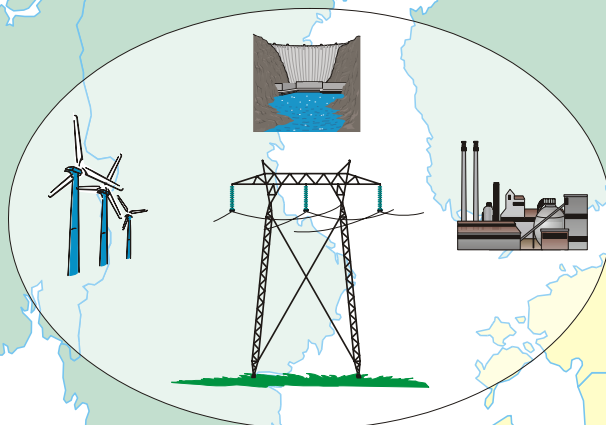


Nordisk Systemudviklingsplan 2002



Forord

Nordisk Systemudviklingsplan 2002 er den første plan for det samlede nordiske elsystem, som Nordel har udarbejdet efter vedtægtsændringerne. Arbejdet med planen var initieret som et strategisk projekt fra Nordels Styre.

Plankomitéen anser Systemudviklingsplanen for et vigtigt redskab for Nordel til at udpege de emner, der får betydning for udviklingen og driften af det nordiske elsystem og det nordiske elmarked på kort og langt sigt.

Et vigtigt signal fra arbejdet med systemudviklingsplanen er, at energi- og effektsituationen er forskudt, så de tidligere kendte situationer med overskud af energi er afløst af et betydeligt underskud, som forstærkes frem mod år 2005.

Planen er ikke en investeringsplan, men udpeger de vigtigste snit i transmissionsnettet, som Nordel efterfølgende bør analysere nærmere. Resultaterne i planen er baseret på energibetragtninger og fremstiller kun i mindre grad de effekttransporter, der ses i det daglige. Det betyder, at resultaterne fremstår konservativt.

Systemudviklingsplan 2002 fremstår ikke så fuldendt, som Plankomitéen oprindeligt havde som målsætning for arbejdet. Den videre opfølgning efter udgivelse af planen vil derfor blandt andet være koncentreret om følgende opgaver:

- Samfundsøkonomisk vurdering af de udpegede snit.
- Effekt- og reguleringsanalyser for de nærmeste år frem mod år 2005.
- Behovet for effektilgangen på det lange sigt.
- Scenarier og forudsætninger for den langsigtede netstruktur.

Planens analyser forudsætter et perfekt marked, hvor der ikke udøves markedsmagt fra producenter. De forudsætter også, at forbindelserne mellem Norden og Kontinentet er åbne for markedet og ikke belagt med kontraktlige forpligtelser om leverancer, hvilket ikke er tilfældet på alle forbindelser. Det udelukker dog ikke, at udnyttelsen kan styres af priserne i markedet.

Planen er analyseteknisk udarbejdet som om, der kun var et systemansvar for det nordiske elsystem. Denne forudsætning er en følge af, at der er et nordisk elmarked, og har blandt andet til formål at få udpeget de væsentligste udfordringer, der kan opstå.

Plankomitéen, april 2002

Øivind Rue, Statnett (sign.)

Sture Larsson, Svenska Kraftnät (sign.)

Eymundur Sigurdsson, Landsvirkjun (sign.)

Pertti Kuronen, Fingrid Oyj (sign.)

Preben Jørgensen, Elkraft System (sign.)

Paul-Frederik Bach, Eltra (sign.)

Indholdsfortegnelse

Resume og konklusion	2
1. Indledning og formål	9
1.1 Baggrund for systemudviklingsplanen	9
1.2 Formål med en nordisk planlægning	10
1.3 Planens indhold	10
2. Rammer for planen	11
2.1 Politiske og lovmæssige rammer	11
2.2 Det nordiske marked	12
2.3 Tekniske rammer	13
3. Forudsætninger	15
3.1 Fremskrivninger	15
3.2 Metode og værktøjer	18
4. Den nuværende situation	21
4.1 Energi- og effektbalancen	21
4.2 Forstærkninger i transmissionsnettet der pågår	23
4.3 Markedsudviklingen	25
5. Nordel-systemet – stadium år 2005	28
5.1 Energibalancer	28
5.2 Forsyningssikkerhed for energi og effekt	33
5.3 Begrænsende snit	37
6. Nordel-systemet – stadium år 2010	40
6.1 Energibalancer	40
6.2 Forsyningssikkerhed	41
6.3 Begrænsende snit	44
7. Udvikling af Nordel-systemet	46
7.1 Transportmønstre i Nordel-området	46
7.2 Prioriterede snit	48
Referencer	50

Appendiks 1: Mulige forstærkningstiltag.

Appendiks 2: Beskrivelse af markedsforhold på Baltic Cable, SwePol og Kontek

Bilag 1: Kapaciteter på forbindelserne mellem de enkelte områder for år 2005.

Bilag 2: Landsvis effekt- og energibalancer.

Bilag 3: År 2005 – Varighed af kapacitetsbegrænsninger i procent af tiden for vådår og tørår.

Bilag 4: Varigheden af flaskehalse i Nordel-systemet år 2001.

Resume og konklusion

Systemerne i Norge, Sverige, Finland og Danmark Øst er forbundet med vekselstrømsforbindelser og drives som et synkront område med samme frekvens. Danmark Vest er forbundet til resten af Nordel-området via jævnstrømsforbindelser og følger frekvensen på det europæiske kontinent.

Nordisk Systemudviklingsplan 2002 er den første fælles nordiske systemudviklingsplan. Den dækker elsystemet i Norge, Sverige, Finland og Danmark. Island er et separat område, der ikke er elektrisk forbundet til resten af Nordel-området. Island indgår derfor ikke i de samlede analyser.

Systemudviklingsplanen bygger på det mangeårige samarbejde, der har udnyttet forskellighederne i de enkelte elsystemer og ført til, at der er etableret samarbejdsforbindelser over landegrænserne med betydelige udvekslinger af energi og opbygning af fælles driftsreserver og et tæt driftsmæssigt samarbejde.

Systemudviklingsplanen

Det fælles nordiske elmarked udgør en af planens grundpiller. Formålet med den nordiske planlægning er blandt andet at sikre den infrastruktur, der er nødvendig for et velfungerende elmarked og en sikker elforsyning i hele det nordiske område.

Systemudviklingsplan 2002 afdækker nogle af de vigtige problemstillinger og udfordringer, det nordiske elsystem står over for. Planen belyser behov for overføringskapacitet, for forsyningssikkerhed og for harmonisering af regelsæt. Planen er udarbejdet under hensyntagen til de enkelte landes lovgivninger og politiske rammer.

Planen omhandler perioden frem til år 2010. Nordisk Systemudviklingsplan 2002 belyser fremtidige transportmønstre i det nordiske transmissionsnet og peger på vigtige snit, der efterfølgende skal indgå i mere detaljerede analyser.

Planen skitserer også langsigtede strukturelle problemstillinger. For kommende systemudviklingsplaner er målet at udvide tidsperspektivet ud over år 2010 og desuden belyse planens egenskaber ved hjælp af scenarier.

Status og fremskrivninger

Det nordiske område har i de senere år været karakteriseret ved en energisituation, der i perioder har tilladt eksport fra Nordel-området til Kontinentet. Eksempelvis var der i årene 1999-2000 en nettoeksport fra Norge og Sverige på 10-15 TWh. Dette har i hovedtræk betydet et sydgående transportmønster. Dette mønster forventes at ændre sig.

Treårsbalancen for årene 2002-2004 viser en tydelig forværring af den **samlede energi- og effektbalance i Norden** og en vis risiko for effektmangel under ugunstige forudsætninger. Dette er en udvikling, der er startet i 1990'erne. Medvirkende årsag hertil er elforbrugets vækst og en ringe tilgang af ny kapacitet samtidig med, at der ses afgang af produktionskapacitet. Der er ikke nogen pågående aktiviteter, der ændrer denne situation. I værste fald kan der på kort sigt opstå mangelsituationer med behov for rationeringer.

Fremskrivning af transportbehov i Nordel-systemet er baseret på meget følsomme balancer mellem udbud og efterspørgsel. Små ændringer i forudsætningerne kan medføre store transportmæssige ændringer. Derfor vil det være vanskeligt at udpege de langsigtede forstærkningsbehov i Nordel-systemet, men der er behov for at udvikle en fælles opfattelse af den langsigtede struktur af transmissionsnettet under hensyntagen til sandsynlige transportmønstre.

Vurderingerne og den nordiske planlægning for år 2005 og længere frem bygger på store usikkerheder. Det gælder først og fremmest vandsituationen. Det gælder også:

- Udbygning med finsk kernekraft og udbygning med forbindelser mod Rusland.
- Afvikling af svensk kernekraft inklusive erstatningsforanstaltninger.
- Udbygning med norsk gaskraft og udbygning med forbindelser mod England og Holland.
- Udbygning med ikke-regulerbar produktion især vindkraft.
- Kapacitetsbalancen på Kontinentet.
- Tilvæksten i elforbruget og dets fleksibilitet og prisleedsomhed.
- Mulighederne for, at forbindelser mellem Norden og Kontinentet bliver åbne for markedet.

Nordel-området forventes at blive mere afhængig af "udlandet". For år 2005 er Finland i energimæssig balance, og Danmark har overskud af energi. Derimod er balancen forskudt, så Norge og Sverige udgør underskudsområder på ca. 16 TWh i et gennemsnitsår. Et vådår giver netop balance og nogenlunde samme prisniveau i hele det nordeuropæiske område, mens et tørår vil føre til høje spotpriser især i Norge.

For perioden frem mod år 2005 øges overføringsbehov mod Norge og Sverige. Den forværrede balance i hele Norden og tilgangen af ikke-regulerbar produktion medfører en voksende indbyrdes afhængighed mellem landene, samtidig med at det nordiske elmarked som helhed bliver afhængigt af energiressourcer på Kontinentet og i Rusland.

Der foreligger vurderinger, der tyder på, at også Kontinentet kan komme til at mangle produktionskapacitet, og der er behov for videre analyser af robustheden i elsystemet.

Frem mod år 2005 forventes den forværrede balance at give anledning til øgede priser i forhold til priserne i 1990'erne. Planen kan ikke direkte benyttes til at forudsige priser og udvekslinger, men i nogen grad tendenser.

Produktionsapparatet i de nordiske lande er under forandring med en stigende andel af ikke-regulerbar produktion blandt andet vindkraft, der øger behovet for regulering.

For perioden frem til år 2010 kan energi- og effektbalancerne forbedres lidt, hvis ny produktion i Finland bygges, hvis gaskraften i Norge udbygges, og hvis Barsebäck erstattes af tilsvarende kapacitet. Det fører til et lidt mindre overføringsbehov mellem landene, men Nordel-området vil også her være afhængigt af import udefra.

Nordel-nettets opgaver

Med markedssystemet er placering af produktionskapacitet ikke en opgave for de systemansvarlige selskaber. Den udgør i stedet en ramme for planlægningen, og nettene bliver et vigtigt virkemiddel til at sikre et velfungerende marked.

Det nordiske transmissionsnet muliggør transport af el over lange afstande fra produktionssteder til forbrugscentre. Der er tale om transporter langs en **øst-vest-akse** fra Rusland over Finland, Sverige og Norge og eventuelt til England. Der er desuden tale om **nord-syd-transporter** mellem det norsk-svenske område og Kontinentet.

Transporterne skal overordnet set sikre forsyning af el fra de steder, hvor ressourcerne findes, frem til forbrugsstederne. Men de påvirkes desuden af markedssituationen, herunder handel i spot- og regulerkraftmarked, håndtering af prisområder, flaskehalse, modhandel m.v. Der skal både være reservekapacitet i net og produktionsapparat til dækning af uforudsete hændelser.

Store variationer i nedbør medfører meget forskellige transportmønstre i nettet. Flaskehalse kan derfor optræde forskellige steder under forskellige betingelser. Det gælder i særlig grad for ekstreme år som vådår og tørår. Årene 1999 og 2000 har f.eks. været to af de mest nedbørsrige år nogensinde.

I et markedssystem skal flaskehalse ikke elimineres fuldt ud, men reduceres til et niveau, der afspejler en samfundsøkonomisk afvejning mellem tab i økonomisk effektivitet på grund af flaskehalsene og omkostningerne ved at reducere dem.

Vigtige overføringssnit

Til identifikation af kritiske snit er der blandt andet gennemført præliminære beregninger for årene 2005 og 2010 med Samkøringsmodellen, der håndterer energibalancer og udvekslinger mellem områder på en systematisk måde. Modellens resultater afspejler kun i mindre grad effektsituationen i spidsbelast- og ekstremssituationer.

Samkøringsmodellen afbilder elsystemet, som om det skulle håndteres i en samlet driftsmæssig optimering svarende til et perfekt marked. Det forudsætter også, at forbindelserne ud af Nordel-området er fuldt åbne for markedet og ikke belagt med

kontraktlige forpligtelser om leverancer. Forskellige markedssystemer, der støder op til Nordel-området, vil dog medføre, at disse forbindelser ikke på kort sigt kan udnyttes, som modellen forudsætter.

Drifts- og markedserfaringer viser, specielt i vådår og tørår, at der har været pres på forbindelserne mellem norsk-svenske områder (Haslesnittet med flere), de interne snit fra Midtsverige og sydpå (snit 4 og vestkystsnittet) samt på forbindelser til Kontinentet, **Figur 1a**.

Analyserne for år 2005 peger på, at presset på disse snit forandres. Det voksende norske importbehov medfører en øget overførsel på snittene mellem Sverige og Norge. Overføringsgrænserne på forbindelser mellem Norge og Sverige bliver øget gennem tiltag på norsk og svensk side. Overføringskapaciteten fra Nord- til Sydverige bliver øget inden år 2005 gennem forstærkningstiltag, som er påbegyndt.

Kapaciteten vil være begrænset på en del forbindelser mellem Nordel-landene og på interne snit i en stor del af tiden. Det gælder ikke mindst i de år, hvor nedbøren er større eller mindre end et gennemsnitsår (vådår og tørår). Det medfører, at der stadig i år 2005 kan opstå lokale prisområder i mere end halvdelen af tiden.

Der er således behov for på kort sigt at vurdere behovet for overføringskapacitet både i sydgående retning, **Figur 1a**, og i nordgående retning, **Figur 1b**.

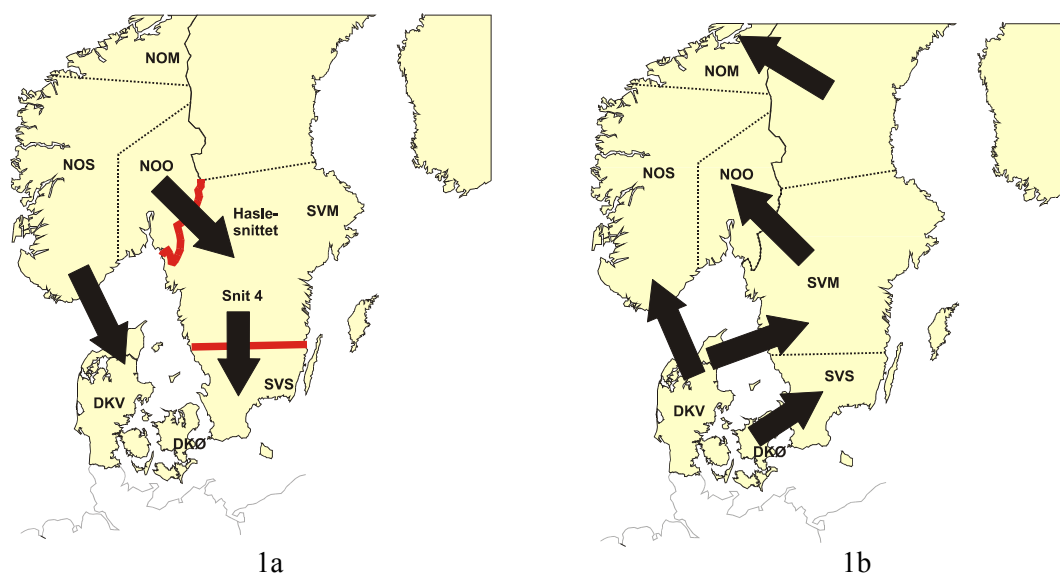
For hvert enkelt snit er der beregnet marginale nytteværdier ved forstærkning. De udgør et signal om snittets betydning for elmarkedet. De samlede nytteværdier skal holdes op mod omkostninger til forstærkning af snittet.

Systemudviklingsplanen er ikke en investeringsplan, men udpeger vigtige snit **inden for Nordel-området**, hvor der er fundet høje nytteværdier, og hvor behovet for overføringskapacitet bør undersøges nærmere, **Figur 1**. Baseret på disse beregninger og på markeds- og driftsmæssige erfaringer prioriterer Nordel, at følgende snit undersøges nærmere:

- Overføringskapaciteten på HVDC-forbindelsen Danmark Vest-Norge Syd bør overvejes forøget ved etablering af en ekstra forbindelse.
- Udbygning med en HVDC-forbindelse fra Norge Syd til Danmark Øst eller Sverige Syd bør overvejes.
- Overføringskapaciteten på HVDC-forbindelsen Danmark Vest-Sverige Midt bør overvejes forøget ved etablering af en ekstra forbindelse.
- Overføringskapaciteten på Haslesnittet mellem Norge Øst og Sverige Midt bør overvejes forøget.
- Overføringskapaciteten på Sverige Midt-Norge Midt bør overvejes forøget.
- Eventuelle behov for yderligere tiltag til forbedring af overføringskapaciteten på interne svenske snit mellem Midt- og Sydverige bør udredes.

Desuden er der ved nordgående transporter fundet høje nytteværdier ved udbygning af Øresundsforbindelsen mellem Danmark Øst og Sydsverige.

Afhængig af udviklingen af produktionskapacitet i Finland og importmuligheder fra Rusland kan der blive behov for analyser af forbindelserne mellem Finland og Sverige.



Figur 1 Højt belastede snit inden for Nordel-området i år 2005. 1a) Ved sydgående transport: Snit 4 i Sverige og Haslesnittet. 1b) Ved nordgående transport.

En forbindelse mellem Norge og Tyskland er medregnet i analyserne. Viking Cable er dog skrinlagt i december 2001. Det øger presset på de øvrige snit, dersom en sådan forbindelse ikke bygges.

I analyserne er Barsebäck blok 2 forudsat i drift eller erstattet af tilsvarende effekt. Sker dette ikke, medfører det et øget pres på de mest belastede forbindelser. Storebæltsforbindelsen er medregnet i analyserne. Bygges den ikke, øges presset på især de vestdanske forbindelser.

