposals for a pipeline for transport of northern Norwegian natural gas to the Continent. Vattenfall was subsequently charged with continuing the design and planning to some extent.

Energy taxes

The Riksdag decided in December on guidelines for future energy taxation. Energy taxation is to be one of the means of carrying out the transition to an energy system based on lasting preferably renewable, domestic energy sources with minimal environmental impact. The tax on oil is to be altered whenever required so as to produce an appreciable real price increase; domestic fuels are to be favored by tax-emption; the tax on coal is to be raised in stages until it reaches half the tax on oil and the tax on natural gas is to be equal to 3/4 of the oil tax in both cases as computed on the basis of energy content; industrial use of electric power should be given tax benefits as compared to the use of electricity for heating; and electricity taxes should to some extent conform to the oil tax.

The energy tax on electricity was raised in July 1983 by SEK 0.012 per kWh, with the exception of consumption in excess of 40,000 kWh in industrial activity. The energy tax on oil was raised on November 1, 1983 by SEK 120 per cubic meter. In December, the Riksdag decided to raise the tax on coal from SEK 6 to SEK 97 per ton as of January 1, 1984. Moreover, the tax on natural gas was set at SEK 308 per 1,000 cubic meters. Convertible electric boilers of at least 1 MW were exempted from electricity tax during periods when electricity is not being produced in oil-fired power plants.

A special surcharge on oil products of SEK 108 per cubic meter had previously been levied for the financing of the oil replacement fund, the energy research fund, and the coal environment fund. The Riksdag decided in December to raise the oil surcharge by SEK 10 per cubic meter and simultaneously introduced a surcharge of SEK 0.06 per liter on gasoline, SEK 10 per ton on coal, and SEK 0.002 per kWh on electricity produced in nuclear power plants. The surcharges apply as of January 1, 1984.

Electricity Consumption

Total consumption of electricity in Sweden, including transmission losses, amounted to 110.8 TWh in 1983. This represents an increase of 10.9 TWh, or 10.9 %, in comparison with 1982. This is the largest annual increase ever in absolute terms.

Of the total electricity consumption, 4.7 TWh consisted of deliveries of excess power to electric boilers (1.3 TWh in 1982). The consumption of firm power in Sweden was thus 106.1 TWh, which is 7.6 % higher than in 1982.

Industrial consumption of electrical power, which had previously declined for three years in a row, recorded increasing monthly figures from January 1983. The rise was very strong in the second half of the year. Annual consumption in 1983 was 42.3 TWh, which is 3.2 TWh, or 8.0 %, higher than in 1982. Of the total industrial consumption, 1.1 TWh consisted of excess power to electric boilers. If this consumption is excluded, the annual increase amounts to slightly more than 6 %.

Industrial sectors which showed especially large increases in electricity consumption were the paper and pulp industry, the chemical industry, the wood products industry, and mining. The textiles industry was the only one to report a slight decline in consumption. Consumption of electric boiler power by the paper and pulp industry was 0.8 TWh, which is 5 % of the total consumption of electricity by that sector. Otherwise, excess power was used in the iron and steel industry and the food industry.

Electricity consumption by railroads and tramcar lines was 2.3 TWh, or barely 3 % more than in 1982.

Electricity consumption in other sectors (households, farming, services, etc.) was up by almost 6.5 TWh, or 12.9 % to 56.5 TWh, of which 3.5 TWh was excess power to electric boilers in heating plants. This kind of power accounted for more than 2.5 TWh of the increase. Available statistics do not permit a more detailed analysis of the increase. However, it is known

that the use of electric boilers for firm power to multi-family dwellings and offices as well as of heat pumps has also increased sharply. Further, the full impact of the shift to electric heating in single-family homes, which culminated in 1982, was felt in 1983.

The highest recorded figure for hourly electricity consumption during the year was 20.862 MWh/h, and occurred on December 12, between 8 and 9 a.m. The average temperature at 7 a.m. that day, weighted with regard to the distribution of the electricity load, was around 11 degrees Centigrade below the normal figure.

Electricity Production

Total electric power production in Sweden, excluding power plants' own consumption, was 105.9 TWh in 1983, 9.3 TWh (9.6 %) more than in 1982. Hydro-power production reached its hitherto highest annual value, at 62.8 TWh. The increase over 1982 was 8.6 TWh. Owing to the rainy autumn and increased nuclear power capacity, reservoirs could at the same time be built up by nearly 4 TWh. The storage level for all Swedish regulation reservoirs was 65 % at the beginning of the year and nearly 77 % at year-end, which is around 14 % above the median value for the past ten years. The annual runoff was 19 % above the average for the period of 1950—1980. The spring floods were 16 % above normal.

Installed hydro power capacity increased by about 75 MW in 1983. The largest addition of new capacity was Stenkullafors on the Ångerman River, with 56 MW.

Nuclear power production increased from 37.3 TWh in 1982 to 39.1 TWh, an increase of 1.8 TWh. Nuclear power thus accounted for 36.9 % of Sweden's total electricity production in 1983. Owing to a good supply of water in both Sweden and Norway, production capacity was not fully utilized. The underutilization was equal to around 2 TWh.

After the steam generators in Ringhals 3 and 4 had been rebuilt during the year, and Ringhals 4 brought on line in November, Sweden now has ten nuclear

power units in full operation. The total net capacity in all ten units is 7,355 MW.

The overall energy utilization factor for the nine units in commercial operation for the whole year was 65 %, which has to be regarded as satisfactory in view of the underproduction mentioned above. Not counting Ringhals units 1 and 3, which were out of operation for extended periods on account of rebuilding, the utilization factor was 73 %.

Work at the future nuclear power units Forsmark 3 and Oskarshamn 3 is proceeding according to schedule, with a planned commissioning date of 1985.

Backpressure production totalled 3.7 TWh, which is 21 % less than 1982. The decline is due in its entirety to combined power and heating plants, whose electricity production was nearly halved in comparison with 1982. Production in condensing units, gas turbines and diesels showed a continuing declining trend. The totality of electricity production based on conventional fuels constituted only 3.8 % of total electricity production in Sweden in 1983.

Two major combined power and heating plants were commissioned during the year, in Helsingborg and Norrköping, both of them coal-fired. In addition, some combined power and heating plants have been converted from oil to coal.

Imports of electric power amounted to 10.4 TWh in 1983, which is the highest figure ever. The year before, 5.9 TWh were imported. In relative terms, exports showed an even bigger increase from 2.5 TWh in 1982 to 5.4 TWh. Thus, net imports were 5.0 TWh (3.4 TWh in 1982).

Electricity Prices

In 1983 the electric power companies generally applied the tariffs which were introduced as of 1981, although with the slight reduction of summer energy charges which was introduced as of 1982. The clauses included in the tariffs which are based on the consumer price index, oil price and uranium costs did, however, lead to a certain rise

in the price level: by around 5 % from 1981 to 1982 and by around 8 % from 1982 to 1983.