Forstærkning af de nævnte snit kan gøres med forbindelser, der i nogen grad er alternativer til hinanden. Derfor skal udbygningerne vurderes sammenhængende i Nordel. Selv efter eventuel forstærkning af de nævnte snit vil markedsbetjeningen lokalt være afhængig af flaskehalse, især i våde år og tørre år. Dette er naturligt i et markedssystem.

De vigtige snit, der er udpeget i Systemudviklingsplan 2002, vil indgå i yderligere analyser i kommende systemudviklingsplaner, hvor aktuelle tiltag og alternativer skal vurderes nærmere og indgå i samfundsøkonomiske vurderinger af lønsomheden.

Island er selvforsynende med energi og har stort potentiale for yderligere udnyttelse. Som følge af de store afstande er der ingen aktuelle planer om at forbinde det islandske elsystem med resten af Nordel-systemet.

Udnyttelsen af eksisterende forbindelser **ud af Nordel-området** har stor betydning for energi- og effektbalancen, men er begrænset af flaskehalse i tilstødende net. Det gælder:

- Polen-Sverige, hvor begrænsningerne ligger i Polen.
- Tyskland-Sverige, hvor begrænsningerne ligger i Tyskland.
- Danmark Vest-Tyskland, hvor begrænsningerne ligger i Tyskland ved eksport og i Danmark Vest ved import.

Andre forbindelser, der kan spille en vigtig rolle for import af energi til Nordel-området, er:

- En forbindelse mellem Norge og England.
- En forbindelse mellem Finland og Estland.
- En forbindelse mellem Norge og Holland.
- En udbygning af Kontek mellem Danmark Øst og Tyskland.
- Videreudbygning af forbindelsen mellem Finland og Rusland.

Samtidig gælder, at forbindelserne Kontek, Baltic Cable og SwePol på kort sigt helt eller delvist er belagt med kontraktlige forpligtelser om leverancer primært ud af Nordel-området. Det udelukker dog ikke, at udvekslingerne kan styres af priserne i markedet.

Selv med en bedre balance i Norge og Sverige i år 2010 vil der være et stort pres på de forbindelser, som krydser kritiske snit. Det er overvejende jævnstrømsforbindelser, som det er forholdsvis dyrt at udbygge. Der skal derfor udføres mere grundige analyser, før der kan opstilles et beslutningsgrundlag for forstærkninger.

Forsyningssikkerheden

Der er siden begyndelsen af 1990'erne sket en væsentlig forskydning af Nordel-områdets effekt- og energibalancer. Balancerne viser, at forsyningssikkerheden i Nordel-området er forværret. Især vil et tørår slå hårdt igennem og give høje priser – ikke mindst i Norge. Fortsætter denne tendens efter år 2005, kan forsyningssikkerheden blive så sårbar, at der bør tages skridt til forbedring af effekt- og energibalancer og til håndtering af mangelsituationer. Forskelle i de nordiske landes lovgivning medfører, at de systemansvarlige har forskelligt ansvar f.eks. med hensyn til forsyningssikkerhed.

Af hensyn til forsyningssikkerheden udredes både effektsituationen i Sverige og tørårssituationen i Norge og i Sverige. Nordel vil løbende følge udviklingen og belyse

mulige konsekvenser og perspektiver. Nordel vil analysere muligheden for at forstærke forbindelserne til nabolandene uden for Nordel-området.

I det omfang, de beregnede konsekvenser for forsyningen anses for uacceptable, må der tages stilling til, om forholdsregler, der kan sørge for den ønskede grad af selvforsyning, skal indføres for hvert enkelt land eller inden for rammerne af et nordisk samarbejde.

Nordisk grid code

Der er behov for at videreudvikle de gældende tekniske rekommandationer til en fælles nordisk grid code. Arbejdet er igangsat i Nordel.

1. Indledning og formål

Nordisk Systemudviklingsplan 2002 er den første fælles nordiske systemudviklingsplan, der er udarbejdet af Nordel efter vedtægtsændringerne i år 2000, hvorefter Nordel udgør et forpligtende samarbejde mellem de systemansvarlige virksomheder i Norge, Sverige, Finland og Danmark og Island.

Systemerne i Norge, Sverige, Finland og Danmark Øst er forbundet med vekselstrømsforbindelser og drives som et synkront område med samme frekvens. Danmark Vest er forbundet til resten af Nordel-området via jævnstrømsforbindelser og følger frekvensen på det europæiske kontinent. Island er et separat område, der ikke er elektrisk forbundet til resten af Nordel-området.

1.1 Baggrund for systemudviklingsplanen

De nordiske elsystemer er meget forskellige. Det har i tidens løb ført til et samarbejde, der har udnyttet forskellighederne f.eks. mellem vandkraft og termisk kraft, og der er etableret samarbejdsforbindelser over landegrænserne. Mellem områderne er der et tæt driftsmæssigt samarbejde om fælles driftsressourcer og store udvekslinger af energi.

Systemerne i de enkelte lande kan ikke længere drives enkeltvis, og landene er indbyrdes afhængige af, at der er en tilstrækkelig kapacitet på grænseforbindelserne og et koordineret regelsæt for samarbejdet ud fra samfundsøkonomiske, markedsmæssige og forsyningssikkerhedsmæssige hensyn. For at opretholde forsyningssikkerheden er Nordel-systemet i dag også afhængigt af forbindelser ud af området.

De systemansvarlige virksomheder i de nordiske lande er underlagt beføjelser og forpligtelser, der er forskellige som følge af forskellig lovgivning og forskellige politiske rammer i landene. Disse forskelligheder har betydning for indretning af samarbejdet.

Det nordiske elsystem har samtidigt ændret sig væsentligt fra en nettoeksportsituation til en anstrengt energibalance og nettoimport.

Med liberaliseringen er der kommet fokus på de flaskehalsomkostninger, der betales ved begrænsninger i overføringssystemet. En fælles nordisk systemudviklingsplan er en følge af markedets behov for rationel og effektiv udvikling af overføringskapacitet i det samlede nordiske elsystem.

Som følge af liberaliseringen er også de økonomiske rammebetingelser for de nordiske transmissionsselskaber ændret radikalt. Det sætter fokus på investeringsevnen og dermed også evnen til blandt andet at overholde gældende dimensioneringsregler.

1.2 Formål med en nordisk planlægning

Den nordiske systemudviklingsplan skal medvirke til at opnå en sammenhængende og koordineret nordisk planlægning mellem de systemansvarlige virksomheder. Den skal sikre den infrastruktur, der giver de bedst mulige forudsætninger for et velfungerende og effektivt integreret nordisk marked – både et spotmarked og et regulerkraftmarked. Det sker under hensyntagen til forsyningssikkerheden og til de enkelte landes miljømål.

Systemudviklingsplanen behandler behov for overføringskapacitet mellem landene, på vigtige interne snit i landene og ud af Nordel-området. Planen beskriver udbygningsmuligheder og udpeger de snit, hvor en forøgelse af kapaciteten synes at have den største marginale nytteværdi. Disse snit skal efterfølgende indgå i en mere detaljeret analyse.

Miljømålene i de nordiske lande er styret af internationale forpligtelser og af nationale rammer. Det er blandt andet kvoter for emissioner og mål for anvendelse af vedvarende energi.

1.3 Planens indhold

Systemudviklingsplan 2002 omhandler årene 2005 og 2010. For år 2005 er der i de enkelte lande forholdsvis faste planer for udbygning af nettet, men en usikkerhed omkring tilgang og skrotning af produktionskapacitet.

For år 2010 er der ikke faste planer i landene, og der kan i højere grad gennemføres en egentlig nordisk planlægning både for transmissionsnettet og for adgang til de systemtjenester, elmarkederne skal have til rådighed.

Planen skitserer også langsigtede strukturelle problemstillinger. For kommende systemudviklingsplaner er målet at udvide tidsperspektivet ud over år 2010.

Systemudviklingsplanen fokuserer på markedets behov og på forsyningssikkerheden i Nordel-området som helhed og i delområder. Det sker ved opstilling af effekt- og energibalancer. Forsyningssikkerheden behandles af de systemansvarlige selskaber på systemniveau og omhandler ikke distributionsniveauerne.

En vigtig del af Nordels planlægning er at sikre en infrastruktur, der kan give en rimelig markedsbetjening i alle områder. Fremtidige nordiske systemudviklingsplaner vil kunne baseres på en eventuel fælles nordisk grid code, som indeholder et samlet regelsæt for planlægning, drift og tilslutning til nettet.

2. Rammer for planen

Rammerne for systemudviklingsplanen er både lovgivningsmæssige rammer, politiske rammer, markedet, elsystemets nuværende begrænsninger samt de tekniske regler. Systemudviklingsplanens overordnede ramme er samfundsøkonomiske hensyn.

Planlægningen er baseret på det gældende regelsæt. Det må dog forventes, at både regler, markedsmæssige forhold og politiske rammer kan ændre sig frem til år 2010.

Nordisk Plangrundlag 2002 [ref. 3] sammenstiller lovmæssige og politiske rammer for systemplanlægningen. Derudover er funktionen af de nordiske markeder, de tekniske rammer og forholdene i Nordels nabo-områder beskrevet. Desuden beskriver plangrundlaget et hovedforløb frem til år 2010.

2.1 Politiske og lovmæssige rammer

En vigtig forudsætning for Nordisk Systemudviklingsplan 2002 er de nordiske energiministres erklæring fra mødet i Grønland den 31. august 2000 [ref. 1]. Erklæringen peger på centrale emner som udviklingen af elmarkedet, et tættere samarbejde mellem systemansvarerne, afskaffelse af grænsetariffer, miljøspørgsmål og behov for at se udbygning af transmissionsnettene som om, der kun var et systemansvar i Norden.

Grønlandserklæringen er fulgt op af Nordisk Ministerråd den 11. september 2001 i Helsingfors [ref. 2]. Temaet var her bæredygtighed og effektiv energiforsyning i Norden og Østersøregionen. Som kerneområder nævnes det, at de systemansvarlige virksomheder har et ansvar for at udvikle elektricitetsmarkedet i Norden, øge indsatsen for klimapolitiske spørgsmål og styrke det regionale samarbejde. Ministrene har på mødet besluttet at anmode de systemansvarlige virksomheder om en årlig redegørelse vedrørende den langsigtede udvikling af elsystemet i de nordiske lande. Desuden understreges de systemansvarliges ansvar for den langsigtede udvikling samt sammenfatningen mellem miljøhensyn og markedsudvikling.

Der er således stor overensstemmelse mellem ministrenes udmeldinger og de emner, som Nordel allerede arbejder med.

Produktionsapparatet

De politiske rammer for produktionsapparatet i de nordiske lande er primært styret af nationale målsætninger, EU-målsætninger og internationale aftaler på miljøområdet. Nogle vigtige forudsætninger er:

- I Danmark er der stop for udbygning med kulkraft, ligesom eksisterende kulfyrede værker i nogen grad påregnes udfaset og erstattet af f.eks. vindkraft.

- I Sverige er det en central diskussion, om man skal afvikle kernekraft. Således er Barsebäck blok 1 allerede lukket, og der er diskussioner om, hvornår beslutningen om afvikling af Barsebäck blok 2 kan iværksættes.
- I Norge er der sat stop for at udbygge vandkraften væsentligt, men der forudses i stedet udbygning med gaskraft. Der er givet koncession til tre værker.
- I Finland overvejes det for nærværende at udbygge kernekraften.

Disse nationale bindinger udgør uens rammebetingelser og kan være barrierer for en fælles effektiv udvikling af det nordiske produktionsapparat, der desuden er underlagt uens kvotebestemmelser. For alle lande gælder dog, at vedvarende energi forventes at få en stigende udbredelse.

Lovgivningen

Systemansvarene i de nordiske lande er gennem lovgivningen underlagt forskellige forpligtelser og beføjelser [ref. 3]. Disse forpligtelser er vigtige for systemansvarenes roller og for indretning af samarbejdet i Nordel. Alle systemansvarene er lovgivningsmæssigt forpligtet til at sikre/overvåge, at markedet fungerer hensigtsmæssigt. De er ligeledes forpligtet til at sikre en rimelig driftssikkerhed og tilstrækkelig transmissionskapacitet.

Der er visse områder, hvor forpligtelserne er forskellige. F.eks. har systemansvarene i Danmark et lovbestemt overordnet ansvar for forsyningssikkerheden og pligt til at sikre, at der er tilstrækkelig produktionskapacitet.

Transmissionsselskabernes aktiviteter er underlagt økonomiske begrænsninger, idet der er indført regulering af indtægter/investeringer som følge af myndighedernes krav om rationalisering og effektivisering af selskaber med monopolstatus på nettet.

Den økonomiske regulering er vigtig for, om selskaber kan efterleve et sæt planlægningskriterier, idet den repræsenterer de krav og incitamenter, der er ved etablering af nye anlæg. I Norge blev en ordning med indtægtsrammer introduceret i 1997, og i Danmark blev tilsvarende rammer indført den 1. januar 2000 [ref. 3]. I Sverige findes en 3-års investeringsplan, mens der i Finland ingen lovgivningsmæssige indtægts- eller investeringsrammer findes.

Det er blevet vanskeligere at bygge ud, både hvad angår luftledninger og produktionskapacitet. Som følge af EU-direktiv om vurdering af visse offentlige og private projekters indvirkning på miljøet er der i landene blandt andet indført regler for miljøvurdering (EIA, Environmental Impact Assessment). Reglerne er implementeret forskelligt i de nordiske landes lovgivninger, men medfører en mere omfattende myndighedsbehandling. Det er derfor blevet nødvendigt at have en længere planlægningshorisont.

2.2 Det nordiske marked

Et udgangspunkt for den nordiske systemudviklingsplan er det markedskoncept, der er opbygget via Nord Pool siden 1996. I denne periode er systemansvarsområderne i Norge, Sverige, Finland og Danmark successivt blevet tilknyttet samme marked. Markedet i Nord Pool rummer således det første internationale elspotmarked.

Funktionen af det nordiske marked er beskrevet i detaljer på Nord Pools hjemmeside¹. Der findes både et fysisk og et finansielt marked. For transmissionsnettet er det fysiske marked af interesse.

På Elspot bliver der dagligt handlet med energi på timebasis til fysisk levering det efterfølgende døgn. Elspot kan derfor betragtes som et kombineret marked for energi og transmissionskapacitet. Priskalkulationen er baseret på købs- og salgsbud fra alle markedsdeltagerne.

Elbas er en organiseret handelsplads for kortsigtede handler (indtil en time før driftstimen) mellem aktører i Sverige og Finland. Elbas-markedet omfatter løbende effekthandler, der dækker enkeltstående timer op til to timer før fysisk levering. Elbas-markedet supplerer Elspot og de systemansvarlige selskabers håndtering af ubalancer. Man overvejer en udvidelse af markedet, således at det omfatter dækning af de øvrige nordiske lande i Elbas' markedsområde.

De systemansvarlige i hvert område håndterer den uforudsigelige ubalance mellem produktion og forbrug gennem et regulerkraftmarked (real time marked). Deltagere på regulerkraftmarkedet er forbrugere og producenter, der kan regulere inden for 15 minutter i situationer med forbrugs- eller produktionsforhold uden for prognosen. Der arbejdes på opbygning af et fælles nordisk regulerkraftmarked.

Videreudvikling af markedskonceptet i Nord Pool sker successivt, og der forudses behov for at justere markedsmodellen allerede inden år 2005, se afsnit 4.3.

2.3 Tekniske rammer

De gældende tekniske rammer for dimensioneringen af det samkørende nordiske elsystem er beskrevet i et sæt fælles tekniske rekommandationer. Den tekniske planlægning af transmissionsnet og kraftværker tager udgangspunkt i driftserfaringer og anlægstekniske muligheder. De skaber tilsammen grundlaget for den fremtidige drift af systemet.

Nordels rekommandationer

De vigtigste gældende regler er samlet i tre Nordel-rekommandationer:

¹ <http://www.nordpool.com/organisation/index.html>

- Nordel "*Rekommandation om driftstekniske specifikationer for varmekraft*", august 1995, [ref. 9] beskriver kravene til varmekraftværker, så værkerne kan arbejde sammen i situationer med fejlkombinationer, som f.eks. medfører frekvensfald. Reglerne indeholder ikke fælles krav til vandkraft og til vindkraft.
- Nordels netdimensioneringsregler "*Dimensioneringsregler för planering av det nordiska överföringssystemet*", august 1992, [ref. 10] beskriver de ensartede dimensioneringsprincipper for de samkørende transmissionsnet. Rekommandation skaber en teknisk og økonomisk balance mellem forskellige driftssituationer og hændelser og angiver de acceptable konsekvenser ved kombinationer af disse under hensyntagen til sandsynligheden for, at kombinationen opstår.
- Nordel "*Frekvens, tidsafvigelse, regulerstyrke og reserve*" maj 1997, [ref. 11] beskriver blandt andet krav om, at der i den praktiske drift på ethvert tidspunkt er tilstrækkelig regulerstyrke og effektreserver til såvel hurtige forløb som til håndtering af uundgåelige kraftværksudfald. Rekommandationen skaber rammen for en geografisk fordeling af reserveenergi.

Disse tre rekommandationer er indbyrdes tæt forbundne, hvorfor ændringer i den ene rekommandation påvirker de andre.

Tidligere var rekommandationerne rettet mod integrerede produktions- og netselskaber i Norden. Nu er det de systemansvarlige selskaber, der skal udvikle de regelsæt, der anvendes. Begrebet rekommandationer får derfor en anden betydning.

I 1999 blev der mellem de systemansvarlige selskaber indgået "*Nordisk Systemdriftsaftale 1999*" [ref. 12], som indeholder en del af de emner, som tidligere var reguleret på frivillig basis i de nævnte Nordel-rekommandationer. Aftalen bygger på blandt andet rekommandationen om frekvens.

Nordisk grid code

Et middel til at fremme, at elsystemerne drives og udvikles, som om der kun var en systemansvarlig virksomhed, er at videreudvikle de nævnte tekniske rekommandationer til en fælles nordisk "grid code". Nordel vurderer, om en fælles grid code kan afløse systemdriftsaftalen og dække driftsmæssige, markedsmæssige og planlægningsmæssige forhold og indeholde tilslutningsbetingelser for produktionskapacitet.

Regelsættet bør koordineres med regler, der skabes andre steder, f.eks. i UCTE og i det europæiske samarbejde, ETSO. Arbejdet med en grid code kan baseres på en videreudvikling af det eksisterende regelsæt i Nordel og erfaringer fra andre lande.

En vigtig forudsætning for Nordisk Systemudviklingsplan 2002 er rapporten "Ikke-regulerbar produktion" [ref. 4], der peger på de udfordringer, systemansvarerne har

ved indpasning af stigende mængder af vindkraft og anden svært-regulerbar elproduktion, se afsnit 6.2.

Der er behov for at undersøge, om tilslutningsbetingelserne for produktionskapacitet skal revideres, så f.eks. vindkraften medvirker til at regulere effekt og spænding.

3. Forudsætninger

Nordisk Plangrundlag 2002 [ref. 3] sammenstiller forudsætninger for Nordisk Systemudviklingsplan 2002.

Analyserne i Nordisk Systemudviklingsplan 2002 dækker det sammenkoblede område Norge, Sverige, Finland og Danmark. Island indgår ikke i analyserne.

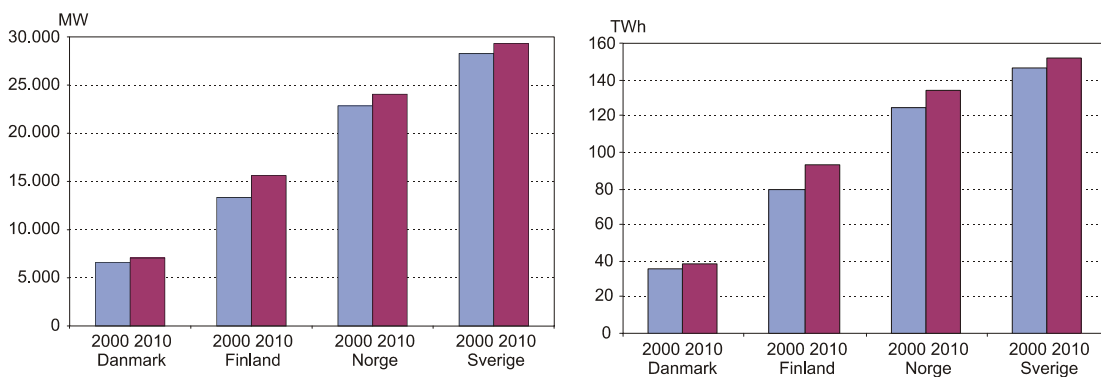
3.1 Fremskrivninger

Planen er baseret på hver af de systemansvarliges fremskrivninger og er kendetegnet ved, at den igangsatte markedsudvikling fra 1990'ernes energimarkeder fortsætter. Der etableres gradvist en markedsbaseret regulering, som harmoniserer nationale og EU-baserede regler for elhandel. På langt sigt forudsættes åbning af markederne mod øst.

Endvidere forudsættes ingen væsentlige stramninger på miljøområdet. Fremtidige miljøreguleringer forventes at ske med markedsbaserede instrumenter som f.eks. certifikater for vedvarende energi og CO₂-emissionstilladelser og CO₂-afgifter og i mindre grad med direkte politiske tiltag.

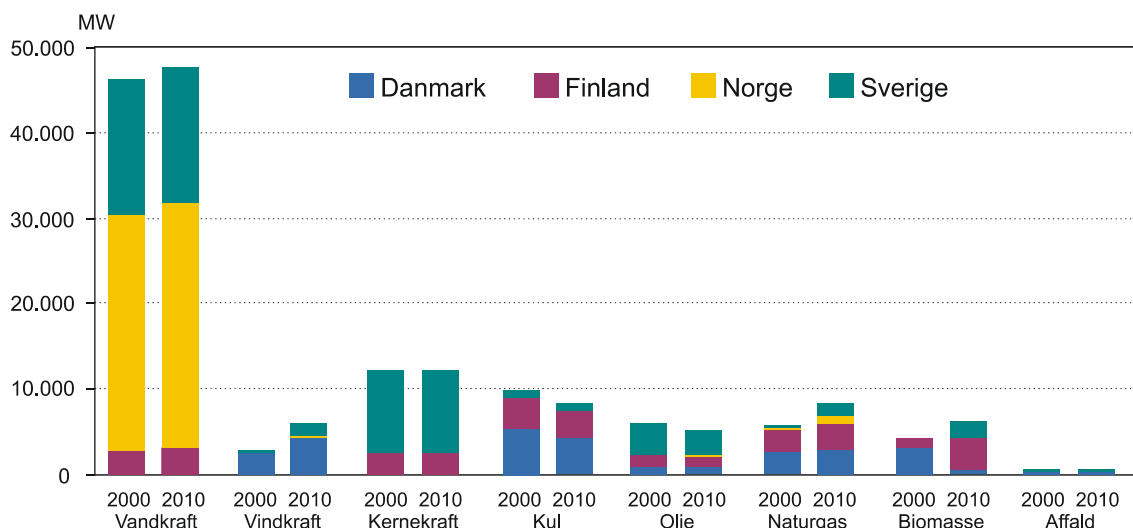
Der forudsættes ingen væsentlige, teknologiske spring på hverken produktions-, transmissions- eller forbrugssiden. Investeringer i eltransmission bliver relativt billigere, og der forventes således investeret i en forbedret infrastruktur i såvel el- som naturgassystemet. Desuden er der forudsat en let øget decentralisering af produktionsapparatet.

På forbrugssiden forudsættes der ikke forbrugsregulerende tiltag ud over dem, som allerede kendes. Energiforbruget i Norden forventes derfor at vokse med 8 % fra år 2000 til år 2010. Det maksimale effektforbrug forventes tilsvarende at vokse med 8 % i Danmark, 17 % i Finland, 8 % i Norge og 4 % i Sverige, **Figur 2**. Tallene bygger på nationale prognoser, der forventer stærk forbrugsvækst i Finland og en lavere vækst i Sverige.



Figur 2 Udviklingen frem til år 2010 af forventet maksimalt effektforbrug samt energiforbrug i hvert enkelt land.

Den relative anvendelse af naturgas, biomasse og vind er voksende. I perioden fra år 2000 til år 2010 stiger vandkraften med ca. 3 %, kraftvarmen med ca. 4 %, og vindkraften mere end fordobles. En del af øgningen i vandkraft er rene effektinstallationer. Der er ikke forudsat ændring i kernekraftandelen², **Figur 3**.



Figur 3 Samlet produktionskapacitet for Danmark, Norge, Sverige og Finland.

I Danmark bygger hovedforløbet grundlæggende på tiltag, som allerede er besluttet, herunder en aftale om udnyttelse af biomasse og udbygning med vindmøller på havet. I Finland udnyttes især naturgas ved etablering af nye modtryks- og kondensanlæg.

I Norge vil miljøhensyn lægge væsentlige begrænsninger på, hvilke projekter der er politisk realistiske, og frem mod år 2010 begrænses udbygningen af vand-/vindkraft til 3 TWh. Det forudsættes endvidere, at der bliver bygget et gaskraftværk på 800 MW/6 TWh. I Sverige antages vindkraften at vokse og nå op på 10 TWh i år 2020. Biobrændselsbaseret modtryk antages at vokse successivt frem mod år 2020. Naturgas får et gennembrud efter år 2010 og udnyttes for combined cycle modtryksanlæg.

Forholdene i Nordels nabo-områder er vigtige. Udbygning af forbindelser mellem Nordel-landene og nabo-områder har stor betydning ved samkøringen med Nordels nabo-områder. Eksisterende og mulige fremtidige forbindelser til Nordels nabolande frem til år 2006 fremgår af **Figur 4**.

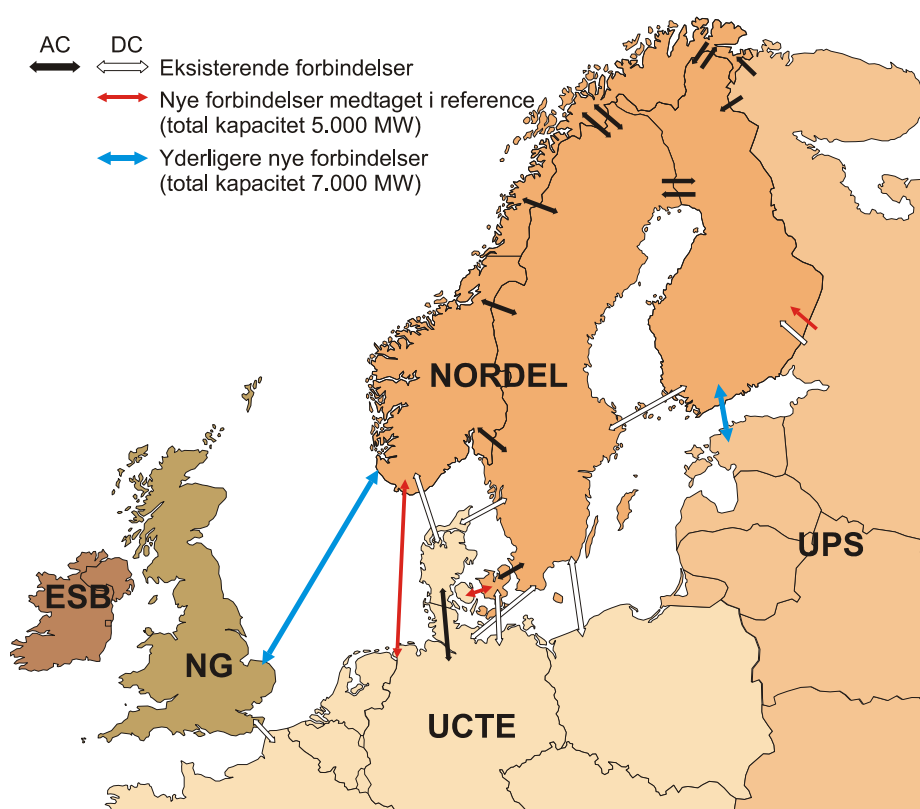
I referenceberegningen (afsnit 5.1) indgår der som udgangspunkt en samlet kapacitet på forbindelser ud af Nordel-området på ca. 5.000 MW, se **bilag 1**. Betydningen af en forøgelse af denne kapacitet med ca. 2.000 MW undersøges. Forøgelsen angår nye forbindelser Norge-England, Finland-Estland og desuden udnyttelse af den fulde kapacitet på Danmark Vest-Tyskland, Sverige-Polen, Sverige-Tyskland, se **Figur 4**.

² Barsebäck 2 er medregnet i analyserne eller erstattet af kapacitet af tilsvarende størrelse.

Analyserne afbilder elsystemet som om, det skulle håndteres i en samlet driftsmæssig optimering og forudsætter dermed et perfekt marked, hvor der ikke udøves markedsmagt. De forudsætter også, at forbindelserne ud af Nordel-området er fuldt åbne for markedet. Dette er dog ikke tilfældet på kort sigt, idet Kontek, Baltic Cable og Swepol helt eller delvist er belagt med kontraktlige forpligtelser om leverancer (se appendiks 2).

Blandt de mere afgørende tekniske forudsætninger for beregningerne er:

- At Barsebäck 2 er i drift eller erstattet af tilsvarende kapacitet.
- At en ny 600 MW kabel mellem Norge og Tyskland/Nederlandene er anlagt.
- At et Storebæltskabel mellem Danmark Øst og Danmark Vest er anlagt.
- At Konti-Skan 1 mellem Danmark Vest og Sverige Midt er fornyet.



Figur 4 Eksistende og fremtidige forbindelser ud af Nordel-området frem til år 2006. I referencen regnes der med en total kapacitet på ca. 5.000 MW til Nordel-området.

I analyserne er det forudsat, at prisen på kulkraft er den samme i Norden og på Kontinentet. For år 2005 er Finland energimæssigt i balance, Norge og Sverige er i en underskudssituation, og Danmark har overskud. Nordel som helhed har behov for import fra Kontinentet og Rusland, ca. 16 TWh i et normalt nedbørs- og vindår.

Effektbalancen og priserne på Kontinentet udgør en særlig usikkerhed. En rapport fra ECON – Center for økonomisk analyse "Langsiktig prisudvikling" [ref. 14] fra

december 2001 – tegner det billede, at kapaciteten i Tyskland samlet set kan forventes at være på samme niveau i år 2005 som i år 2000. En del kernekraft og kulkraft vil være erstattet af gaskraft, og andelen af vindkraft vil være væsentlig forøget. Det kan betyde en forværret balance i Tyskland, som vil påvirke priserne i Norden. Dette udgør således en central udvikling i prisdannelsen og kan dermed også ændre energiflowet mellem landene væsentligt.

Den danske CO₂-afgift på 40 kr. pr. ton CO₂ for eksporteret energi er medregnet i hele perioden. Den medfører, at eksporten fra Danmark til Norge og Sverige vil være reduceret med mellem 5 og 15 %.

3.2 Metode og værktøjer

Systemudviklingsplanen omhandler årene 2005 og 2010. Det kvantitative grundlag for vurderinger baseres på analyser af energibalancer med Samkøringsmodellen samt enkelte netanalyser udført i de enkelte selskaber. Sammen med kvalitative vurderinger fra selskaberne danner dette grundlag for anbefalingerne om, hvilke snit Nordel bør prioritere at arbejde videre med for at fremskaffe tilstrækkelig beslutningsgrundlag.

I kraftbalanceberegningerne er Nordel-området opdelt i områder, se **Figur 5**. Områdeinddelingen er gjort ud fra erfaringer af, hvor der typisk opstår fysiske begrænsninger i nettet. Norge er inddelt i fire områder og Sverige i tre områder. Finland, Danmark Vest og Danmark Øst er kun et område hver. Områdeinddelingen svarer ikke til de prisområder, der i dag anvendes i markedet, men giver mulighed for at studere tendenser i markedets behov.

Områdeinddelingen svarer i nogen grad til de snit i transmissionsnettet, hvor der i dag optræder flaskehalse. Med den valgte områdeopdeling er det således ikke muligt at analysere interne snit inden for delområderne med samkøringsmodellen. I analyserne indgår også størrelsen af den overføringskapacitet, der er i snittet, se **bilag 1**.

De udførte samkøringsberegninger har en meget forenklet repræsentation af transmissionsnettet. DC-forbindelser kan repræsenteres med et fast MW-tal suppleret med en tabsfunktion og/eller en bomafgift, der stiger lineært med overføringen. I det fysiske transmissionsnet har nettet både impedanser og tab [ref. 6].

Snitgrænser er ofte komplicerede funktioner af såvel forbrugsniveau som af de kraftværker, som er i drift på begge sider af snittet. AC-nettets snitgrænser kan f.eks. skyldes termiske, dynamiske, dæmpningsmæssige forhold eller spændingskollaps. Disse forhold kan der ikke tages hensyn til i samkøringsberegninger. Det betyder i praksis, at der skal konkluderes med stor varsomhed i tilfælde, hvor der er parallelle strømveje.



Figur 5 Vigtige snit i nettene i Nordel-området vist i forhold til den områdeinddeling, der analyseres effekt- og energimæssigt.

Samkøringsmodellens kraftbalanceanalyser afbilder elsystemet, som om det skulle håndteres i en samlet driftsmæssig optimering. Dette er en klassisk metode til at repræsentere et system, hvor der er fuldkommen konkurrence. Analyserne forudsætter

således blandt andet, at der er fuld information mellem markedsaktørerne, at de agerer rationelt, at der ikke udøves markedsmagt. Desuden forudsættes det, at forbindelserne ud af Nordel-området er fuldt åbne for markedet og ikke belagt med kontraktlige forpligtelser om levcerancer.

Disse antagelser er forenklede forudsætninger, blandt andet fordi der ikke sker en driftsmæssig samlet optimering, og fordi øvrige markedsområder, der støder op til Nordel-landene, kan medvirke til, at forbindelser ud af området ikke altid udnyttes optimalt.

Der er gennemført enkelte samfundsøkonomiske analyser, som kvalificerer den marginale nytteværdi af forstærkninger i de forskellige snit. Flaskehalsene analyseres ud fra begrænsninger på udbud og efterspørgsel. Herved fremkommer størrelsen af de samfundsøkonomiske tab og flaskehalsindtægter/-omkostninger.

4. Den nuværende situation

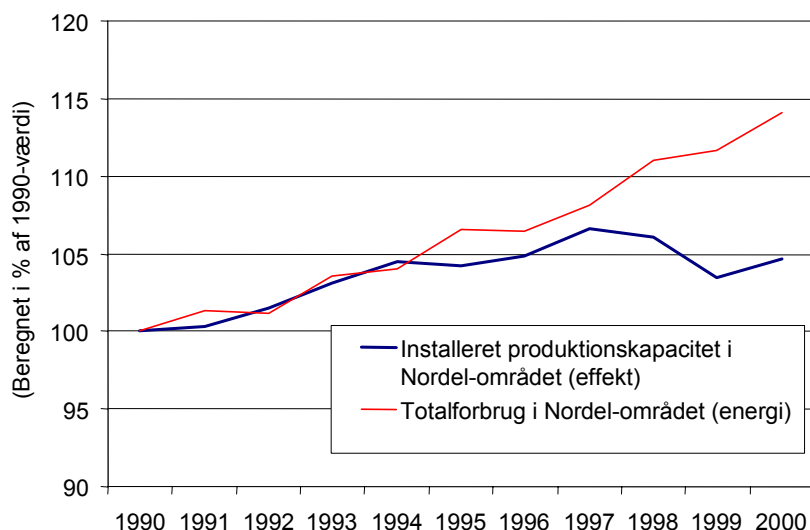
De vigtigste emner, der karakteriserer den nuværende situation for det nordiske elsystem og situationen i årene frem mod år 2005, er indretning af markedet, energi- og effektbalancen og pågående udbygninger i nettet.

4.1 Energi- og effektbalancen

Hvis man ser tilbage på det seneste årti, har der i takt med den økonomiske udvikling været en stor forbrugsvækst, når det gælder elektricitet. Totalt for Nordel-området var elforbruget i 1990 på 344 TWh. For år 2000 var elforbruget steget til 392 TWh. Det svarer til en vækst på 14 % i løbet af 10 år.

I det samme tidsrum var der en langt svagere vækst, når det gælder ny produktionskapacitet. Det skyldes både en lille udbygning, men også skrotning af eksisterende produktionskapacitet. Mens der for Nordel-området i 1990 var en installeret effekt på 84,6 GW, var der i år 2000 en installeret kapacitet på 88,5 GW. Det svarer til en stigning på i underkanten af 5 %.

Udviklingen i det seneste årti er vist i **Figur 6**. Som følge af en kombination af stærk forbrugsvækst og mindre produktionsvækst er Nordel-området i løbet af det seneste tiår gået fra at være nettoeksportør til at blive nettoimportør af el. Dette gælder specielt Norge og Sverige.



Figur 6 Relativ udvikling af totalforbrug (energi) og installeret produktionskapacitet (effekt) for Nordel-området, målt i forhold til 1990-niveau.

Som følge af den beskrevne udvikling er der kommet stigende fokus på både effekt- og energibalancerne. Fokus har imidlertid været præget af både milde vintre og vandrige år. For effektbalancen har mange milde vintre medført reduceret fokus på den stadig mere anstrengte balance ved ekstrem vinterbelastning. For energibalancen

har mange vandrige år medført reduceret fokus på den stadigt mere anstrengte energibalance. Dette toppede i år 2000, da Nordel-området havde en vandkraftproduktion på 40 TWh over normalen.