On October 9, 1982, a general price freeze was introduced in Sweden, which also affected electricity prices. The price freeze was lifted as of March 1, 1983 and as a rule it resulted in only a slight reduction in the price level which otherwise applied for electricity in 1983.

During 1983 some companies decided on new high-voltage tariffs, in several cases for the five year period of 1984—1988. The price level for 1984 will on the average rise by 4 % as compared to the 1983 level, but it is around 4 % below the price level which would have resulted from an extension of the tariffs applied in 1983.

During the first half of 1983, new low-voltage tariffs were introduced, which represent an increase of 7-8 % of the tariffs, applied since the beginning of 1982. Studies are under way on the new low-voltage tariffs which will be introduced in 1984. A certain increase is dictated by the aforementioned increases of the high-voltage tariffs, but also by increased costs for the low-voltage distribution itself. In order to even the consumption pattern some power companies have introduced low-voltage tariffs with different prices during high and low load periods.

The electricity companies also decided in 1983 to introduce special tariffs for convertible electricity deliveries to electric boilers. The purpose was to take advantage of the existing electric power surplus during low-load periods and make it possible to reduce consumption of oil for heating purposes. Since the deliveries are made primarily during low-load periods, it was possible to reduce the capacity charges in the normal tariffs.

National Grid

Measures to increase short-circuit reliability and load capacity have been implemented or are in progress on a number of lines and substations.

The construction of a double 400 kV line from Forsmark to the northern

Stockholm area is under way, and the line is scheduled for commissioning in 1984. Permission has been granted for a southward continuation of the line, including a crossing of Lake Mälaren. The southern section, including the Mälaren crossing, is scheduled to be brought into operation in late 1985. In addition to the link-up to Forsmark unit 3, these new lines are designed to reinforce the feed to the Greater Stockholm area. Extensive planning is currently being done so as to ensure that the interruptions required in connection with the rest of the work are done in an optimal manner. It is inevitable that the interruptions will affect the transmission capacity and reliability of the grid during the period in which the work is being done, especially in connection with the crossing of Lake Mälaren during 1985.

A 400 kV line from Boden to Hjälta is under construction and planned for

commissioning in the autumn of 1984. The poles for this line were erected with the help of a helicopter, which provided for a significant savings of time as compared to conventional methods. The new line will increase transmission capacity from the Lule River and southward.

It is planned that the link-up of unit 3 in the Oskarshamn nuclear power station will be made with two 400 kV lines, one north to Norrköping and the other south to Alvesta. Permission has been obtained for the northern section, but not for the southern one. The northern section is scheduled to be commissioned in the spring of 1985, and the southern section in the late autumn of 1985.

Work is proceeding on the construction of a second 400 kV joint line between Sweden and Zealand. Cable has

already been purchased. The link is scheduled to be brought into operation in 1985.

A second direct-current link between the mainland and the island of Gotland went into operation in 1983. The link is a 150 kV line, with a maximum transmission capacity of 165 MW. With this link in operation, Gotland can be supplied entirely with electric power from the mainland and there will be no need to operate thermal power plants on Gotland.

Extensive studies are under way on the future of those sections of the 220 kV grid. It is likely that the 220 kV power lines will be utilized for the construction of one or two new 400 kV transmission lines. In connection with these studies, new and more compact 400 kV pole designs have been developed.

Frequency control in the synchronous Nordel system

By Sture Lindahl, Sydkraft AB

For power production Iceland and Norway depend almost totally on hydro power. Denmark has mainly thermal power and Finland and Sweden mixed systems. This fact makes cooperation and power exchanges between the countries very profitable. Today there are seventeen tie-lines between the Nordic countries. Because of the distance Iceland is not interconnected to the rest of Scandinavia.

To organize and systemize the cooperation Nordel was founded in 1963. It is an organization for people who are 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 Nord-

ic, cooperation in the field of production, distribution and consumption of electrical energy.

A common task is to maintain the frequency in the synchronous Nordel system. How this is done is described here. The Nordel recommendations for maintaining frequency are also presented.

The synchronous Nordel system

The synchronous Nordel system comprises power systems in Denmark east of the great Belt as well as in Finland, Norway and Sweden. In a synchronous area, all the connected synchronous generators must rotate at the same speed, i.e. the average frequency must

be the same for all generators. AC-links are used for power exchanges within the synchronous area. Some power stations outside the synchronous Nordel system are connected to the system through AC-links. For other power systems outside the Nordel system, power is exchanged through DC-links.

Background

Normal electricity deliveries are unique in that there is no inventory of stock, as it is technically impossible to store electrical energy in the form of alternating current. The inventory of half-finished goods represented by the mechanical energy stored in the rotating components of the turbine generators is very limited, corresponding to about

5-10 seconds of production. This means that there must be a continuous balance between the input of mechanical energy and the output of electrical energy in an AC system. If consumption is greater than production, the grid frequency drops. If production is greater than consumption, the grid frequency rises. In this respect the power system can be compared to a set of scales, with production in one scale and consumption in the other. The speed at which the pointer swings back and forth represents the grid frequency. The balance beam can be compared with the transmission grid.

The number of weights in the scale for consumption is determined by a continuously decentralised decisionmaking process. When an individual consumer turns on the tap to obtain water for his morning coffee, a small weight is placed in the scale. When another consumer turns off a light, a small weight is removed from the scale. Each power company in the joint Nordel power system has a production scale and a consumption scale. The beams are united by a common axle: the tie-lines for joint operation.

The power companies in the synchronous Nordel system have joint responsibility for putting the weights on the scales and taking them off, so as to obtain a continuous balance between production and consumption. If the balance beams were not interconnected, each subsystem would have to continuously move the weights on and off the scale in order to maintain the pointer at the midpoint. Thanks to joint operation — the axle on which the beams are mounted — the only requirement is that the total of the weights in the production scales must equal the total of the weights in the consumption scales.

Joint tie-lines create an opportunity for power exchanges that are economically beneficial for the various countries in the Nordel system. The investment in tie-lines for joint Nordic operation is one of the more profitable investments in the power industry. One prerequisite is the difference in structure of the production systems in the different countries, which varies from Denmark's thermal power system to the mixed of hydro and thermal in Finland and Sweden

and the hydro system in Norway. In a year with heavy precipitation, a hydro-power country such as Norway naturally exports electricity to Denmark, a thermal-power country. This means that the number of weights in the Norwegian production scale exceeds the number in the Norwegian consumption scale. On the other hand, there are fewer weights in the Danish production scale than in the Danish consumption scale. The surplus in the Norwegian set of scales must be equivalent to the deficit in the Danish set of scales. In years with below-average precipitation, conditions are appropriate for power exchanges in the opposite direction.

Sweden serves as a middle-man in the synchronous Nordel system, as Sweden is the only country that has tie-lines with all the other Nordic countries (excepting Iceland). Nordel studies the conditions obtaining for power exchanges and provides recommendations as to the transmission capacity required for tie-lines. Within Nordel, information is also distributed regarding the current power situation, and guidelines are determined for daily power exchanges.

Requirements for maintaining frequency

Grid frequency is normally maintained within a narrow band around 50.0 Hz. Frequency deviations can be regarded as a measure of the quality of the electrical energy delivered. In normal operation, frequency is maintained within ± 0.1 Hz, with a standard deviation of about 0.03 Hz. This degree of accuracy appears to be quite sufficient for most consumers.

One obvious effect of frequency deviations is that synchronous electric clocks driven by grid frequency indicate the wrong time. If grid frequency has been precisely 49.9 Hz for one hour, i.e. if there has been a frequency deviation of 0.1 Hz, a synchronous electric clock will have lost 7.2 seconds. If the grid frequency over the next two hours is exactly 50.05 Hz, the clock will indicate the right time. The inaccuracy of a synchronous clock in this context is called the time deviation and is a measure of the integrated frequency deviation. At present, the goal is to maintain

frequency deviations within ± 0.1 Hz and time deviations within ± 10 seconds.

In connection with production losses of faults in the transmission grid that result in disconnection of parts of the grid with production surpluses, grid frequency can drop below 49.9 Hz for a very short period. If grid frequency falls below 47.5 Hz, there is a risk that the large thermal power plants must be disconnected in order to avoid damaging vibrations in the steam turbines. Hydro power plants are more robust and normally tolerate a drop in grid frequency down to 45 Hz without sustaining damage.

Within Nordel the design-base production loss has been defined as the largest production loss that can be expected to occur more than once every three years. The goal is to prevent grid frequency from dropping below 49.0 Hz following a design-base production loss and to ensure that grid frequency will be maintained above 49.5 Hz 30 seconds after such a loss. See fig. 5.

If the production loss is so great that there is a risk of grid frequency dropping below 47.5 Hz, load shedding is activated, so that 20-50 % of consumption is disconnected. The idea is to remove weights from the consumption scale fast enough to avoid having the large production weights fall out of the production scale as the beam tilts sharply. In connection with many large production losses, the balance between production and remaining production capacity can be restored without excessively extreme effects.

Variations in consumption

Experience shows that electricity consumption is subject to regular changes. The consumption has increased from year to year as a result of electrification, increased industrial production and the introduction of electric space-heating. Consumption normally drops during the summer holidays. Consumption increases during the winter as a result of increased heating needs. The need for lighting during the dark hours of the winter day when people are awake is expressed as increased consumption of electrical energy. The hours

when meals are prepared and TV-sets are on are also reflected in electricity consumption. These variations in electricity consumption can be forecast to a large extent. Consumption forecasts usually take the form of average hourly values.

Switching on and off of electric motors, lighting and electric heating elements causes temporary variations in consumption which can amount to 1-2 % of the average value of consumption in a given 60-minute period.

If there is a voltage drop at the consumer's end, a switched-on heating element will use somewhat less current. The concept of load voltage dependency on a scale of 0 to 2, indicates that if consumer voltage increases by 1 % consumption will increase by 0.2 %. It should be noted that continuous voltage drops are not a means of saving energy. Indoor temperature is maintained by switching on a heating element for a longer period of time. The quantity of energy used is determined by the insulation of the building and the difference between the indoor and outdoor temperature.

Changes in grid frequency normally cause pumps, fans and other electric-driven units to change speed and thus power consumption. The concept of load frequency dependency on a scale of 0 to 2, indicates that if grid frequency increases by 0.1 Hz consumption will increase by 0.04 %.

Generation control

Generation control is defined as all purposeful efforts to control production of electrical energy in a power system. The basic goal of generation control is to maintain — within the framework of the limitations, production costs, exchange potential and safety requirements of the system — a balance between production and continuously varying consumption and to maintain grid frequency in the joint power system within a narrow band around nominal frequency. Predictive generation control can be manual or automatic and can be divided into three stages:

- 1 Predictive generation control
- 2 Local automatic frequency control

3 Correction of production set-points or changes in predetermined power exchanges

The first type of control utilises a production plan based on a consumption forecast which can be more or less accurate. Plans are converted to production orders, which are implemented by running the units in a power station at the required rate of output.

Even if production follows the plan strictly, there will still be an imbalance because the average hourly value of consumption will not correspond to the forecast, and because of temporary variations in consumption which have not been forecast. This imbalance is handled by local automatic frequency control, which modifies the output of the power plants by regulating the turbines. Deviations in actual production from production set-point are normally proportional to frequency deviations. The constant of proportionality is called the composite regulating characteristic of the unit, or R (MW/Hz) and indicates the magnitude of the production change which has arisen as a result of a continued frequency deviation. Monitoring the composite regulating characteristic and the frequency deviations enables us to get an idea of the difference between the production set-point and actual consumption. This can be expressed as

$$I = R \cdot \Delta f$$

where I is the control error, i.e. the difference between total production and production set-point (MW), R is the total composite regulating characteristic (MW/Hz) and Δf is the difference between actual frequency (Hz) and nominal (50.0 Hz).

Production set-points are adjusted as needed in order to compensate for inappropriate distribution of production, to adjust power exchanges or to correct deviations in frequency or time.

The imbalance between production and consumption can arise from incorrect forecasts of production and/or consumption, start-up and shutdown of individual turbines, faults in the grid or temporary variations in consumption.

Area control error

As long as one company alone is responsible for maintaining frequency in a power system, frequency deviations and time deviations are the measurement values required for control of production, on condition that the variations in output can be utilised without regard to limitations connected with transmission. If two systems of different sizes are operated jointly over one or more tie-lines, acceptable results can be achieved by having the smaller system cover variations in consumption by regulating production so that the total exchange on the tie-lines is held close to the agreed value. If both systems have units which participate in automatic frequency control, there is a risk that use of the regulating technique mentioned above will lead to a situation where deviations are regulated simultaneously in opposite directions in the two systems. This conflicting regulation can be avoided if both systems take account of frequency deviations and inadvertent exchanges on power deviations in the tie-lines.

In connection with frequency control in a joint system composed of a number of equal partners who make decisions on the basis of magnitudes which are measured in their own systems, the concept of a area control error I (MW) is of great value. For the i th subsystem, I is defined as follows:

$$I_i = \Delta P_i + R_i \cdot \Delta f$$

where ΔP_i is the cumulative inadvertent exchange on tie-lines from the subsystem to other subsystems. R_i is the cumulative composite regulating characteristic (MW/Hz) within subsystem (i) and Δf is the frequency deviations (Hz), i.e. the difference between actual and nominal frequency (50.0 Hz).