Nordel-samarbejdet har tradition for årligt at opstille energi- og effektbalancer for det samlede område. Den nyeste analyse giver et overblik over balancerne for 3-års perioden 2002-2004 [ref. 5]. Dokumentet kan læses på Nordels hjemmeside www.nordel.org. Treårsbalancen tyder på en mere anstrengt situation for Nordel-området end tidligere.

Målsætningen er at give en samlet oversigt over energi- og effektbalancen i det samkørende nordiske system bestående af Danmark, Finland, Norge og Sverige. Opstillingerne tager udgangspunkt i de enkelte lande/delsystemer og fokuserer på differencen mellem landets/delsystemets maksimale produktionskapacitet og forventet forbrug.

Effektbalancen

Konklusionen på effektbalancen er, at *Effektbalancen er en samlet vurdering, der siger, at "Nordel gør sig stadig mere afhængig af import for at kunne tackle en ekstrem vinterbelastning. Balancen vurderes at være anstrengt i en ekstrem tunglastsituation selv med høj tilgængelighed i overføringssystemet mellem de nordiske lande og på forbindelserne til nabolandene. Det kan ikke udelukkes, at de systemansvarlige må gå ind i markedet med specielle tiltag i enkelte delområder, f.eks. opfordring til besparelse ved ekstrem kulde. Det kræves, at de systemansvarlige netselskaber holder et højt beredskab og har et tæt samarbejde"*.

Energibalancen

Konklusionen på energibalancen er, at *"Nordel-systemet de næste tre år sandsynligvis har tilstrækkelig kapacitet/fleksibilitet/importmulighed til at kunne tackle et tørår. Overføringskapaciteten inden for Nordel er imidlertid begrænset, og specielt det danske potentiale for energistøtte kunne ikke blive fuldt udnyttet af de andre Nordel-lande. Det betyder øget importafhængighed af lande uden for Nordel i en knaphedssituation.*

Ekstremt tørår reducerer vandkraftproduktionen med yderligere 17 TWh. Dette og/eller en kombination af tørre år i streg vil kunne betyde en meget alvorlig underbalance/-skud. Det skal ikke ses bort fra, at en lignende situation vil kræve forskellige former for rationering/tiltag i markedet".

Ved lavere vandkraftproduktion er Nordel-området i ca. energimæssig balance uden, at termisk produktion med høje drifts-/miljøomkostninger tages i brug. Danmark har overskud, Finland er ca. i balance, mens Sverige og Norge har et importbehov. Med et 90 % produktionsalternativ i vandkraftsystemet reduceres tilgangen i Nordel med 23 TWh og skulle laveste simulerede vandkraftproduktion (100 % alternativet) indtræffe, vil det betyde en yderligere reduktion i vandkrafttilgangen på 17 TWh, i alt minus 40 TWh i forhold til middelfproduktionen.

Energi- og effektbalancerne fremgår af **bilag 2**, siderne 1 og 2, for hvert enkelt land for perioden 2002-2004. Energi- og effektbalancer for år 2005 er desuden beskrevet i kapitel 5.2.

4.2 Forstærkninger i transmissionsnettet der pågår

I alle landene pågår der aktiviteter med henblik på at øge overføringskapaciteterne på kritiske snit og dermed reducere flaskehalsene på kort sigt. De nedenfor nævnte forstærkninger er dem, der indgår i balancerne for år 2005, uanset om de er besluttede. Af **appendiks 1** fremgår de øvrige, mulige forstærkninger for år 2005 og årene efter.

Af **bilag 4** fremgår antallet af timer, hvor der i år 2001 var flaskehalse mellem de forskellige prisområder i Nord Pool. Ændringer i denne opgørelse kan følges på Nord Pools hjemmeside.

De overføringskapaciteter, der er regnet med for år 2005, fremgår af **bilag 1**. Alle de nævnte overføringskapaciteter er de handelskapaciteter, som markedet ser. De vil normalt være lavere end den systemtekniske grænse, idet der kan være afsat en margin til eksempelvis driftsreserver og regulerkraft.

Nettene er dimensioneret efter gældende netdimensioneringsregler [ref. 10]. Der er ikke nogen fælles praksis for, om overføringskapaciteten er tilpasset transporter i gennemsnitsår eller i våd- og tørår.

Selv om nettene forstærkes som nævnt, vil markedsaktørerne opleve flaskehalse – i særdeleshed i vådår og i tørår. Problemstillingen forventes belyst yderligere i kommende planer, så det blandt andet kan diskuteres, om gældende dimensioneringspraksis bør ændres med henblik på et andet niveau af forstærkninger.

I **Danmark Vest** er der installeret netværn for at øge kapaciteten over snit A, hvor forstærkning er forsinket. Der pågår udbygning af snit A med 400 kV-ledningen Vendsysselværket-Trige, der forventes at være i drift i år 2004 [ref. 7]. Herefter kan udveksling med Norge og Sverige ske uden begrænsninger i det interne jysk-fynske net.

De relevante myndighedsgodkendelser er givet. I byggeperioden vil der være markedsmæssige begrænsninger, da ledningen delvist skal bygges i eksisterende spor, ved at gamle ledninger rives ned og erstattes af den nye.

En Storebæltsforbindelse på 300 MW i år 2004 indgår som en planlægningsforudsætning fra den danske Energistyrelse. Anlægsbeslutninger herom er ikke truffet.

Erstatning af Konti-Skan 1 på 270 MW med en ny pol på 360 MW er forudsat etableret senest år 2005. Både Svenska Kraftnät og Eltra har truffet beslutning om en fornyelse af Konti-Skan 1.

I **Norge** pågår der forstærkningstiltag såsom temperaturopgradering af en række ledninger og reaktiv kompensering i Østlandområdet og i Midt-Norge. Forstærkningerne giver mulighed for forøgelse af overføringskapaciteter på enkelte interne, norske snit samt snit mellem Norge og Sverige.

I tillæg hertil er der planer om øget udnyttelse af nettet ved brug af systembeskyttelsestiltag. Det vil også kunne øge overføringskapaciteten på vigtige snit.

Der er en række forstærkningstiltag i de interne net under planlægning med mulighed for idriftsættelse omkring år 2005. Enkelte vigtige tiltag af betydning er:

- Ny 300 (420) kV-ledning Klæbu-Aura.
- Ny 300 kV-ledning Sauda-Liastölen.
- Eventuel ny 420 kV-ledning Kristiansand-Holen.

Enkelte er afhængige af beslutninger om etablering af nyt forudsat kraftværk eller forbindelser til nabolande. Flere af disse forstærkningstiltag vil have betydning for overføringskapaciteten i interne norske snit, men mindre betydning for overføringskapaciteten i de hovedsnit, som er analyseret i Systemudviklingsplanen.

For flere af forbindelserne mellem **Sverige og Norge** er der besluttede/gennemførte forstærkninger:

- Haslesnittets kapacitet for udveksling begge veje er øget med 350 MW til en handelsgrænse på 1.850 MW ved, at der er bygget en ny station i Borgvik i Sverige. Hertil er tilsluttet en nord-sydgående ledning, som passerede forbi stationen. Projektet omfatter en temperaturopgradering af ledningen Borgvik-Hasle. Er taget i drift i slutningen af år 2001.
- Forbindelsen Järpströmmen-Nea bliver forstærket ved en temperaturopgradering af ledningen, hvilket giver ca. 120 MW kapacitetsforøgelse på forbindelsen. Forventes klar i år 2002.
- Forbindelsen Ajaure/Grundfors-Røssåga bliver forstærket ved, at en ny transformer installeres i Grundfors og gennem temperaturopgraderinger af ledningen. Det øger overføringskapaciteten på forbindelsen med ca. 100 MW i begge retninger. Forventes klar i år 2004.

I **Sverige** er der flere projekter til forstærkninger af vigtige forbindelse /snit. I samtlige projekter er investeringsbeslutningerne taget, og foranstaltninger vil være klar inden år 2005.

For de interne snit i Sverige er flere forstærkninger besluttet for snit 4. Netværn er indført for at øge kapaciteten og systemsikkerheden i snit 4. Øvrige forstærkninger gennemføres som en forberedelse til afviklingen af kernekraftværket Barsebäck 2.

- Et provisorisk netværn, som udnytter muligheden for nødeffektstyring af HVDC-forbindelserne, Baltic Cable, Kontek og SwePol Link, er sat i drift. Netværnet giver en kapacitetsforøgelse i snit 4 på op til 500 MW. Netværnet bliver forbedret i løbet af de nærmeste år.
- Der bygges en ny koblingsstation i Hemsjö. I den nye station installeres 400 Mvar-shuntkondensatorbatterier. Forventes at være klar i år 2003 og øger kapaciteten i snit 4 med ca. 200 MW.
- 400 Mvar-shuntkondensatorbatterier installeres i Sege. Forventes at være klar i år 2003 og øger kapaciteten i snit 4 med ca. 200 MW.

Et anlæg på Karlshamnsverket bygges om til en synkronkompensator for at levere reaktiv effekt. Forventes at være klar år 2002 og forventes at øge kapaciteten i snit 4 med op til 200 MW.

Mellem **Sverige og Finland** øges kapaciteten på AC-forbindelserne i nord med 100 MW gennem temperaturoppgradering af ledningerne. Forventes klar i årene 2002-2003.

I **Finland** er kapaciteten i det indenlandske snit P1 i løbet af de seneste år forøget med 400 MW ved hjælp af seriekompensering af de tre 400 kV-ledninger i snittet. Seriekompenseringen blev taget i drift i sommeren 2001.

For at øge importkapaciteten fra Rusland bygges en tredje 400 kV-ledning fra Vyborg til Kymi samt en transformerstation i Kymi. Arrangementet indebærer også synkron kobling af en termisk kraftværksblok i Skt. Petersborg til det finske net. Med disse tiltag øges importkapaciteten fra 1.000 MW til 1.400 MW. Den ekstra kapacitet (på 400 MW) skal tages i brug år 2003.

Overføringsmuligheder forbedres også ved at lempe en dimensionerende samleskinnefejl ved hjælp af den anden hovedskinne i 400 kV-transformerstationen i Alajärvi. Desuden renoveres 400 kV-stationer i Pikkarala og Pirttikoski. Ændringsarbejderne forventes færdigt i løbet af år 2003.

4.3 Markedsudviklingen

Markedsaktørerne i Norge, Sverige, Finland og Danmark handler på Nord Pool. Udbuddet af produkter er løbende justeret, herunder er varierende udgaver af blokud blevet introduceret for at tilgodese termiske anlægs særlige produktionskarakteristika. Grundlæggende er handelsfaconen dog uændret siden Nord Pools start.

Den nordiske markedsmodel skal jævnligt have et eftersyn med henblik på, om den fungerer optimalt. Markedskomiteén udgør Nordels faglige grundlag for tilretningen

af markedsmodellen. Nogle væsentligste tendenser, der er relevante for Systemudviklingsplan 2002, er:

- At der forekommer prisspidser.
- At der sker ingen udbygning med effekt.
- At der kun ses en lille kortsigtet priselasticitet i elforbruget.

Problemstillinger, der anses for væsentlige for Systemudviklingsplanen frem mod år 2005, er en eventuel anvendelse af markedsmagt, tilgang af produktionskapacitet, indførelse af et Vedvarende Energi-bevismarked (Renewables) og tilpasning af prisområder. Af væsentlig betydning bliver også åbning af markedet mod tilgrænsende områder uden for det nuværende Nord Pool-område.

Markedsmagt

En koncentration mod færre og større markedsaktører har bragt markedsmagt mere i fokus. De nordiske systemansvarlige virksomheder har på dette grundlag igangsat et forprojekt om, hvorledes myndigheder og systemansvarlige virksomheder kan og bør forholde sig til den mulige markedsmagtudøvelse.

Tilgang af produktionskapacitet

Prisspidserne kan være et signal om en øget risiko omkring forsyningssikkerheden og Nordel-områdets effektbalance.

Liberaliseringen af det nordiske elsystem har fundet sted i en periode, hvor der har eksisteret rigeligt med produktionskapacitet. De hidtidige erfaringer med elmarkedet er primært opnået på driftsiden, mens markedets evner til at tilvejebringe investeringer i nye produktionsanlæg, herunder at sikre systemerne tilstrækkelige reguleringstekniske egenskaber på effektiv vis, endnu ikke er blevet testet.

For alle de nordiske lande er der landsvis taget midlertidige forholdsregler over for de aktuelle effektproblemer, jf. Markedskomiteéns redegørelse "Regelverk för effektreserve i de nordiska länderna" [ref. 16].

Som følge af den fortsat mere anstrengte effektsituation udviklede Svenska Kraftnät og Statnett allerede forud for vinteren 2000/2001 modeller til forøgelse af den nødvendige reservekapacitet. Statnetts aftaler havde en løbetid på henholdsvis tre måneder og ét år, mens Svenska Kraftnäts aftaler er 3-årige. I Danmark er behovet for mindstekapacitet sikret gennem en 4-årig aftale frem til udgangen af år 2003 ("Kraftværksaftalen").

De indgåede aftaler er hver især midlertidige nationale foranstaltninger, men samtidig influerer de på forskellige måder prisdannelsen hos Nord Pool. Forskelligartede løsninger i hvert enkelt af de nordiske lande udgør sandsynligvis ikke en økonomisk effektiv løsning på kapacitetsproblemet i et fælles-nordisk marked.

Miljømarkeder

Alle de nordiske lande har energi- og miljøpolitiske emner som f.eks. udslip af drivhusgasser og langsigtet forsyningssikkerhed på den politiske dagsorden. Det udmønter sig blandt andet i konkrete politiske tiltag omkring udbygning med elproduktionsanlæg, der drives af vedvarende energi. Her er vindkraften den mest markante.

Nordels ad hoc-gruppe for vedvarende energi har arbejde i gang om etablering af et støttesystem baseret på "grønne certifikater". Disse certifikater er omsættelige, og deres pris fastsættes i et konkurrencemarked.

I forbindelse med Kyoto-aftalen omkring klimapolitik blev der defineret en række fleksible instrumenter. Hensigten med disse virkemidler er at sikre økonomisk effektivitet i forbindelse med opnåelse af miljømålsætningerne. Handel med kvoter for CO₂-udledning og fælles gennemførelse (Joint Implementation) er to sådanne virkemidler.

På Nordisk Ministerråds møde i september 2001 blev det vedtaget, at Østersøen skulle være testområde for Kyoto-mekanismerne. Hvis ovennævnte virkemidler gennemføres, betyder det, at der i tillæg til markedet for elektrisk energi vil opstå et eller flere internationale markeder eller anden form for international udveksling. Det gælder marked for CO₂-kvoter, Joint Implementation-tiltag og certifikater. Alle disse markeder vil principielt have indvirkning på allokeringen af produktion og på transmissionen. For handel med CO₂-kvoter foreligger der udkast til EU-direktiv.

Tilpasning af prisområder

Nordel arbejder for, at langvarige flaskehalse skal håndteres ved, at markedet deles op i elspotområder, mens kortvarige flaskehalse håndteres gennem et såkaldt modkøb, [ref. 13]. Nordels Markedskomiteé nedsatte i februar 2001 en ad hoc-gruppe med den opgave at gennemføre et forstudium om en ny inddeling af elspotområderne i Norden.

I maj 2001 oprettede Markedskomiteéen en ny ad hoc-gruppe, der med forstudiets inddeling af elspotområder som forudsætning har som opgave at gennemføre en konsekvensanalyse og foreslå en samlet bedømmelse af forudsætningerne for at gennemføre en ny inddeling af prisområder i det nordiske elmarked. Resultatet af dette arbejde rapporteres til Markedskomiteéen i februar 2002.

Systemanalyser tyder på, at der er behov for udvikling af metoder til fastlæggelse af prisområder, så det altid er de fysiske begrænsninger, der bestemmer prisområderne uafhængig af nationale grænser.

5. Nordel-systemet – stadium år 2005

De systemtekniske analyser for år 2005 er gennemført på hovedforløbet med Samkøringsmodellen. Der er fokus på energibalancer og de deraf følgende energitransporter og områdepriser.

Væsentlige forudsætninger for effekt og energi i Nordel-området og for landene omkring fremgår af afsnit 3.1. Analyserne er gennemført ved anvendelse af data for 41 nedbørsår (1950-1990), således at variationen i vandkrafttilførslen er repræsenteret. Energibalancerne er detaljeret beskrevet i " Nordisk Systemudviklingsplan, Samkøringsmodeller" [ref. 6].

Analyserne i afsnit 5.1 er gennemført under forskellige forudsætninger. Der indgår i referenceberegningen en overføringskapacitet på ca. 5.000 MW ind og ud af Nordel-området, se afsnit 3.1. For referencen er der foretaget en række parametervariationer (f.eks. af CO₂-afgift og lavere elforbrug), ligesom der er undersøgt betydningen af, at overføringskapaciteten forøges med ca. 2.000 MW til ca. 7.000 MW.

I afsnit 5.2 er beskrevet analyser af forsyningssikkerhed for energi og effekt. I afsnit 5.3 vurderes økonomiske nytteaspekter af mulige udbygninger mellem områderne.

5.1 Energibalancer

Det nordiske område har i de senere år været karakteriseret ved en energisituation, der i perioder har tilladt eksport fra Nordel-området til Kontinentet. Eksempelvis var der i årene 1999-2000 en nettoeksport fra Norge og Sverige på 10-15 TWh. Dette har i hovedtræk betydet sydgående transport, og der har været pres på blandt andet Haslesnittet mellem Norge og Sverige og på interne svenske snit. Dette mønster forventes at ændre sig.

Betydende parametre i analyserne er f.eks. CO₂-afgifterne, tab og "afgifter" på de enkelte transmissionsforbindelser, kapaciteten ud af Nordel, forudsætninger om produktionspriser blandt andet en eventuel prisforskel mellem Norden og Kontinentet, udviklingen i mængden og typen af produktionskapacitet i de enkelte områder og forbruget i de enkelte områder.

De hydrologiske forhold og dermed vandtilførslen har stor betydning for transporterne. Resultaterne er primært vist som gennemsnit og i nogle tilfælde også for et vådar og et tørår. Vådar repræsenterer det mest nedbørsrige år i perioden 1950-1990 og tørår det fjerde tørreste år i perioden [ref. 6].