The area control error (MW) thus indicates how much the set production value exceeds the production value that should have been set. When the frequency deviation is zero, the cumulative inadvertent exchange indicates the difference between the set production value and the value that should have been set. When the first term is zero, the difference is obtained by multiplying the composite load-regulating characteristic by the frequency deviation.

Guidelines

From 1974 to 1979, the Nordel Operations Committee's Working Group for System Operation dealt with the question of common guidelines for frequency control. A number of full-scale tests were implemented during this period. The results of the tests were analysed and reported on a continuous basis to the Operations Committee. Since 1979 these common guidelines for frequency control are followed by the Nordel countries.

The guidelines are aimed at maintaining satisfactory operational reliability while at the same time:

- Ensuring satisfactory quality with regard to grid frequency and synchronous time
- Enabling an improvement of the total economy of the Nordic electric power system and an appropriate distribution of resulting profits
- Enabling optimal utilisation of the national production systems and transmission lines
- Enabling a high degree of utilisation of tie-lines between the Nordic countries

The guidelines are devoted exclusively to frequency control and generation control during normal operation. The guidelines are based on the assumption that each of the national power systems always has enough installed capacity available during normal operations so that within 15 minutes it can cover its own consumption + contracted deliveries — contracted purchases + contracted operating reserves.

Predictive generation control

It is assumed that consumption forecasts can be developed in various ways, but the goal is a time step of about one hour. It is also assumed that a developed production plan to cover demand will be available by the start of the next hour at the latest. The plan should indicate an integrated area control error of zero for each individual hour. The national subsystems are free to select means that will enable them to maintain a continuous capability for adjust-

ing production to meet national demand.

Automatic frequency control

The total composite regulating characteristic should be in the range 6,000–8,000 MW/Hz. This commitment is divided among the national systems on the basis of annual energy consumption. Distribution according to consumption in 1981 was as follows:

Denmark (Zealand) 4.5 % 270 MW/Hz
Finland 17.4 % 1 050 MW/Hz
Norway 37.0 % 2 220 MW/Hz
Sweden 41.1 % 2 460 MW/Hz

The total frequency control reserve should be at least 600 MW at 50.0 Hz. Distribution of this reserve on the basis of electricity consumption in 1981 was as follows:

Denmark (Zealand) 4.5 % 27 MW/Hz
Finland 17.4 % 105 MW/Hz
Norway 37.0 % 222 MW/Hz
Sweden 41.1 % 246 MW/Hz

The frequency control reserve should be activated at 49.9 Hz. The composite frequency regulating characteristic and the frequency control reserve within the national systems should be positioned so as to provide maximum internal transmission capacity. It should also be possible to exchange the composite frequency regulating characteristic and the frequency control reserve between countries as needed in order to maximise transmission capacity on tie-lines and/or to achieve better utilisation of the power system.

Adjustment of production

Decisions to adjust production set-points or contracted power exchanges are based on the following measurements of estimates of the following values:

- Own immediate area control error
- Own integrated area control error
- Frequency deviation
- Time deviation
- Power exchange deviation on individual tie-lines to own subsystems

Adjustment of production set-points or

contracted power exchanges may be implemented in stages. The magnitude of each stage can be selected with reference to optimal economy in each of the subsystems. Adjustments should be made in the following cases:

- If the immediate area control error is about to exceed the permissible limit and the adjustment will simultaneously reduce the value of Δf
- If the immediate set-point fault on a tie-line is about to exceed the permissible limit. However, in Sweden it is not necessary to adjust for conditions on tie-lines with Finland/northern Norway or Denmark/Zealand.
- If the integrated area control errors as measured over a period of one hour is about to exceed the permissible limit.
- If the time deviation is about to exceed 10 seconds (i.e. about 8 seconds). This is a task for Sweden and Norway, as these countries jointly account for about 75 % of Nordic electricity consumption.
- If the frequency deviation is about to exceed 0.1 Hz. Sweden and Norway have the prime responsibility for maintaining frequency in this case.
- On request from a neighbouring system. Economic compensation in this connection is determined bilaterally by the two subsystems involved.

Adjustment of contracted power exchanges can serve as an alternative to adjustment of production, provided that the frequency deviation in the total system remains within permissible limits. Offsetting of energy deviations is subject to bilateral agreements.

Bilateral agreements can also cover offsetting/compensatory deliveries for energy deviations over periods exceeding one hour.

Permissible power and energy deviations under normal operation

In the summer of 1982 the Operations Committee approved the following guidelines:

- Permissible immediate power deviations for individual tie-lines are to be limited for reasons of operational reliability to a value which is determined bilaterally.
- Permissible integrated area control

errors lasting more than one hour are to be integrated, unless otherwise stipulated in bilateral agreements, to a MWh-value equal to 10 % of the numeric value of the composite regulating characteristic. Currently permissible integrated area control errors by country are as follows:

| Country | MWh/h |
|-------------------|---|
| Denmark (Zealand) | 30 (integrated by △ P) |
| Finland | 60 |
| Norway | 202 (of which 25 MWh/h refers to northern Norway) |
| Sweden | 246 |

- The permissible immediate control error is also limited to a value equal to 1.5 times the permissible integrated control error, but not less than 200 MW.

Frequency control during disturbances

The members of Nordel have also agreed on the magnitude and distribution of the immediate production loss reserve. The required production loss reserve in the Nordel system is determined every week on the basis of the design-base production loss. The magnitude of the reserve is generally determined by the capacity of the largest thermal power plant currently in operation, which is usually the joint design-base production loss for Norway and Sweden. At present, the required immediate production loss reserve is defined as the designbase reserve less 200 MW, which is determined by the frequency and voltage dependency of the consumption. Reserves are distributed among member countries in proportion to the design-base production loss in each country.

A reactive power reserve is needed to ensure that production losses and grid faults do not generate disturbances in stability. Each subsystem is responsible for maintaining a reactive power reserve in its own area. In general, the immediate reserve should deliver a reactive production back-up within 5 seconds.

A rapid production loss reserve should

be available to restore the immediate reserve within 15 seconds after it has been used. In general, the magnitude of the rapid and gradual production loss reserves are determined at the national level.