Der er i gennemsnitsåret forudsat et underskud i Nordel-området på ca. 16 TWh. Heraf dækkes ca. halvdelen af import fra Rusland, mens den anden halvdel importeres fra Kontinentet. Mellem Nordel-landene opstår transporterne ved, at

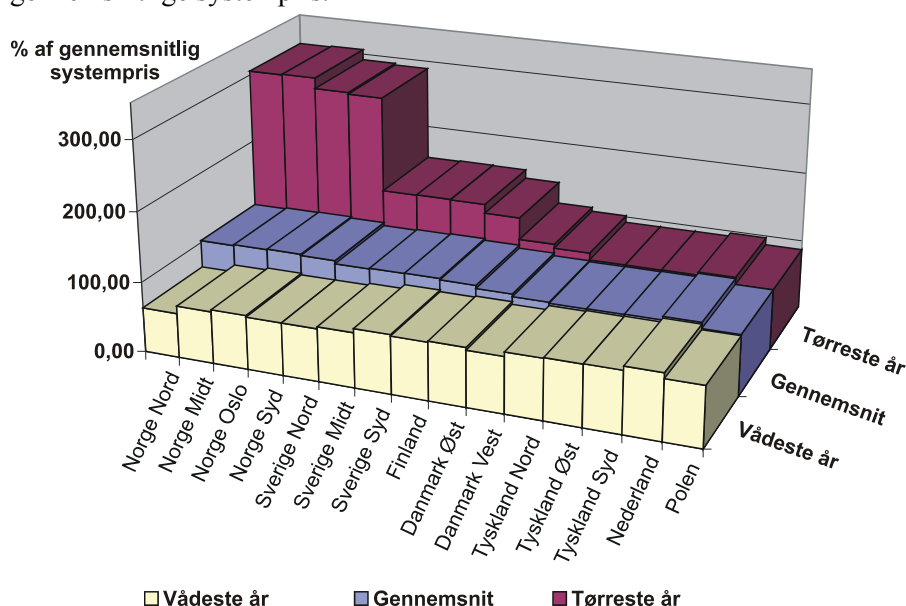
Norge, Sverige og Finland har energiunderskud og derfor er nettoimportører, mens Danmark er nettoeksportør.

Analyserne af energi medtager ikke de største spidser og er derfor ikke dækkende for effektsituationen. Energibetragtningen fører derfor til mindre transporter, end effektbetragtninger ville gøre.

Som udgangspunkt og reference er det forudsat, at der er "**små**" **overføringskapaciteter** ud af Nordel-området ca. 5.000 MW, se **Figur 4** i afsnit 3.1. Analyserne viser, at transportretningen i forhold til tidligere driftserfaringer er vendt, så der overvejende forventes importer til Nordel-området.

Områdepriser

Transporter og prisforskelle mellem områderne hænger nøje sammen. Transporter i nettet sker, når der er forskel i prisen mellem to delområder. Når der er flaskehalse, opstår der separate områdepriser på begge sider af en flaskehals. Områdepriser for referenceberegningen for år 2005 fremgår af **Figur 7** som procent af den gennemsnitlige systempris.



Figur 7 Områdepriser i procent af den gennemsnitlige systempris.

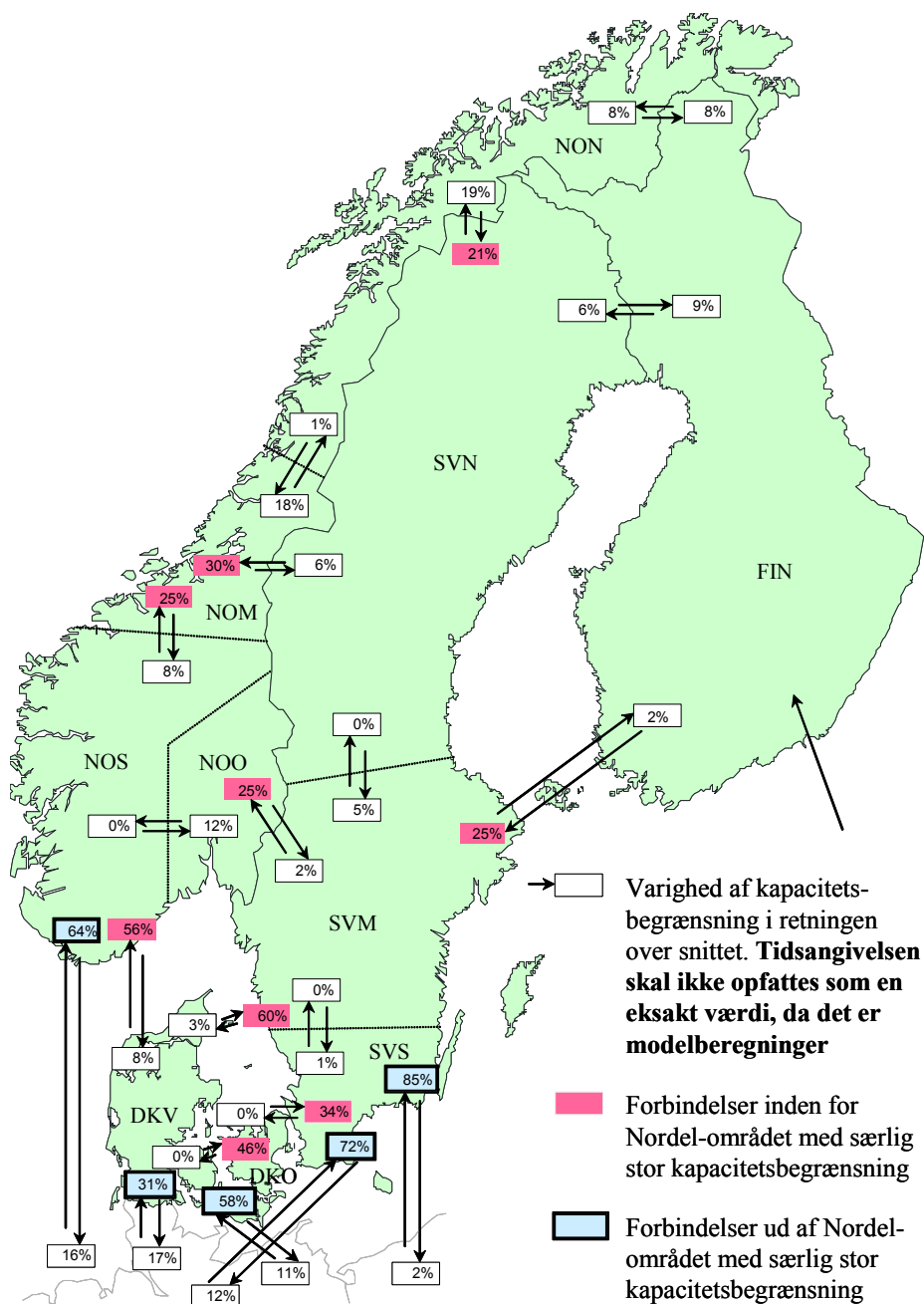
Som det fremgår, er der i gennemsnit prisforskelle mellem områderne. Landsvis er priserne i store træk faldende fra venstre mod højre på grafen, det vil sige, gennem Norge mod Sverige, Finland og Danmark. Det afspejler en nordgående nettotransport.

Transporter og priser er meget afhængige af nedbøren. For priserne er dette illustreret for et tørår og et vådår. I et gennemsnitsår er priserne nogenlunde ens over hele Nordel-området. For vådåret vil Nordel-området have energimæssigt overskud, og priserne er lavest i Norge og stigende ned mod Kontinentet. For tørår er situationen dog markant anderledes, idet der forekommer meget højere priser i Norge som følge af rationering.

De angivne prisvariationer repræsenterer væsentlige omfordelinger i et samfundsøkonomisk regnskab. Således vil en ændring i elprisen på mellem en kvart og en halv øre/kWh skønsomt omfordele af størrelsesordenen en mia. DKK mellem forbrugere og producenter.

Flaskehalse

Prisforskellen mellem områder inden for samme land er typisk mindre end prisforskellene mellem landene. Dette skyldes, at der i en større del af tiden optræder flaskehalse på forbindelserne mellem landene end på forbindelser internt. Det er illustreret som varigheden af begrænsninger i hver sin retning over snittene, **Figur 8**.



Figur 8 Varighed af kapacitetsbegrænsning på udvekslinger i procent af tiden i gennemsnit over 41 tilsigsår, stadium år 2005. "Små" overføringskapaciteter ind mod Nordel-området på i alt ca. 5.000 MW.

Der opstår store flaskehalse mellem Danmark og Norge og mellem Danmark og Sverige. Transport fra Danmark Vest er begrænset omkring 60 % af tiden i gennemsnit. Tilsvarende er der begrænsninger mellem Danmark Øst og Sverige over 30 % af tiden. Disse tidsangivelser skal ikke opfattes som eksakte værdier, da de kan variere.

Flaskehalse mellem Finland og Sverige opstår tilsvarende i op til 25 % af tiden i gennemsnit. Der opstår flaskehalse mellem Sverige og Oslo-området og mellem Sverige og Norge Midt i 25 % henholdsvis 30 % af tiden som gennemsnit.

Internt i Norge er det mest belastede snit fra Norge Syd mod Norge Midt. I snit er der ikke væsentlige interne begrænsninger i Sverige, jf. afsnit 4.2.

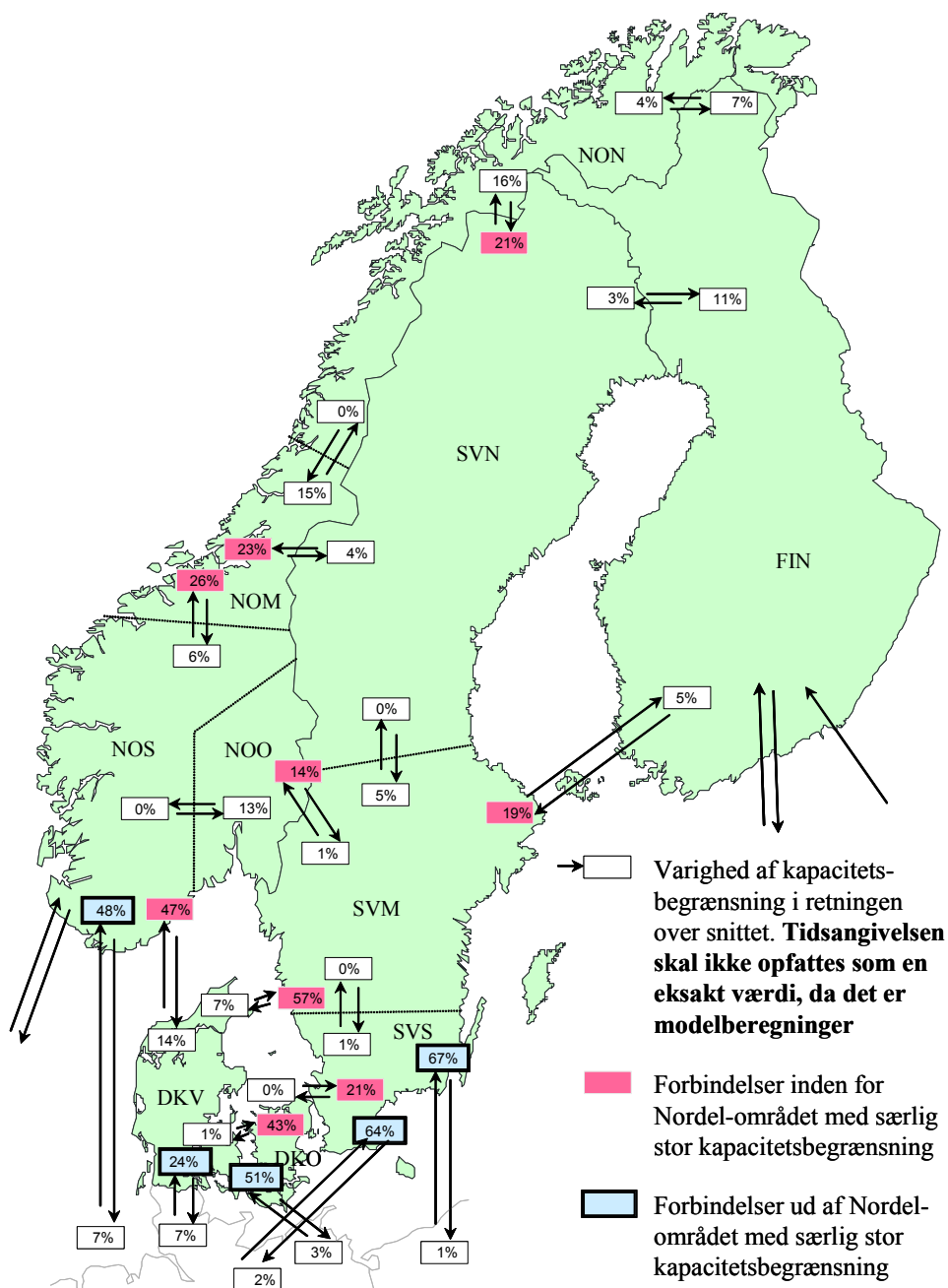
De tilsvarende resultater for en tørårssituation og en vådarssituation fremgår af **bilag 3**. Her er begrænsninger i overføringskapaciteten mere betydende. For mange snit er tiden med begrænsninger i ekstremår dobbelt så stor eller mere.

Det fremgår også af **Figur 8**, at der er flaskehalse på forbindelserne fra Kontinentet til Nordel-området i relativt mange timer om året. Dette er en simpel afspejling af antagelsen om det energimæssige underskud i Nordel-området. Nettoimporten fra Kontinentet svarer således til fuld import på forbindelserne med en varighed på ca. 2.700 timer pr. år.

Forbindelserne mellem Sydsverige og Polen henholdsvis Tyskland er fuldladet i over 70 % af tiden i retning mod Sverige. Begge forbindelser har begrænset overføringskapacitet som følge af manglende netudbygning.

Forbindelserne mellem Tyskland og Danmark Øst og Danmark Vest er begrænset i en mindre del af tiden under import, nemlig omkring 60 henholdsvis 30 %. En forbindelse mellem Norge Syd og Tyskland vil være fuldladet i over 50 % af tiden i gennemsnit.

Forudsættes en "**høj**" **transmissionskapacitet** mellem Nordel-området og Kontinentet på ca. 7.000 MW, se **Figur 4**, reduceres eksporten fra Danmark Vest, Danmark Øst og Finland med 5-15 % og erstattes af produktion fra Kontinentet. Transporterne ændres tilsvarende. Importen i Sydnorge aflaster de interne norske snit lidt og reducerer importen fra Danmark Vest og Sverige, **Figur 9**. Den forøgede import til Sverige afsættes i Sydsverige og erstatter import fra Danmark Øst. Gennemsnitspriserne falder ca. 1 øre/kWh.



Figur 9 Varighed af kapacitetsbegrænsning i et gennemsnit over 41 tilsigsår for år 2005. "Høj" overføringskapacitet mod Nordel-området på i alt ca. 7.000 MW.

Parametervariationer

I det følgende karakteriseres kortfattet betydningen af en række parametervariationer i relation til den situation, der er illustreret ovenstående. Resultaterne er nærmere beskrevet i "Nordisk Systemudviklingsplan, Samkøringsmodeller" [ref. 6].

- Med CO₂-afgift for al fossil elproduktion i Nordel-området ændrer ikke udveksling, men giver højere priser. Afgiften er sat til 40 kr./ton CO₂.

- Med høj transmissionskapacitet mellem Norge og Sverige (så høj, at der ikke er nogen begrænsninger – 8.000 MW i syd og 4.000 MW i midt og nord). Dermed bliver priserne i Norge og Sverige udjævnet, men der er stadig høje priser i tørår.
- Høje priser på Kontinentet (+ 20 % tillæg på al produktion i Tyskland, Nederlandene og Polen) vender ikke transportretningen, men prisniveauet i Norden bliver også højere, da der ikke er tilstrækkelig alternativ produktion i det nordiske system.
- Lavere forbrug i Norge og Sverige (-10 %) giver tilsvarende mindre pres på overføringen fra Kontinentet og nordpå. Det medfører også lavere priser i Norden.
- Uden Viking Cable (600 MW) er der noget større pres på forbindelserne over Skagerrak, Kattegat, Øresund, Østersøen og fra Finland mod Sverige. Der er også større prisudsving i Norge og Sverige.

Det er karakteristisk for det beskrevne system, at markedskrydset, hvor der er energi- og prismæssigt balance mellem udbud og efterspørgsel, i året med gennemsnitligt nedbør befinder sig et sted, hvor såvel efterspørgsels- som udbudskurven er relativt stejle.

Derfor vil mindre ændringer i mængderne (forbrug, produktion og/eller transmission) resultere i relativt store ændringer i elpriserne. Omvendt vil ændringer i elpriserne i almindelighed kun give anledning til større ændringer i produktion eller transmission, hvis prisændringerne afgørende forskyder udbudskurverne for de forskellige områder.

5.2 Forsyningssikkerhed for energi og effekt

Ud over kapacitet til transporterne i markedet er det vigtigt at analysere, om der er tilstrækkelige ressourcer i produktionsapparatet til at opretholde forsyningssikkerheden i Nordel-området. Det sker gennem analyse af sandsynlighed for, at der opstår mangel på energi eller effekt. Når det gælder energiforsyningen, fokuseres der på tørår og ekstremt tørår i vandkraftsystemet. Når det gælder effekt, fokuseres der på normal vinterlast og en ekstrem vinterlast, der forekommer en gang hvert 10. år.

Der kan blive behov for at udvikle et sæt formulerede forsyningssikkerhedskriterier, der fastlægger Nordel-områdets eventuelle selvforsyningsgrad med effekt og energi.

Systemudviklingsplanen behandler det overordnede system og medtager ikke risikoen for forstyrrelsen i lokalnet på lavere spændingsniveauer.

Energiforsyningssikkerhed

Produktionen for Nordel-området kan som følge af variationer i vandtilstrømningen variere meget fra år til år. Det gælder specielt for Norge, men også for Sverige. Risikoen for tørår kombineret med det faktum, at Sverige og Norge selv i normalår er nettoimportør af el, har ført til øget fokus på forsyningssikkerheden for energi, se afsnit 4.1.

Som vist i Kraftbalancen for årene 2002-2004 [ref. 5] vil Nordel-området ved middel vandkraftproduktion være ca. i energimæssig balance ved år 2004. Dette uden at termisk produktion med høje drifts-/miljøomkostninger er taget i brug. Danmark har overskud (19 TWh), Finland er ca. i balance, mens Sverige (6 TWh) og Norge (10 TWh) har et importbehov. Beskrivelsen vil også være dækkende for energibalancen (produktion minus forbrug) i år 2005, se **Tabel 1**.

Analysen viser, at med **et tørår**³ i vandkraftsystemet reduceres tilgangen for Nordel-området. Analysen viser, at ved et sådant alternativ vil tilgangen i Norge reduceres med 12 TWh, i Sverige med 10 TWh og i Finland med 1 TWh – i alt 23 TWh.

Dækningen af den svenske underbalance i tørår på totalt 16 TWh gøres først og fremmest i form af import. Dækningen af den norske underbalance på totalt 22 TWh vil både ske i form af import og i form af forbrugsreduktion.