The following rules for production loss reserves were determined by the Operations Committee in the summer of 1982:

- Within the Nordel system an immediate reserve should be maintained of a magnitude and a composition so that faults which occur with a greater probability than once every three years will not generate disturbances of stability or lasting frequencies of less than 49.5 Hz.
- An rapid reserve should be available to the extent required to avoid the unacceptable distribution of loads which can be anticipated in a subsystem after a disturbance. This reserve should also be available for rapid restoration of immediate reserves after the latter have been used to compensate for a disturbance.
- The activation of the joint immediate reserve should not be restricted by limitations in grids.
- Within each subsystem, a weekly identification should be made of the most severe fault that would require application of the production loss reserve. This application should not involve temporary power exchanges through tie-lines. Fault identification should be reported to the Swedish State Power Board by telex on the Thursday before the week in question, together with other reports on operational conditions.
- A joint immediate production loss reserve is to be determined each week by the Swedish State Power Board. This reserve is to be distributed among the member countries. The Board informs the various sub systems as to their share of the reserve for a given week, no later than 5 PM on the Thursday of the preceding week.
- Determination of the magnitude of the joint immediate reserve should take account of the self-regulating characteristics of the grids. The Operations Committee has for this and other reasons decided that the joint reserve will be limited to 200 MW below the design-base loss.
- Each individual subsystem then determines how great a share of the reserve it will maintain or purchase. Purchase and sale of immediate production loss reserves can occur between countries on the basis of bilateral agreements. The parties to power exchanges are responsible for the increases in the reserves which can be required as a result of temporary power exchanges.
- In addition to immediate and rapid reserves, gradual reserves corresponding to at least the magnitude of the most severe fault should be maintained within the Nordel system.
- The immediate production loss reserve should be available for use until the rapid reserve is adjusted. If the rapid reserve is insufficient in relation to the fault that has occurred, the gradual reserve should be transferred to the rapid reserve in the most appropriate manner.
- Load shedding caused by voltage or frequency drops is not normally included in the production loss reserve, with the exception of contracted load shavings such as shutting off of pulp-mill load or other disconnectable consumption such as electric boilers.
- In adjusting for faults and/or shutting down of tie-lines that determine the Nordel production loss reserve, the production loss reserve should be redistributed as a means of re-evaluating its magnitude.
- A reactive power reserve should be available within the subsystems with regard to the design-base faults in the subsystems.
- In general, high-quality (faster) reserves may be used to replace low-quality (slower) ones.

Grid protection

Grid protection is defined as automatic protective equipment that is not primarily used to protect specific parts of a plant, but is designed to prevent larger or smaller parts of the joint power system from being exposed to uncontrollable operational conditions after a disturbance, as such conditions can involve involuntary cut-off of deliveries or a total breakdown.

Frequency-controlled grid protection comprises automatic protective equipment which is activated by frequency deviations that are greater than those

for which the frequency control reserve and the immediate production loss reserve are designed.

Grid protection operations, whose magnitude is adapted to the extent of the frequency deviation, affect the power balance in a power system and are designed to limit frequency drops and restore an acceptable frequency level. For large thermal power plants, this involves a frequency level of over 47.5 Hz. Following the implementation of grid protection, the power system may be in a condition that involves scheduled shut-down of deliveries.

Experience shows that implementation of grid protection is scarcely relevant as long as the Nordel network is operated jointly (synchronously). Load shedding is thus a means to attempt to restore power balances in various subsystems following comprehensive disturbances. Such a subsystem can comprise southern Sweden, Zealand, northern Norway or southern Finland. In order to avoid overloading tie-lines, load shedding is localised primarily to areas with production deficits.

The following recommendations were approved at the Nordel Annual General Meeting on August 25, 1983:

- The high-voltage DC (HVDC) links in the Nordel system are to be used for
- Utilisation of capacity (MW/s and MW) contracted for individual HVDC links should be based on the restrictions that apply to neighbouring grids both in and outside the Nordel system.

emergency supplies in the frequency range 49.5-49.0 Hz.

- Load shedding in national power systems should be activated when frequency drops to 48.7 Hz. This can be done in stages at frequency intervals of 0.2 Hz which should cumulatively account for 20-50 % of the total load, depending on the magnitude of the anticipated production loss.
- The magnitude, positioning and distribution of individual load shutdowns within a frequency stage should be determined with regard to the requirements of joint Nordel operations. This means that the first load-shedding stage should be implemented at or near the central load points of the Nordel system, i.e. in central Sweden, southern Sweden and Zealand. This also means that load shedding in more peripheral areas such as southern Finland, northern Norway and Vestlandet should not be implemented until there has been a further drop in frequency. This implementation should occur in such a way and to such an extent as to minimise the risk of overload tripping of vital transmission links resulting from changes in load conditions.

- Load shedding can be distributed over grids, so that grids in subsystems

with production deficits can be disconnected from the rest of the Nordel network. In general, grid separation based solely on frequency criteria should be implemented only at frequencies below 47.5 Hz.

- Local problems in secondary grids that are not important to the operation of the Nordel system should be solved at the national level.

Concluding remarks

Electrical energy in the form of alternating current must be produced and consumed at the same time. If there is a lack of production, frequency drops and vice versa. Frequency is the balance indicator in a cooperating power system. Without the tie-lines between the countries each country would have to maintain its own frequency. Because of the tie-lines frequency regulation is a common task for the Nordel power companies. Nordel has approved guidelines for frequency regulation, operating reserve and load shedding. In the Nordel system frequency is maintained in a mainly manual way. In many companies (esp. US) frequency regulation is performed by computers. The operating experiences show however that the frequency variation in the Nordel system is of the same size as in other systems. Thus it is possible to maintain the frequency and power exchanges by simple methods by exploiting the inherent properties of the Nordel-system.

Coordinated expansion of production

Summerized by Anders Löf, Statens Vattenfallsverk

Background

The results reported in the 1982 study NORDENERGI 2020 indicated that additional benefits could be achieved for Nordel activities through increased coordination with regard to planning,

expansion and operation of the joint Nordel system. This requires treating the system as a single unit without national boundaries to an even greater extent than at present.

Nordel consequently assigned the Plan-

ning Committee the task of implementing more penetrating studies that would nevertheless have the nature of a survey.

With respect to the high-voltage grid, the system is already treated as one unit

in all essentials. Additional benefits can be obtained primarily through greater coordination of production.

The framework of production and loads

Denmark

Electricity production is wholly based on conventional thermal power, 96 % of which is generated by coal-firing. Planned expansion will also involve thermal power, in either conventional or nuclear plants. A decision has not yet been made on the introduction of nuclear power.

Total electricity consumption in 1982 amounted to 24.5 TWh and maximum output to about 4,950 MW. Projected figures for 2000 are 38 TWh and 7,700 MW.

Finland

Electricity production is based on hydro, conventional thermal and nuclear power. Conventional thermal power is mostly coal-fired, but some plants are peat-fired. Back-pressure is widely used. Finland also contracts for annual imports of 4 TWh, 600 MW from the Soviet Union. The required expansion is expected to take the form of both back-pressure and nuclear or coal-fired power plants.

Total electricity consumption in 1982 was 41.8 TWh, with a maximum output of about 7,100 MW. The projected figures for 2000 are 70 TWh and 12,100 MW.

Norway

Hydro power accounts for almost 100 % of Norway's electricity production. There are large untapped reserves of hydro power. It is anticipated that required expansion through the year 2000 can be based entirely on hydro power.

Primary electricity consumption in 1982 amounted to 84.3 TWh, with a maximum output of about 16,000 MW. Primary consumption of 122 TWh and a maximum output of 24,100 MW are anticipated for the year 2000.

Sweden

Electricity production is based on hydro, conventional thermal and nuclear power. The Riksdag has authorised the phasing out of nuclear power by the year 2010. The Nordel study assumes that nuclear plants will still be in operation in 2000. Required expansion until 2000 is expected to involve some increase in hydro power as well as additional increases in conventional thermal power.

Primary electricity consumption in 1982 amounted to 98.6 TWh, with a maximum output of about 19,250 MW. The projected figures for 2000 are 145 TWh and 26,900 MW.

The differing production structures in the Nordel countries comprise a vital precondition for obtaining economic benefits through joint Nordel operations. Intensified cooperation is expected to increase these benefits. However, this requires abandoning the current basic principle that each land should maintain a production capacity that can cover its own needs. Capacity will instead be expanded where it will be of maximum value for the over-all system. The study has been based on these assumptions in terms of both expansion and operation.

Expansion alternatives considered in the study

National grids

In all expansion alternatives, it has been assumed that there is no limit to the degree of joint operation, either internally or across national boundaries. This results in somewhat excessively large benefits when the system is considered as a whole.

It is assumed that the two Danish grids are linked across the Stora Bält, so that Denmark can be treated as a single unit.

Production system

Comparisons are based on the national plans for expansion of production.

In calculating the potential profits that can be obtained by treating the system as one unit, it is assumed that district heating (back-pressure) production will first be expanded to the maximum in Denmark, Finland and Sweden. It is assumed however that maximum utilisation of district heating will already have been attained before 2000. Three alternatives have been studied for additional required expansion:

A. Continued expansion of hydro and nuclear power

According to this alternative, Denmark and Finland would each build two 1 000 MW nuclear power plants. In Norway and Sweden, hydro power would be expanded to an average annual production of 136 and 72 TWh, respectively.

B. Limited expansion of hydro and nuclear power: Expansion of coal-fired plants

For Denmark, this would involve replacing one of the nuclear plants in alternative A with a 1 000 MW coal-condense plant. Alternative A would apply as above for Finland. In Norway, hydro power would be limited to an average annual production of 124 TWh and a 1 000 MW coal-condense plant would be built. In Sweden, 7 TWh per year of hydro would be replaced by 1 000 MW of coal-condense.

C. Strictly limited expansion of hydro. Additional expansion exclusively of coal-fired plants

According to this alternative, no nuclear plants would be built in Denmark or Finland. Each country would install 2 000 MW of coal-condense instead. In Norway, hydro would be limited to an annual average of 116 TWh, with an additional 2 000 MW of coal-condense. Alternative B would apply as above for Sweden.

Calculation techniques and preconditions

In each of the above alternatives, the fixed and variable costs for the power system have been calculated for new plants and optimised (minimum cost le-

vel). The resulting figures for costs have been compared with the corresponding costs of national expansion. The cost differential is the profit obtained by treating the system as one unit.

In terms of consumption, both primary and variable electricity deliveries have been considered. The magnitude of primary deliveries is reported above. In addition, there is a rather large market for variable deliveries which could be supplied in the form of electricity, the power situation permitting, to the extent that consumers have equipment (electric boilers, etc) which would enable electricity to be used. The total potential for variable deliveries by 2000 is estimated at 30–35 TWh annually (or 8–9 % of the total system load).

Calculations have been based on a simulation program for studies of power balances. Calculations for hydro power are based on conditions over a statistically established 25-year period. Those for conventional thermal power and nuclear power are based on probable availability of these types of energy. Electricity loads correspond to the average weekly value through the year. Fuel costs for conventional thermal plants and for nuclear plants are assumed to be equal in all countries. Norwegian and Swedish figures have been used to estimate the cost of expanding hydro power. For other types of energy, the costs are assumed to be independent of locality. In all countries, the same criteria have been used for power system design with regard to reliability of supplies.

The costs of the power system are illustrated schematically in figure 7. »Required oil« represents the cost of oil for that part of the variable market which cannot be supplied with electricity.

The interest rates used for calculating costs in the Nordel countries vary widely. As interest is a parameter which has considerable effect on the results of calculations, three alternative rates have been applied : 4 %, 7 % and 9 %.

Assumptions as to the development of fuel prices also have a considerable effect on results. Studies have therefore been made for two alternatives: a) con-

stant real prices and b) a 2 % annual increase in real prices.

Conclusions

The study has centred on the situation in the year 2000. Calculations indicate that in all three of the alternatives examined it will then be possible to reduce the expansion of production.

The calculation techniques available have not allowed for consideration of all the important factors which can affect the results of calculations. The Nordel Planning Committee will analyse the uncertain factors in greater detail in a follow-up to the present study.

The following factors should be studied in greater detail:

- Variations in daily and hourly loads and power exchanges have not been taken into consideration, although they are of great importance.
- Only years with average precipitation have been considered with regard to hydro power. Extremes of climate, i. e. wet and dry years, are of great interest for studies.
- No assumptions have been made as to the limits imposed by transmission capacity on links and international grids or by the effect of losses in transmission systems. These must be studied more closely.
- The study is directed to a specific point in time, i. e. the year 2000. This means that expansion has not been evaluated over time.

An optimisation of the total Nordel system would involve a reduced need for expansion of production and thus lower annual capital costs and fixed operating costs. On the other hand, fuel costs would increase, particularly if the reduction applies to hydro and nuclear power. The cost of oil for variable deliveries will increase with the magnitude of the reduction in production capacity, as the capacity for variable deliveries declines in direct proportion to the cutback of expansion.

Figure 8 illustrates how various costs affect optimisation.

At constant real prices and low interest rates the optimal expansion according to alternative A would be the same for total optimisation and for continued national expansion. At higher interest rates, savings are achieved with total optimisation. In alternatives B and C, savings are also achieved at the minimal interest rate and savings increase with rising interest rates.

If savings are considered in relation to total annual costs for the joint system as well as to the costs of the required expansion of joint capacity, the savings are relatively small. This indicates that the system is already close to optimal size. However, the savings are of such a magnitude that they can well justify more detailed studies within Nordel of the possibility of obtaining these additional benefits.

The conclusions generated on the assumption of a 2 % annual increase in real fuel prices through the year 2000 indicate that for any interest rate the optimal expansion in alternative A is the same for total optimisation as for individual national expansion. In contrast, alternatives B and C generate savings at all interest levels. These savings are however considerably lower than at unchanged real fuel prices.