Situationen for et tørår i vandkraftsystemet vil således næppe være kritisk og vil kunne håndteres gennem mekanismerne i elmarkedet.

Energi TWh	Norge	Sverige	Finland	Danmark
Energibalance normalt år	-10	-6	0	19
Reduceret produktion tørår	-12	-10	-1	
Energibalance tørår	-22	-16	-1	19
Reduceret prod. ekstrem tørår	-26	-13		
Energibalance ekstremt tørår	-36	-19		19

Tabel 1 Energibalance (produktion – forbrug) for Nordel-området for år 2005 i TWh.

Situationen forværres, hvis et **ekstremt tørår**⁴ indtræffer, eller hvis flere på hinanden følgende tørår indtræffer. Skulle den laveste simulerede vandkraftproduktion for vandserien 1931-2000 indtræffe, viser simuleringer en yderligere reduktion i vandkrafttilgangen på 17 TWh for Nordel-området i forhold til et tørår, se **Tabel 1**. Denne reduktion på 40 TWh forudsætter samtidige tørår i Sverige og Norge.

Analysen viser for et sådant produktionsalternativ, at produktionen i Norge reduceres med 26 TWh, i Sverige med 13 TWh og i Finland med 1 TWh i forhold til et normalår.

Isoleret set vil den **svenske underbalance** på totalt 19 TWh for dette scenario fortsat kunne dækkes med import.

³ År, hvor vandkraftproduktionen er så lav, at den kun indtræffer et ud af 10 år.

⁴ Det år med laveste produktionstilgang i hele tilsigsserien.

Dækningen af **norsk underbalance** på totalt 36 TWh skal dækkes gennem import og forbrugsreduktion. Hvad der er en praktisk mulig importkapacitet, er usikkert, men analyser i Statnett antyder, at en maksimal import i ekstreme tørårssituationer med eksisterende forbindelser og snitkapaciteter kunne blive ca. 18 TWh for stadium 2005. Ud fra importkapaciteten fra udlandet kan denne import synes lav, men det skyldes, at tørår ofte opstår samtidig i Norge og Sverige. Dette medfører, at importmuligheden fra Sverige ikke udnyttes fuldt ud gennem hele året.

Størrelsen af en naturlig forbrugsreduktion vil være vanskelig at forudse. I 1996, der var et tørår, blev til sammenligning det totaleforbrug i Norge reduceret med i størrelsesorden 5 TWh. Reduktionen i forbruget realiseres i elmarkedet gennem øgede elpriser, hvor elkedler og elintensiv industri regnes for at være specielt prisfleksible.

Både den svensk/norske energiforsyning og den norske energiforsyning specielt kan stå over for en meget alvorlig underbalance, hvor man ikke kan se bort fra rationering og forskellige tiltag i markedet. En sådan alvorlig krise i energiforsyningen kan også gøre sig gældende for enkeltregioner, specielt i Norge. I tillæg til de tekniske udfordringer, som en krise kan skabe for de systemansvarlige, er der politiske vinkler knyttet til stærkt øgede priser og/eller rationering, som kan svække tilliden til de institutionelle løsninger, der er udviklet gennem et fælles nordisk markedsbaseret system.

Effektforsyningssikkerhed

Forsyningssikkerhed for effekt for Nordel-området vurderes ud fra prognostiseret maksimal belastning ved ekstrem kulde, det vil sige for en vinter, som er så kold, at den indtræffer en gang hvert 10. år. Det stadigt voksende elforbrug kombineret med både en lille mængde ny produktionskapacitet og en del reserveeffekt er lagt i "mølpose", har medført øget fokus på risikoen for effektbrist.

Som vist i Kraftbalancen for årene 2002-2004 [ref. 5] vil det være Sydnorge og Sydsverige, som er underskudsområder, og som er afhængig af støtte fra nabo-områder for at opnå tilfredsstillende pålidelighed. Situationen for år 2004 vil også være beskrivende for år 2005.

Danmark vil have potentiale for et overskud, mens Finland er nogenlunde i balance. Når overføringsmulighederne mellem Nordel-landene udnyttes, skal Nordel-området også kompensere med import via Finland fra Rusland og via Danmark fra Tyskland samt via Sverige-Syd fra Tyskland og/eller Polen.

I prognoserne tages der hensyn til reduceret kapacitet i produktionssystemet forårsaget af vintersituationen, hvor effektbalancen er angivet under maksimalt elforbrug, **se Tabel 2**. Af andre forudsætninger, som er taget med i prognoserne, er, at kernekraftværkerne (inkl. Barsebäck 2) regnes at have 100 % tilgængelighed, samtidig med at vindkraften regnes 100 % utilgængelig i den aktuelle time. Der er ikke regnet med import.

Effekt i MW	Norge	Sverige	Finland	Danmark	Totalt
Installeret effekt	27.981	31.726	16.987	13.238	89.932
Ikke-tilgængelig effekt	3.890	3.179	2.014	4.524	13.607
Sum tilgængelig effekt	24.091	28.547	14.973	8.714	76.325
Reserver	986	1.804	1.163	967	4.920
10 års vinterlast	23.880	28.800	14.430	6.825	73.935
Balance pr. område	-775	-2.057	-620	922	-2.530

***Tabel 2** Effektbalance under maksimalt forbrug for Nordel-området vinteren år 2005 i MW.*

For **Sverige** er produktionskapaciteten reduceret med ca. 10 % siden omstruktureringen af elmarkedet i 1996. Sverige er ikke længere selvforsynende med hensyn til effekt under vinterens største efterspørgselsspids. Reduktion af produktionskapaciteten beror først og fremmest på omkostningseffektivisering, men også på en politisk beslutning om nedlægning af kernekraft.

Hvis markedet ikke kan klare effekttilgangen, kan Svenska Kraftnät aktivere en effektreserve. Frem til år 2003 ligger den på ca. 1.000 MW, som ikke indgår i opgørelsen i **Tabel 2**. I alleryderste nødsituation kan elforbruget bortkobles, men inden da kan driftsforstyrelsesreserver aktiveres gennem en samordning mellem systemoperatørerne i Norden.

Snit 2 indebærer en vis begrænsning for effektbalancen i det sydlige Sverige i forbindelse med højlast. Men nye analyser af indestængt effekt i nord viser, at dette nu har relativ lille indvirkning for år 2005. Snit 4 har ikke indebåret nogen begrænsninger ved højlast, især hvis kernekraftværkerne i Sydsverige producerer normalt. I løbet af år 2001 er der indført en del forstærkninger omkring snit 4, jf. afsnit 4.2.

I området syd for snit 2 bestemmes effektsikkerheden på systemniveau af tilgængeligheden for produktionskapacitet og import fra nabolandene inden for og uden for Nordel-området. For år 2005 vil der kunne opstå en meget anstrengt situation i Sydsverige ved ekstrem vinterlast. I den grad, effektsikkerheden skal forstærkes i Sverige (syd for snit 2), er det først og fremmest gennem øget produktionskapacitet i området, gennem større fleksibilitet i elforbruget samt gennem øget tilgængelig import.

For **Norge** er der også stadig laverer effektmargener ved maksimal belastning, se **Tabel 2**. For år 2005 gælder dette specielt for Sør-Norge. Norge må importere for at kunne genoprette den momentane driftsreserve efter en fejl. Norge nord for snit 5 (Dovre) har et lille overskud, men Norge syd for Dovre har et importbehov. En tilfredsstillende pålidelighed i Norge Syd opnås med import hovedsageligt fra Danmark Vest. Statistisk set vil det samtidig være koldt i forbrugstygdepunkterne i Sydnorge og Sydsverige. Også i Norge er der handlet med effektreserver, hvis man

mod forventning ikke kan klare eltilførslen ved ekstrem vinterlast. Meget af denne effektreserve ligger i industrien. For år 2005 vil man kunne få en anstrengt, men kontrollerbar situation ved ekstrem vinterlast.

Samlet set har Nordel-området for år 2005 et forventet underskud af effekt på ca. 2.500 MW i en ekstrem vintersituation. De største reserver i systemet vil være aflukkelig industribelastning (hovedsakelig i Norge) og olie-kondenskraft i Sverige. Dertil kommer en eventuel øgning af fleksibiliteten i elforbruget. En ekstrem vinterlast i år 2005 skal mest sandsynligt også klares med import fra lande uden for Nordel-området. En væsentlig usikkerhed for år 2005 er, om den besluttede lukning af Barsebäck 2 er gennemført, og om erstatningskapacitet er etableret.

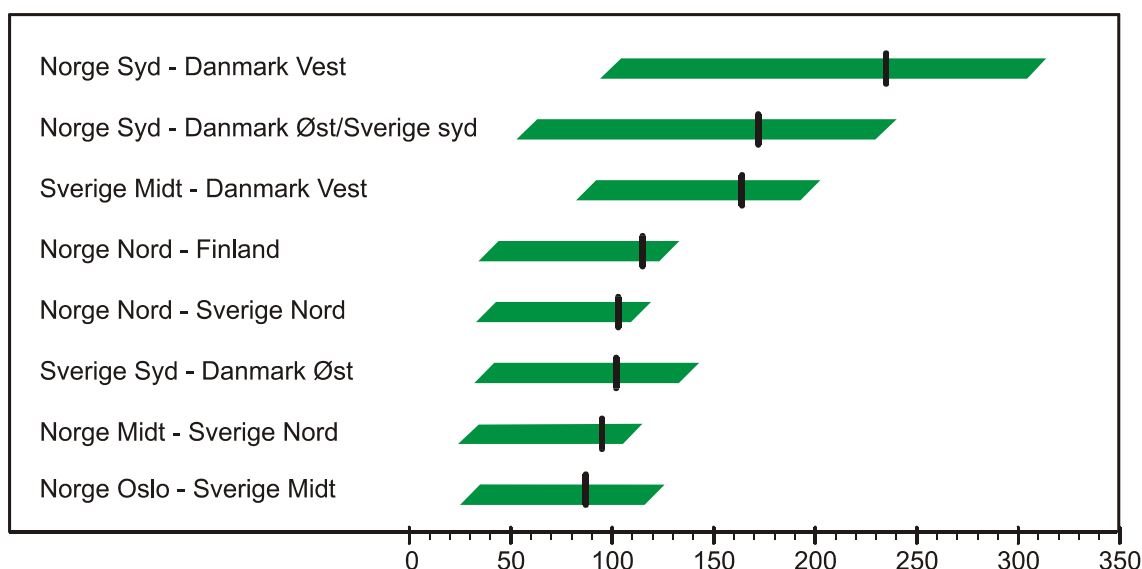
5.3 Begrænsende snit

Analyserne i afsnit 5.1 for år 2005 peger på en stor udnyttelse af overføringskapaciteten som helhed mellem områder inden for Nordel. To størrelser til illustration af de økonomiske konsekvenser er flaskehalsomkostningen og den marginale nytte-værdi.

Den marginale nytte-værdi for hvert enkelt snit kan gøres op som prisforskellen reduceret med den forudsatte omkostning ved transmissionen (bomafgiften) summeret over de tidsafsnit, hvor størrelsen er positiv. Den marginale nytte-værdi kan tolkes som nytten af at udbygge en transmissionskapacitet med 1 kW, når der ses bort fra investering.

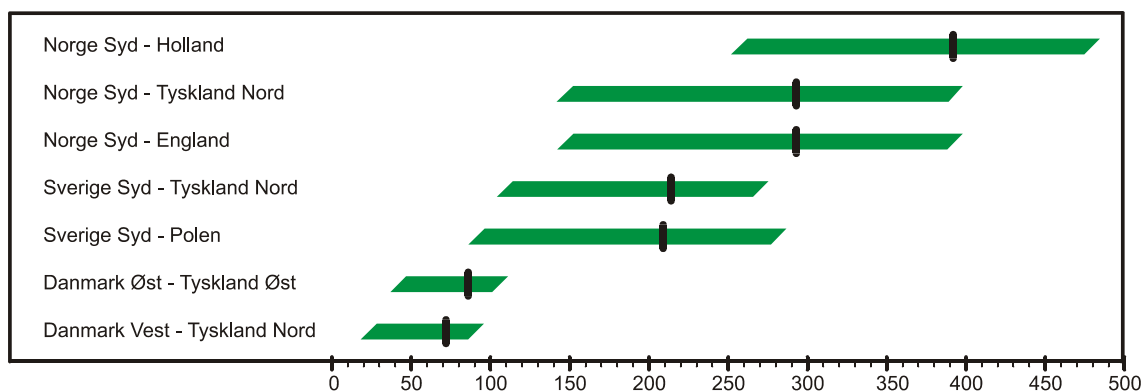
De marginale nytte-værdier er vist i **Figur 10** for referenceberegningen. De marginale nytte-værdier skal opfattes som grove indikatorer for den samfundsmæssige nytte. I forbindelse med mere nøjagtige investeringskalkuler kræves bedre analysemetoder. Figuren viser også variationsområdet for nytte-værdierne for de parametre, der er beskrevet i afsnit 5.1. Desuden vil der være store variationer som følge af vådår eller tørår. Denne variation kan ligge mellem 130 kr./kW/år op til 3.500 kr./kW/år for Norge Syd-Danmark Vest.

Figuren viser de forbindelser, der har størst marginal nytte-værdi, f.eks. er den gennemsnitlige marginale nytte-værdi for Norge Syd-Danmark Vest af størrelsesordenen 235 kr./kW/år. Snit med mindre marginal nytte-værdi er ikke medtaget her. Det gælder Sverige Nord-Finland og Norge Syd-Norge Midt, der anses for rene forsyningsspørgsmål. Det gælder også Fennoskan og Storebælt, der er jævnstrømsforbindelser og dyre at forstærke.



Figur 10 Marginale nytteværdier i kr./kW/år af forstærkninger af snit inden for Nordel-området og dens variation, år 2005.

Forbindelser ud af Nordel har generelt stor marginal nytteværdi – også nytteværdier, der er større end de nævnte forbindelser inden for Nordel, se **Figur 11**. Nye forbindelser som f.eks. Norge-Holland og Norge-England har marginale nytteværdier på 400 henholdsvis 300 kr./kW/år.



Figur 11 Marginal nytteværdi for forstærkning af forbindelser ud af Nordel og variationen af den i kr./kW/år for år 2005.

Størrelsen af de udbygninger, der kan nyttiggøres, kan ikke afledes direkte af analyserne, fordi nytteværdierne ændrer sig med størrelsen. Ved vurdering af, hvilke snit der eventuelt skal forstærkes internt i Nordel eller ud af området, skal nytteværdien opfattes som ét af signalerne om markedets behov. Her skal der desuden vægtes hensyn til gennemsnit og til ekstremssituationer, og nytteværdien skal sammenholdes med omkostningerne ved forstærkning.

Ved bedømmelse af, hvilke snit der bør forstærkes, må der tages hensyn til markedets transporter, til forsyningssikkerheden og til andre aspekter af et velfungerede system. Samlet set peger analyserne for år 2005 på, at følgende snit bør analyseres nærmere:

- Norge Syd-Danmark Vest og/eller Norge Syd-Danmark Øst.
- Sverige Syd-Polen og/eller Sverige Syd-Tyskland.
- Norge Syd-Holland og/eller Norge Syd-England.

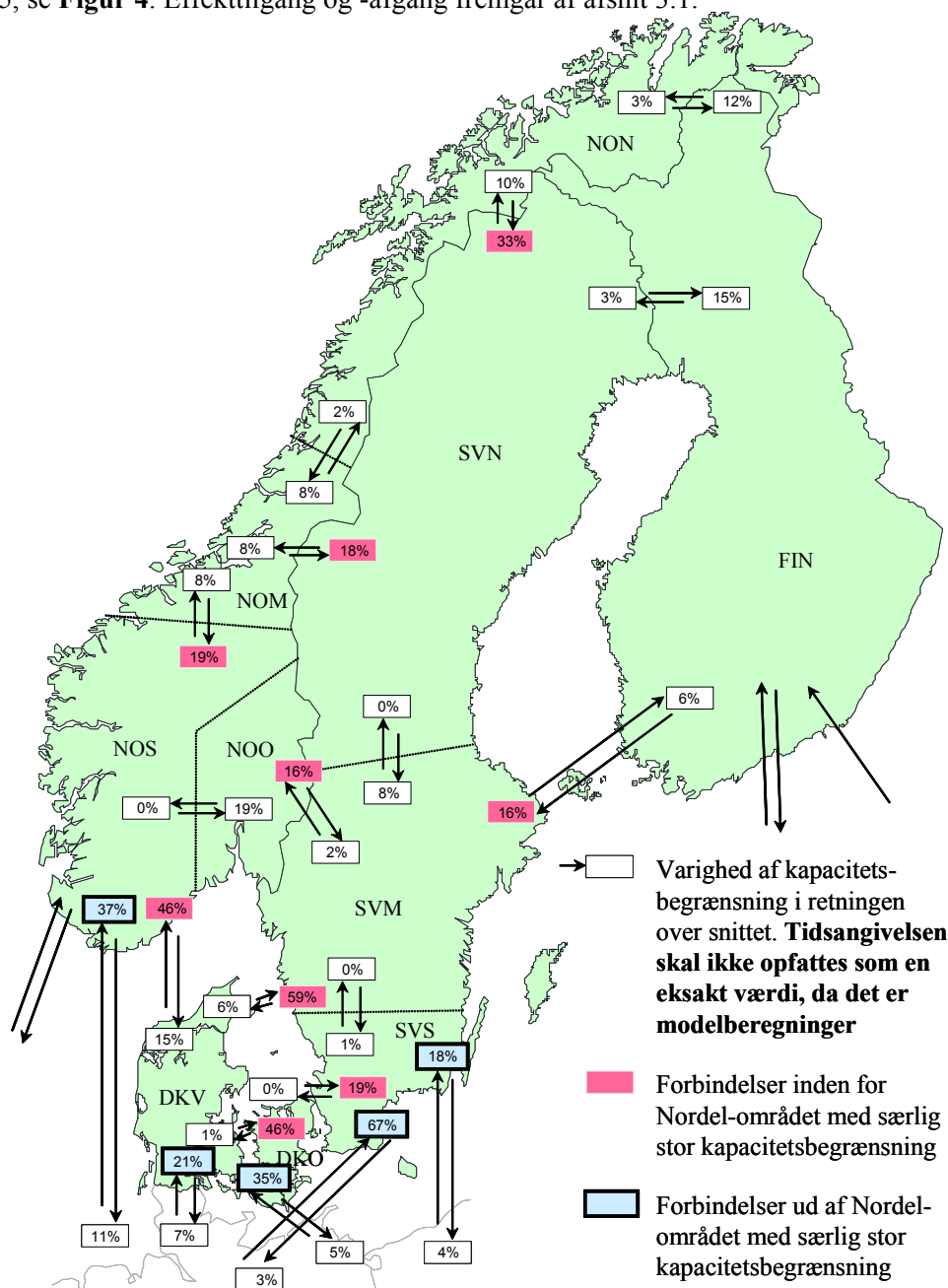
Den samlede prioritering af snit og tiltag ses af afsnit 7.