The conclusions described above assume that there are no general requirements for scrubbing of sulphur emissions. If these requirements are applied, the cost of coal-fired plants increases. This generates a higher value for joint expansion, particularly in alternative C.

Nordel in brief

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

Nordel has the following permanent tasks:

- to continually follow developments in production and consumption of electrical energy in the Nordic

countries by, for example, publishing suitable statistics

- to collate consumption forecasts and extension plans drawn up in the respective countries
- to publish an annual report which, in addition to information about work completed during the year in Nordel, and statistical information about power supply in the Nordic countries, can also contain special articles of interest in the field of Nordic power co-operation.

A considerable amount of Nordel's work takes place in standing and special committees. Standing committees have been appointed to deal with recurrent questions while special committees deal with questions of a more transient nature. In some cases contact groups have also been appointed.

The chairman of Nordel is elected for a period of three years. The chairmanship circulates among the countries. The chairman appoints a secretary who is responsible for the administrative functions during the three year period.

Nordel



Nordels ordförande Göran Ekberg, omgiven av fyra nordiska energiministrar. Från vänster ses Kåre Kristiansen, Norge, Knud Enggaard, Danmark, Birgitta Dahl, Sverige och Sverrir Hermansson, Island
The chairman of Nordel and the Nordic ministers of Energy

Nordel, som grundades 1963, är en sammanslutning för nordiskt elkraftsamarbete. Nordel består av ledande personer inom kraftförsörjningen i Danmark, Finland, Island, Norge och Sverige. Det är ett rådgivande och rekommenderande organ med syfte att befrämja internationellt, främst nordiskt samarbete, beträffande produktion, distribution och konsumtion av elenergi.

Nordel har följande fasta arbetsuppgifter:

- att kontinuerligt följa utvecklingen av produktionen och

konsumtionen av elenergi i de nordiska länderna, bl a genom publicering av lämplig statistik.

- att sammanställa inom respektive länder uppgjorda konsumtionsprognoser och utbyggnadsplaner
- att publicera en årsberättelse, som förutom uppgifter om under året utfört arbete inom Nordel samt statistiska uppgifter angående elkraftförsörjningen i de nordiska länderna även kan innehålla speciella artiklar av intresse för nordiskt kraftsamarbete.

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

Nordels ordförande väljs för en period om tre år. Ordförandeskapet cirkulerar mellan länderna. Ordförande utser sekreterare och svarar för sekretariatet som alltså även det växlar vart tredje år.

Nordels medlemmar

Nordel's Members

Danmark

Bjarne Andersen
Direktør
Managing Director
Københavns Belysningsvæsen

Henning Buhl
Direktør
Managing Director
ELKRAFT A.m.b.A

Jens Christian Clausen
Direktør
Managing Director
I/S Skærbaekværket
Fr o m 1984-08-01

Erik Leif Jakobsen
Direktør
Managing Director
ELSAM
T o m 1984-07-31

Jens Aksel Poulsen
Direktør
Managing Director
I/S Vestkraft
T o m 1984-07-31

Georg Styrbro
Direktør
Managing Director
ELSAM
Fr o m 1984-08-01

Hans von Bülow
Direktør
Managing Director
Energistyrelsen
Observatør
Observer

Finland

Klaus Ahlstedt
Vice verkställande direktör
Executive vice president
Imatran Voima Oy
Vice ordförande i Nordel
Deputy chairman of Nordel

Tapio Kunnas
Verkställande direktör
Managing Director
Finlands Elverksförening

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

Pertti Voutilainen
Direktör
Managing Director
Imatran Voima Oy

Island

Jakob Björnsson
Generaldirektör
Director General
Statens Energistyrelse

Adalsteinn Gudjohnsen
Direktör
Managing Director
Reykjavík Elektricitetsverk

Halldor Jonatansson
Direktör
Managing Director
Landsvirkjun

Kristjan Jonsson
Direktör
Managing Director
Statens Elverker

Norge

Sigurd Aalefjær
Kraftverksdirektör
Director General of the State Power System
NVE-Statskraftverkene

Arne Finstad
Direktör
Managing Director
Oslo-Lysverker
Fr o m 1984-08-01

Sigmund Larsen
Generaldirektör
Chairman of the Board and Chief Executive
Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen (NVE)

Frederik Prytz
Direktör
Managing Director
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk
T o m 1984-07-31

Rolf Wiedswang
Samkjøringsdirektör
Managing Director
Samkjøringen av kraftverkene i Norge

Asbjørn Vinjar
Energidirektör
Director General Directorate of Energy
NVE-Energidirektoratet
Suppl

Sverige

Göran Ekberg
Direktör
Managing Director
Sydkraft AB
Ordförande i Nordel
Chairman of Nordel

Nils Holmin
Driftdirektör
Vice President Operation and Sales
Statens Vattenfallsverk

Jonas Norrby
Generaldirektör
President
Statens Vattenfallsverk
T o m 1984-07-31

Tage Nytén
Planeringsdirektör
Vice President, Planning
Statens Vattenfallsverk
Fr o m 1984-08-01

Jan-Erik Ryman
Direktör
Managing Director
Stockholms Energiverk

Jan Randers
Direktör
Managing Director
KRAFTSAM
Suppl

Nordels utskott Medlemmar

Committee Members

Driftutskottet Operations Committee

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

A. Ring-Nielsen (ordförande)
Driftchef, ELSAM
Danmark

K. Montonen
Avdelningsdirektör, Imatran
Voima Oy
Finland

R. Linkama
Avdelningsdirektör, Imatran
Voima Oy
Finland

O. Gunnes
Fagsjef, NVE
Norge

R. Wiedswang
Samkjøringsdirektør,
Samkjøringen
av kraftverkene i Norge
Norge

S. Axelsson
Direktör, Sydkraft AB
Sverige

S. Göthlin
Överingenjör,
Statens Vattenfallsverk
Sverige

L. Wiklund (sekreterare)
Civ.ing., Statens Vattenfallsverk
Sverige

Planeringsutskottet Planning Committee

O. Skak
Afdelingsingeniør, ELKRAFT
A.m.b.A
Danmark

P-F. Bach
Overingeniør, ELSAM
Danmark

A. Palmgren (ordförande)
Direktör, Imatran Voima Oy
Finland

M. Buchert
Direktör, Industrins Elproducenters
Förbund r.f.
Finland

S. Fridgeirsson
Overingeniør
Statens Elverker
Island

G. Juliusson
Afdelingsingeniør, Landsvirkjun
Island

O. Guldseth
Sjefingeniør, Nord-Trøndelag
Elektrisitetsverk
Norge

J. Tveit
Fagsjef, NVE
Norge

B. Lantz
Överingenjör, Sydkraft AB
Sverige

A. Lundberg
Överingenjör, Statens
Vattenfallsverk
Sverige

A. Löf (sekreterare)
Avdelningsingenjör, Statens
Vattenfallsverk
Sverige

Värmekraftutskottet Thermal Power Committee

M. Christophersen
Direktör, Isefjordværket I/S
Danmark

C-E. Lundgren
Direktör, Sydøstsjællands
Elektricitets-Aktieselskab SEAS,
Danmark

G. Lund-Jensen
Direktör, ELSAM
Danmark

B Møller Jensen
Driftchef,
Sønderjyllands Højspændingsværk
Danmark

T. Rask
Avdelningsdirektör, Imatran
Voima Oy
Finland

A. Tamminen
Tekn.lic., IVO, Lovisa kraftverk
Finland

M. Andersson (sekreterare)
Förste avd.ing., Statens
Vattenfallsverk
Sverige

L. Gustafsson (ordförande)
Teknisk direktör, Statens
Vattenfallsverk
Sverige

L. Josefsson
Direktör, Sydkraft AB
Sverige

I. Wernius
Överingenjör, Stockholms
Energiverk, Värtaverket
Sverige

F. Marcus (observatör)
Civ.ing., NKA
Danmark

Nordels sekretariat

c/o Sydkraft AB
S-217 01 Malmö, Sverige
Tel. +4640-24 50 00
T o m 1984-10-31

Per-Erik Molander
Civ.ing., Nordels sekreterare
Secretary General of Nordel

Karin Wiberg
Sekreterare
Secretary

Fr o m 1984-11-01
c/o Imatran Voima Oy

Nordels årsberättelse 1983 är utarbetad under ledning av Per-Erik Molander. Statistikmaterialet är sammanställt av statistikkontaktmännen och sekreteraren i Planeringsutskottet.

Produktion: AB Transvideo
Grafisk formgivning, omslag samt
diagram: art/Grafik

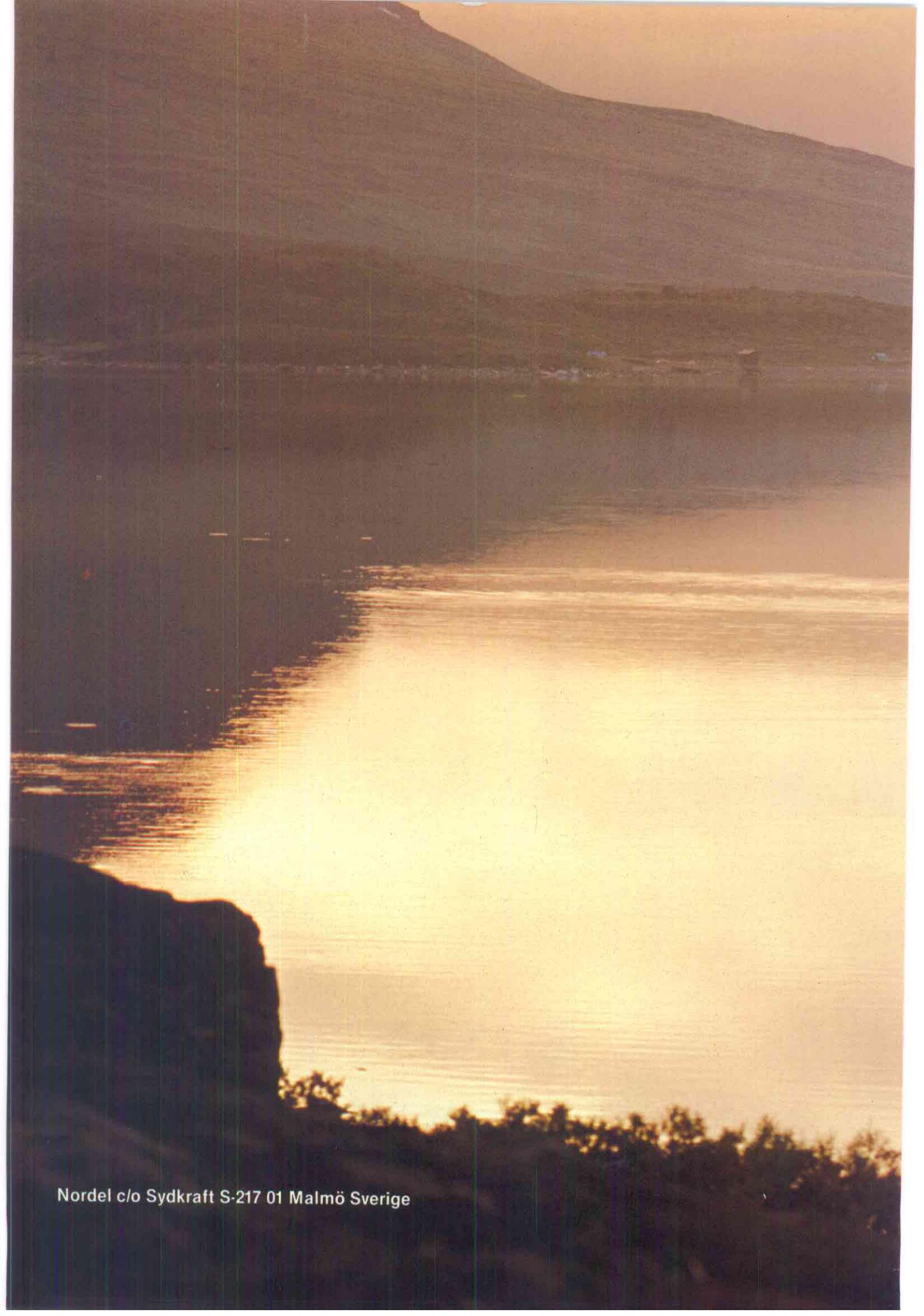
Foto: Alla fotografier inkl. omslagsbilden har levererats av respektive lands kraftföretag, bl a följande fotografer:
Gunnar Bergbom, Bo Dahlin, Örjan Liljeroth, STATOIL, Arne Aas, Stewe Andersson.

Årsberättelsen är satt med Garamond 10/10½ och Helios hos Sydkraft och är tryckt på Scheufelen Phönomatt 135 g av Rahms i Lund Tryckeri AB, Lund 1984.

OMSLAGET

Det goda vattenåret 1983 illustreras väl av Sourvamagasinet i Stora Lule älv som är ett av Sveriges största vattenmagasin. Det är omkring två tredjedelar av Vänerns storlek. Sourva rymmer sex miljarder kubikmeter vatten som kan generera sex TWh i Lule älv.

»Sourvamagasinet« one of the greatest water reservoirs in northern Sweden.



Nordel c/o Sydkraft S-217 01 Malmö Sverige