6. Nordel-systemet – stadium år 2010

I alle de nordiske lande pågår der en ændring i strukturen af produktionskapacitet, og den andel af elforbruget, der stammer fra vedvarende energi, er stigende. Dette vil være en væsentlig faktor frem mod stadium år 2010. Det vil medføre ændrede transportmønstre og ændrede behov for regulerkraft.

6.1 Energibalancer

I analysen af effekt og energi for år 2010 er det forudsat, at overføringskapaciteten mellem Nordel-området og de omliggende områder er forøget med ca. 2.000 MW. De forbindelser, der er regnet med, er de samme som ved stor overføringskapacitet for år 2005, se **Figur 4**. Effekttilgang og -afgang fremgår af afsnit 3.1.



Figur 12 Varighed af kapacitetsbegrænsning i et gennemsnit af 41 tilsigsår for år 2010. Overføringskapacitet ind mod Nordel-området i alt ca. 7.000 MW.

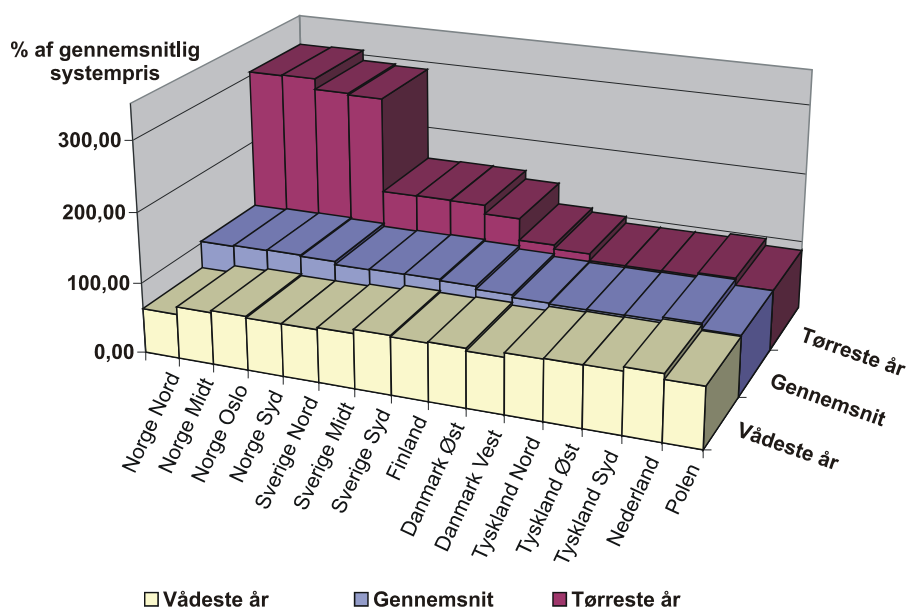
Også for år 2010 er der store begrænsninger på udnyttelsen af overføringskapacitet til transporter. Det gælder såvel internt i Nordel-området som på forbindelserne ud af området. Nordel-området har fortsat et stort importbehov.

Effektbalancen for år 2010 er forudsat at være forbedret som følge af tilgang af gaskraft i Finland og Norge. Balancen antages også forbedret i Sverige.

De interne snit i Nordel er aflastet lidt i forhold til år 2005. **Figur 12** viser for år 2010 den andel af året, hvor forbindelserne internt i Nordel-området er fuldlastede i gennemsnit. Det er vist ved varigheden af begrænsningen i begge retninger over snittet.

Eksporten fra Danmark til Norge og Sverige er lidt lavere end beregnet år 2005. Importen til Norge fra Tyskland er også reduceret. Import til Sverige fra Tyskland er uændret, men væsentligt lavere fra Polen.

Områdepriserne for år 2010 vil være lavere i forhold til år 2005 som følge af forudsat udbygning med gaskraft, vandkraft og vindkraft i Norge, **Figur 13**. Områdepriserne for Norge er fortsat de højste i Nordel-området i tørår og de laveste i vådar. En vigtig forudsætning for denne beskedne forskel på prisen i syd mellem år 2005 og år 2010 er også, at Barsebäck blok 2 er forudsat i drift eller erstattet af tilsvarende produktion.



Figur 13 Områdepris for år 2010 i procent af den gennemsnitlige systempris.

6.2 Forsyningssikkerhed

For hovedforløbet år 2010 er der forudsat en forbrugstigning for Nordel-området på 14 TWh i forhold til år 2005. Nordel-området forventes ved middel vandkraftproduktion at være ca. i energimæssig balance ved år 2010. Dette gælder,

uden at termisk produktion med høje drifts-/miljøomkostninger er taget i brug. Det medfører, at Danmark har overskud, at Finland fortsat er i balance, mens Sverige (6 TWh) og Norge (6 TWh) har et importbehov. Ud fra de beskrevne prognoser vil situationen have forbedret sig noget i forhold til år 2005. Dette udgør en væsentlig usikkerhed som følge af, at produktionstilgangen i Sverige (vind) og Norge (gas) er antaget større end forbrugsstigningen.

Forsyningssikker energi for Nordel-området

For hovedforløbet vil den svenske underbalance ved et **tørår** (90 % produktionsalternativ) i vandkraftsystemet være på totalt 16 TWh, mens den norske underbalance vil være på totalt 18 TWh. Dækningen af underbalancen gøres både i form af import og i form af naturlig forbrugsreduktion (prisfleksible forbrugsled). Situationen for et 90 % produktionsalternativ i vandkraftsystemet vil således næppe være kritisk og vil kunne håndteres gennem mekanismerne i elmarkedet.

Situationen for **ekstremt tørår** beskrevet i kapitel 5.2 for år 2005 er også beskrivende for år 2010. Energibalancen i hovedforløbet har dog forbedret sig noget for Norge som følge af, en forudsat udbygning med gaskraftværk i Midt-Norge (6 TWh). For hovedforløbet vil den svenske underbalance ved et 100 % produktionsalternativ i vandkraftsystemet være på totalt 17 TWh, mens den norske underbalance vil være på totalt 32 TWh.

Dækningen af underbalancen gøres både i form af import og i form af prisfleksible forbrugsled. Både den svensk/norske energiforsyning og den norske energiforsyning specielt vil kunne stå over for en meget alvorlig underbalance, hvor man ikke kan se bort fra rationering og forskellige tiltag i markedet. Isoleret set vil den svenske underbalance (totalt 17 TWh) for dette scenario fortsat kunne dækkes med import og naturlig forbrugsreduktion.

Dækningen af norsk underbalance (totalt 32 TWh) vil skulle dækkes gennem import og forbrugsreduktion. Hvad der er en praktisk mulig importkapacitet og en naturlig forbrugsreduktion, er usikkert. Størrelsen er sandsynligvis på niveau med det, som er beskrevet for år 2005 i kapitel 5.2. Analyser antyder en maksimal import i ekstreme tørårssituationer med eksisterende forbindelser og snitkapaciteter på ca. 20 TWh. Den praktisk mulige forbrugsreduktion er meget usikker. Den norske energiforsyning vil således fortsat kunne stå over for en meget alvorlig underbalance, hvor man ikke kan se bort fra rationering og forskellige tiltag i markedet. En så alvorlig energiforsyningskrise kan også gøre sig gældende for enkeltregioner, specielt i Norge.

Forsyningssikkerhed for effekt for Nordel-området

Udviklingen i effektbalancen vil totalt for Nordel-området følge samme tendens som udviklingen i energibalancen, hvis prognoserne for hovedforløbet lægges til grund. Hovedforløbets prognose for ny produktion tilsiger imidlertid for enkelte regioner en forværring af effektbalancen, som er skitseret for år 2005. Dette som følge af (1)

geografisk placering af ny produktion, (2) ny type produktion og (3) geografisk forskellig forbrugsvækst.

Hovedforløbet tager udgangspunkt i ny produktion både i form af gaskraft, vindkraft, vandkraft og biomasse. Samtidig er der forudsat en vis skrotning af kernekraftværker og kulkraftværker (se **Figur 3** i kapitel 3.1). Nye norske gaskraftværker forventes at blive ugunstigt geografisk placeret i forhold til de forbrugstunge områder. I tillæg vil nedlæggelse af kernekraftværker og kulkraftværker ske i forbrugstunge områder. Totalt set vil geografisk placering af ny produktion være ugunstig for effektbalancen i de fra før udsatte områder.

Når det gælder typen af ny produktion, som lægges til grund i hovedforløbet år 2010, er dette også til dels ugunstigt for effektbalancen. Gaskraft og biomasse vil være typisk grundlastproduktion med lille ekstra effektbidrag i forhold til energistørrelsen. Heller ikke vindkraften vil have noget væsentlig bidrag til effektbalancen. Dette som følge af uforudsigelig produktion kombineret med det statistiske faktum, at det ofte er vindstille på specielt kolde dage.

Trenden i forbrugsvæksten er en stærkere vækst i regionerne i og rundt om de nordiske hovedstæder end i øvrige områder. Det medfører, at de områder, som før havde den dårligste effektbalance, vil få forstærket ubalance.

Totalt set vil effektbalancen for områderne Syd-Norge, Syd-Sverige blive forværret ved de prognoser, som er præsenteret for hovedforløbet år 2010. Det vil altså være nødvendigt at forbedre effektbalancen i disse områder, enten gennem øgning af produktionskapaciteten, reduktion af elforbruget eller ved øgning af importkapaciteten til disse områder.

Behov for regulering på kraftværkerne

Adgangen til regulerkraft er en vigtig del af effektspørgsmålet for år 2010 og dimensioneringen af det samlede nordiske elsystem. Det skyldes først og fremmest en forventelig udbygning med vindkraft og anden svært regulerbar og uforudsigelig produktion.

Det er kendetegnende for ikke-regulerbar produktion, at de tekniske udfordringer ofte starter i de lokale elnet. Når omfanget bliver dimensionerende for det nationale transmissionsnet, bliver problemstillingen international. En stor udbygning i Danmark med vindmøller har nået et omfang, hvor behovet for stærkere internt transmissionsnet samt stærkere forbindelser til nabosystemerne trænger sig på. Det samme gør behovet for regulerkapacitet. En tilsvarende proces er påbegyndt i Sverige, Norge og Finland.

Rapporten "Ikke-regulerbar produktion" [ref. 4] konkluderer, at der er et stort potentiale for vindkraft i Norden. Hvis dette udnyttes, bliver der "globalt set" behov for ekstra regulerkapacitet. Hvis regulerkapaciteten ikke er til stede i de delområder, hvor behovet er, bliver der i stedet behov for transportkapacitet, da vindkraften

hovedsageligt forventes placeret i den sydlige del af Nordel-området, og regulerkapaciteten i dag er placeret i den nordlige del.

Udbygning med ikke-regulerbar effekt fordrer et **tæt samspil** mellem transmissionsnettet og produktionsapparatet. Udbygningen med ikke-regulerbar effekt er derfor en udfordring for det etablerede elsystem og for markedssystemet.

Potentialet for udnyttelse af vindkraften i Norden frem mod år 2020 er vurderet til mere end 250 TWh. Hvis "fjeldmøller" og "havmøller" bliver accepteret, vurderes det realiserbare potentiale at udgøre i størrelsesordenen 75-150 TWh/år (25.000-50.000 MW). Nordel-landenes planer frem til år 2010 indeholder for nærværende vindkraft på ca. 10 TWh for Sverige, ca. 1 TWh for Norge og ca. 8 TWh for Danmark.

Vindkraft i stor skala giver betydelige ubalancer i den daglige drift. Danmark oplever allerede i dag betydelige nationale ubalancer, der påvirker Norge og Sverige i det nordiske markedssystem.

Da tendensen samtidig fortsætter, så spidslastproduktionskapaciteten i Nordel-systemet reduceres, svækkes reguleringsevnen i systemet. Det gælder såvel frekvensreguleringen som spændings- og effektreguleringen. Derfor forventes en øget udnyttelse af reguleringskapaciteten på vandkraftværkerne.

Elsystemets samlede reguleringsevne reduceres i områder, hvor behovet for regulering forøges. Behovet for ekstra regulerkapacitet frem til år 2010 er vurderet til 500-800 MW eller 600-1.600 MW i de dengang undersøgte forløb.

Et vigtigt virkemiddel til at sikre regulerstyrken er at stille krav til styring og regulering af vindkraftværkerne, så vindmøller udvikles fra at være passive komponenter tilsluttet det lokale elnet til at være aktive vindkraftværker, der er i stand til at understøtte elsystemet i kritiske driftssituationer. I den forbindelse er der behov for, at Nordel vurderer, om der skal opstilles tilslutningskrav, som giver vindmøllefabrikanter incitament til at udvikle vindmøllens egenskaber til effekt-, frekvens- og spændingsregulering. Dette kan ske som en del af en nordisk grid code.

6.3 Begrænsende snit

Ligesom for år 2005 er der beregnet marginale nytteverdier for forbindelserne for år 2010, **Tabel 3**. Nytteverdierne er vist for de forbindelser, der har størst nytte. Der er heller ikke her medtaget forbindelser med rene forsyningshensyn og jævnstrømsforbindelser med små nytteverdier.

Det ses af tabellerne, at der i forhold til analyserne for år 2005 er sket et fald i nytteverdierne med ca. en tredjedel, jf. afsnit 5.3. Dette skyldes primært den forudsatte forbedrede energibalance, der medfører et svagt fald i elpriserne, der videre slår relativt kraftigt igennem i nytteverdierne. Rangordenen mellem de forskellige forbindelser er ikke i modstrid med den for år 2005.

Forbindelser inden for Norden	Gennemsnitsår
Norge Syd-Danmark Vest	169
Norge Syd-Danmark Øst/Sverige Syd	138
Norge Nord-Finland	116
Norge Nord-Sverige Nord	106
Sverige Midt-Danmark Vest	93
Norge Oslo-Sverige Midt	92
Norge Midt-Sverige Nord	92
Sverige Syd-Danmark Øst	49

Tabel 3 *Marginal nytteværdi for forstærkning af forbindelser inden for Nordel-området i kr./kW/år for år 2010.*

I forhold til analyserne for år 2005 ses der et fald i nytteværdierne med ca. en tredjedel. Dette skyldes primært den forudsatte forbedrede energibalance. Den medfører et svagt fald i områdepriserne, der videre slår relativt kraftigere igennem i nytteværdierne. Rangordenen mellem de forskellige forbindelser er nogenlunde den samme som for år 2005, se afsnit 5.3.

For forbindelser ud af Nordel-området fremgår de marginale nytteværdier af **Tabel 4**.

Forbindelser ud af Nordel-området	Gennemsnitsår
Norge Syd-Holland	252
Norge Syd-Tyskland Nord	167
Sverige Syd-Tyskland Nord	87
Sverige Syd-Polen	60

Tabel 4 *Marginal nytteværdi for forstærkning af forbindelser ud af Nordel-området i kr./kW/år for år 2010.*

7. Udvikling af Nordel-systemet

Planlægningen af elsystemet i Nordel-området vil på langt sigt præges af mange usikkerheder. Strukturen af det fremtidige produktionsapparat vil være af speciel betydning. Desuden vil udvikling af forbrugsmængde og forbrugsmønster være vigtige faktorer. På samme måde spiller samfundsmæssige rammer som fremtidig miljøpolitik en særlig rolle. Det samme gør tilknytning til markeder uden for Nord Pool-området.

Hovedforløbet er kendetegnet ved, at markedsudviklingen fra 1990'erne forventes at fortsætte. Også markederne mod Østeuropa forventes åbnet i den grad, økonomiske drivkræfter tilsiger dette. Energiforbruget i Norden forventes at vokse med 15 % til år 2020. Det svarer til en stigning på ca. 60 TWh.

Den store usikkerhed på transportmønstre med lang horisont gør, at der vil være behov for at præsentere mulige udviklingstræk gennem forskellige scenarier.

7.1 Transportmønstre i Nordel-området

Fremskrivning af transportbehov i Nordel-systemet vil være baseret på meget følsomme faktorer, hvor små pris- og afgiftsmæssige ændringer kan medføre store transportmæssige ændringer. Derfor er det vanskeligt at udpege det langsigtede forstærkningsbehov i Nordel-systemet, men der er behov for en fælles opfattelse af den langsigtede struktur af transmissionsnettet under hensyntagen til sandsynlige transportmønstre. Transportopgaverne kan opdeles i en øst-vest-problematik og en nord-syd-problematik.

Øst-vest-problematikken

Øst-vest-problematikken inkluderer markedsåbning og fokus på energitransporter i akse Rusland-Finland Syd-Sverige Midt-Norge Syd, se **Figur 14**. Aksen kan forlænges, hvis en forbindelse mod England eventuelt åbnes.

Til afhjælpning af øst-vest-problematikken inden for Nordel-området vil udbygning/fortstærkning af følgende forbindelser kunne indgå:

- Snittene mellem Norge og Sverige (Haslesnittet og Norge Midt-Sverige Nord).
- Fennoskan mellem Finland og Sverige (Fenno-Skan og Finland, Sverige Nord).

Aktualiteten af de forskellige tiltag vil afhænge af udviklingen på forbrugs- og produktionssiden. Her spiller ny produktionskapacitet i Finland og udvekslingen med Rusland en rolle.

Nord-syd-problematikken

Nord-syd-problematikken inkluderer markedsåbning og fokus på effektudvekslingen gennem akse Norge/Sverige-Danmark-Tyskland/(Holland). Fokus på effektudveksling her skyldes specielt det øgede behov for regulerkapacitet. Meget ny

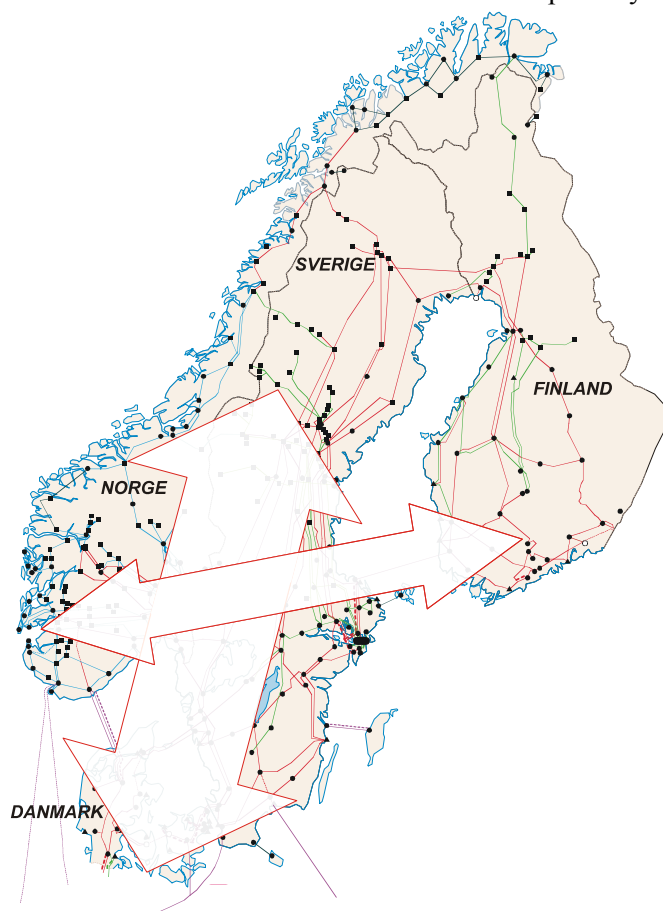
ikke-regulerbar produktion (vind) kombineret med fra før meget termisk produktion (dyr regulering) gør, at der sandsynligvis opstår store prisforskelle både over døgnet og i forbindelse med fejlprognostisering af vindproduktion. Den norske og svenske let-regulerbare vandkraft vil i den sammenhæng møde efterspørgsel. Dette vil særligt gøre sig gældende i den såkaldte nord-syd-akse, se **Figur 14**.

I forbindelse med tørår vil nord-syd-aksen bidrage til energitransporter ind i Norge og Sverige. I forbindelse med ekstrem vinterbelastning vil forstærkning af akse også kunne afhjælpe forsyningssikkerheden for effekt.

Til afhjælpning af af nord-syd-problematikken inden for Nordel-området vil udbygning/forstærkning af følgende forbindelser kunne indgå:

- Skagerrakforbindelsen mellem Norge Syd og Danmark Vest.
- Konti-Skan-forbindelsen mellem Sverige Midt og Danmark Vest.
- Øresundsforbindelsen mellem Sverige Syd og Danmark Øst.
- En HVDC-forbindelse mellem Norge Syd og Danmark Øst/Sverige Syd.

Hovedforløbet forudsætter en naturlig udvikling baseret på en blanding af rene økonomiske drivkræfter samt drivkræfter baseret på forsyningssikkerhed.



Figur 14 Transportopgaverne kan deles i en øst-vest-akse og en nord-syd-akse.

7.2 Prioriterede snit

I Systemudviklingsplanens liste over snit, der bør analyseres nærmere med henblik på eventuel forstærkning, baseres enkeltforslagene på en vurdering af "den fælles systemansvarliges" forpligtelser over for alle nordiske områder, jf. **Figur 5**. Desuden lægges der vægt på risikoen for forsyningsvigt og på et velfungerende og åbent elmarked, hvor blandt andet fælles driftsreserver er tilgængelige – enten ved fysisk nærhed eller ved tilstrækkelig transportkapacitet. En faktor er også sikring af et velfungerende system for regulerkraft. Endelig skal der sikres et rimeligt dækningsbidrag for det selskab, der skal investere i transmissionsanlæg.

Både treårsbalancen og balancer for år 2005 tyder på, at Nordel-området gør sig mere afhængig af "udlandet". Finland er i energimæssig balance, og Danmark har overskud af energi. Derimod er Norge og Sverige underskudsområder. Der foreligger vurderinger, der tyder på, at såvel Nordel-området som Kontinentet kan komme til at mangle kraftværkskapacitet. Udbygning med transmissionskapacitet kan afhjælpe selve transportbehovet, men ikke erstatte underskud af energiressourcer.

De investeringer, der gøres i Nordel-nettet, skal være koblet både til markedets behov og til forsyningssikkerheden. Da Nordel-systemets situation for år 2005 i et normalt nedbørsår og vindår forventes vendt fra en situation med rimelig balance til en situation med import, bliver de kritiske snit nogle andre end dem, markeds- og driftsfolk hidtil har set.

Hvor de vigtige snit tidligere særligt var Haslesnittet mellem Oslo-området og Sverige og snit 4 i Sverige, forventes dette ændret allerede for år 2005. De vigtigste snit, der i Nordel skal vurderes nærmere, er:

- Overføringskapaciteten på HVDC-forbindelsen Danmark Vest-Norge Syd bør overvejes forøget ved etablering af en ekstra forbindelse.
- Udbygning med en HVDC-forbindelse Sydnorge-Østdanmark/Sydsverige bør overvejes.
- Overføringskapaciteten på HVDC-forbindelsen Danmark Vest-Sverige Midt bør overvejes forøget ved etablering af en ekstra forbindelse.
- Overføringskapaciteten på Haslesnittet mellem Oslo-området og Sverige Midt bør overvejes forøget.
- Overføringskapaciteten på Sverige Midt-Norge Midt bør overvejes forøget.
- Eventuelle behov for yderligere tiltag til forbedring af overføringskapaciteten på interne svenske snit mellem Midtsverige og Sydsverige bør udredes.

De nævnte forstærkninger er i nogen grad alternativer til hinanden og skal derfor vurderes samlet gennem samfundsøkonomiske analyser af nytte i forhold til omkostningerne. For hvert snit fremgår der en eller flere mulige forstærkningstiltag af **appendiks 1**.

Investeringer

Heller ikke i et markedssystem skal flaskehalse elimineres fuldt ud, men reduceres til et niveau, der afspejler en samfundsøkonomisk afvejning mellem tab i økonomisk effektivitet på grund af flaskehalsene og omkostningerne ved at reducere dem.

Systemudviklingsplan 2002 er ikke en investeringsplan. De vigtige snit, der er udpeget i planen, vil indgå i yderligere analyser i kommende planer, hvor lønsomheden af aktuelle tiltag, og alternativer skal vurderes nærmere.

Investeringsbehovet for at sikre en rimelig markedsbetjening kan være stort, da de potentielle forstærkninger i høj grad involverer jævnstrømsforbindelser, der er dyrere end vekselstrømsforbindelser. Derfor vil der inden for Nordel blive foretaget grundige analyser af lønsomheden.

Forbindelserne ud af Nordel-området er vigtige for hele områdets energi- og effektbalance. Tekniske begrænsninger på forbindelser, der allerede er investeret i, bør også fjernes, så disse kan udnyttes fuldt ud. Det gælder begrænsninger på Polen-Sverige, Tyskland-Sverige og eventuelt Danmark Vest-Tyskland. Forstærkninger af de interne net i andre lande er dog uden for Nordels direkte indflydelse.

Muligheden for samfinansiering af nye transmissionsanlæg af fælles interesse i Nordelsystemet diskuteres i en særlig gruppe inden for Nordel-kaldet "Missing Links".

I de nærmeste år er der behov for udvikling af markedskonceptet for Nordel-området især med henblik på sikring af den langsigtede effekttilgang. Optimal placering af produktionskapacitet er også et vigtigt emne, som Nordels komitéer bør arbejde videre med specielt i relation til kommende investeringer i transmissionsnet.

Af hensyn til forsyningssikkerheden udredes både effektsituationen i Sverige og tørårssituationen i Norge og i Sverige. Nordel vil løbende følge udviklingen og belyse mulige konsekvenser og perspektiver.

I det omfang, de beregnede konsekvenser for forsyningen anses for uacceptable, må der tages stilling til, om forholdsregler, der kan sørge for den ønskede grad af selvforsyning, skal indføres for hvert enkelt land eller inden for rammerne af et nordisk samarbejde.

Behovet for udbygning af overføringskapaciteten på de kritiske snit skal også ses i sammenhæng med elforbrugets stigning i Norge og Sverige og muligheden for at reducere denne stigning.

Referencer

1. Nordisk Ministerråd, energiministerens pressemelding, Ilulissat den 31. august 2000
2. Nordisk Ministerråd, pressemelding, 11. september 2001
3. Nordel, Nordisk Plangrundlag 2002 (Eltra dok.nr. 102123), arbejdsdokument
4. Nordel, Ikke-regulerbar produktion i Nordel-systemet (Eltra dok.nr. 76731)
5. Nordel, Kraftbalancer for 3-års perioden 2002-2004
6. Nordel, Nordisk Systemudviklingsplan, Samkøringssimuleringer (dok.nr. 121536), arbejdsdokument
7. Eltra, Anlægsplan 2001
8. Statnett, Netudviklingsplan 2001-2010
9. Nordel, Rekommandation om driftstekniske specifikationer for varmekraft, august 1995
10. Nordel, Dimensioneringsregler för planering av det nordiska överföringssysteme, august 1992
11. Nordel, Frekvens, tidsafvigelse, regulerstyrke og reserve" maj 1997
12. Nordisk Systemdriftsaftale 1999
13. Nordel, Årsberetning 2000
14. Econ, Langsiktig prisudvikling, december 2001
15. Nordel, Regelverk för effektreserv i de nordiska länderna"

Øvrige planer

Elkraft System, Systemplan 2001
Elkraft System, Transmissionsplan 2002
Eltra, Systemplan 2001

Mulige forstærkningstiltag

Herunder følger en gennemgang af mulige forstærkningstiltag på de enkelte snit inden for Nordel-området. De beskrevne forstærkningstiltag er udvalgt som følge af analyser for det samlede Nordel-system.

Listen indeholder forstærkningstiltag, der ligger ud over de pågående forstærkninger, der er beskrevet i afsnit 4.2, og de forudsatte udbygninger, der fremgår af afsnit 3.1. Nogel af tiltagene kan være aktive omkring år 2005, andre har en længere tidshorisont.

1. Norge

Forøgelse af overføringskapaciteten i interne snit i Norge og mellem Norge og Sverige har stået på gennem lang tid ved tiltag som installation af anlæg for reaktiv kompensering, temperaturopgradering af ledninger samt anvendelse af systemværnstiltag (PFK). Man nærmer sig imidlertid grænsen for den praktisk mulige overføringskapacitet på de eksisterende forbindelser med eksisterende linjetværsnit og spændingsniveau. Tiltag for større forøgelse af overføringskapaciteterne må omfatte bygning af nye ledninger samt ombygning af eksisterende til større tværsnit og/eller højere driftspænding.

En langsigtet strategi for forstærkning af overføringsnettet i Norge stadium 2010 og stadium 2020 vil omfatte:

- Bygning af enkelte vigtige nye forbindelser, fortrinsvis som 420 kV-luftledninger.
- Ombygning af eksisterende 300 kV-ledninger med simplex-tværsnit til 420 kV-ledninger med duplex-tværsnit. Herunder vil det blive vurderet at ombygge eksisterende ledninger med bibehold/forstærkning af eksisterende master, eventuelt bygning af nye ledninger i eksisterende tracéer eller bygning af ny en ledning, før den gamle ledning rives ned.

Desuden vil der være behov for forstærkning af eksisterende og etablering af nye samkøringsforbindelser med andre lande, både lande inden for og uden for Nordel-området. Sådanne forstærkninger kan også medføre behov for specielle interne norske forstærkninger.

Specielle interne overføringssnit/overføringsnet i Norge, som det er aktuelt at forstærke ved disse tiltag, er:

- Sammenhængende 420 kV-nord-syd-net i Norge fra Nedre Røssåga til Oslofjordområdet.
- Vest-øst-nettet i Sør-Norge inklusive 300 kV-ledninger gennem Østlandsområdet (blandt andet over Oslofjorden).
- Nord-sør-nettet på Sør-Vestlandet samt på vestsiden af Oslofjorden.

Derudover kan det blive aktuelt at forstærke flere af de eksisterende forbindelser mellem Norge og Sverige til 420 kV. Det gælder forbindelserne Nedre Røssåga-Ajaura-Grundfors og Nea-Järpströmmen, så samtlige hovedforbindelser mellem Norge og Sverige bliver 420 kV-forbindelser. Eventuelle nye hovedforbindelser for vekselstrøm mellem Norge og Sverige bør etableres som 420 kV-forbindelser, eksempelvis en eventuel ny 420 kV-forbindelse mellem Norge og Sverige i Syd-Norge (forstærkning af Haslesnittet).

De angivne og eventuelle behov for yderligere forstærkninger og tidspunkt for forstærkninger er blandt andet afhængig af udbygningen af gaskraftværker på Vestlandet og i Midt-Norge, nye jævnstrømsforbindelser til andre lande m.m. Yderligere tiltag som reaktiv kompensering, brug af systemværn osv. må vurderes som supplement til ovenstående forstærkningstiltag for at få et velfungerende og optimalt udnyttet elnet.

2. Sverige

Det er sandsynligt, at en øget overføringsmulighed mellem Norge og Sverige påvirker behovet for en øget kapacitet mellem Sverige og Finland.

For nærværende pågår der et studieum, som vurderer behovet for øget kapacitet mellem landene i første omgang drevet af produktionsudbygningen i Finland og import/eksport. Dette er beskrevet yderligere i afsnit 5.

De pågående forstærkninger på grænseforbindelserne indebærer dog, at de nationale snit skal studeres yderligere med hensyn til dette. Aktuelle snit og tænkelige forholdsregler angives nedenfor:

Snit 1. Ved et påvist behov for øget kapacitet er der forskellige alternativer til forstærkning at studere. Blandt andet kan nævnes:

- Netværn i en eller anden form, f.eks. produktionsfrakobling sammen med kobling af HVDC-forbindelser.
- Seriekompensering er studeret tidligere og ansås da at give en øget kapacitet på ca. 800 MW i snittet.
- Stationsombygninger kan man gribe til for at undgå kritiske udfald.

Snit 2. På samme måde som for snit 1 er der forskellige alternative forstærkningsmuligheder:

- Netværn med principiel samme udformning som snit 1.
- Seriekomensation af snit 1 er tidligere vurderet at give ca. 500 MW øget kapacitet i snit 2.
- Ombygning af koblingsstationer af samme grund som ovenfor.
- Reaktive forstærkninger.
- Tværforbindelser i Mälardalen/Ångermanälven.

- Ny ledning.
- Konvertering af eksisterende 220 kV-ledninger til 400 kV.
- Ny ledningsstrækning.

Vestkystsnittet. Hvis udviklingen viser, at Vestkystsnittet bliver begrænsende i fremtiden, må man overveje en forlængelse af den besluttede 400 kV-ledning forbi Stenkullen til Skogssätser, snit 4. Hvis der er behov for at forstærke snit 4 yderligere, findes der også her nogle tiltag, som kan studeres:

- Netværn, reaktive forstærkninger samt ombygning af koblingsstationer bør analyseres, men sandsynligvis findes der ikke så meget mere kapacitet efter de senest besluttede tiltag.
- Ny ledning.
- Ombygning og forlængelse af den 220 kV-strækning, som går mellem Hallsberg og Värnamo.
- Ny strækning.
- HVDC-kabel fra Norge til Sydsverige.

3. Danmark Øst

Forbindelserne til Sverige består af fire vekselstrømsforbindelser med en samlet termisk overføringskapacitet på 1.900 MW. Heraf to 400 kV-forbindelser etableret i henholdsvis 1973 og 1985 og to 132 kV-forbindelser etableret i perioden 1951 til 1964. Forbindelsen til Sverige udgør samtidig en forbindelse til det fælles nordiske elsystem. Der er ingen aktuelle planer om forøgelse af overføringskapaciteten på Øresundsforbindelserne. Der pågår p.t. drøftelser om 132 kV-forbindelsernes fremtidige anvendelser, som har en samlet termisk overføringskapacitet på 350 MW.

I praksis afhænger overføringsmulighederne mellem Sjælland og Sverige af forhold i de tilgrænsende net, og den kan derfor være lavere end den termiske overføringskapacitet. Mulige foranstaltninger er:

- Et HVDC-kabel mellem Norge og Østdanmark. En sådan løsning ville indebære en aflastning af blandt andet det svenske overføringssystem.
- Yderligere forstærkning i de tilgrænsende net, hvilket ville øge mulighederne for overføring til og fra Østdanmark via eksisterende vekselstrømsforbindelser i Øresund.

4. Danmark Vest

For Danmark Vest kan der tænkes flere muligheder for forstærkningstiltag. Der er ikke truffet beslutning om nogen af dem, ligesom konsekvenserne i det interne AC-net ikke er belyst tilstrækkeligt.

Skagerrak pol 4

Overføringskapaciteten mod Norge er p.t. ca. 1.000 MW. Der har vist sig store marginale nytteværdier ved en udbygning af forbindelsen. Tilslutning af en ny pol i

Jylland kan ske i Tjele eller et andet sted, f.eks. i Idomlund. En ny 600 MW pol vil formodentlig medføre behov for netudbygning i Jylland, f.eks. en 400 kV-forbindelse mellem Tjele og Trige. Der vil sandsynligvis også blive behov for netudbygninger i Norge.

Konti-Skan 3

Overføringskapaciteten mod Sverige er forudsat udbygget til ca. 720 MW senest år 2005. Der har derudover vist sig stor marginal nytteværdi ved en yderligere udbygning af forbindelsen. Tilslutningen af en ny pol i Jylland kan ske i Ferslev eller et andet sted, f.eks. i Trige. Der kan udbygges med 600 MW uden yderligere behov for netudbygning i Jylland. Der vil sandsynligvis blive behov for netudbygninger i Sverige.

Storebælt

En 300 MW Storebæltsforbindelse i år 2004 indgår som en planlægningsforudsætning. Udbygges forbindelsen med yderligere en pol, så der i alt er en overføringskapacitet på 600 MW, skal transmissionsbehovet i Jylland og på Fyn og på Sjælland underlægges yderligere analyser.

Overføringskapacitet Jylland-Tyskland

Ved import fra Tyskland er begrænsningen p.t. ca. 800 MW. Begrænsningen opstår primært på grund af interne flaskehalse i den sydlige del af Jylland og på Fyn. Den systemmæssige grænse for sydgående transporter ligger på ca. 1.400-1.600 MW, men af hensyn til driftsmæssige reserver er den kortsigtede markeds-mæssige værdi ved eksport sat til 1.200 MW.

Vindkraftudbygningen i Schleswig-Holstein medfører, at den interne overføringsevne i det tyske net reducerer eksportmuligheden. Hvis den tyske vindkraftudbygning ikke ledsages af netforstærkninger, vil det reducere eksportkapaciteten, når det blæser i lavlastsituationer, til omkring 300 MW.

Tiltag til udbygning af Tysklandsforbindelsen er således afhængig af mulighederne for at gennemføre netforstærkninger i det jysk-fynske og det tyske område, markedsfunktionen og reserveforhold. Dette analyseres p.t. i en igangværende undersøgelse, delvist finansieret af EU og som et samarbejde mellem E.ON Netz og Eltra. Visse kortsigtede tiltag kan gennemføres, f.eks. ved placering af tværspændingstransformere i Audorf og i 220 kV-station Kassø.

5. Finland

Tidligere scenarieanalyser har vist, at relevante netforstærkninger i det finske system på langt sigt først og fremmest afhænger af produktionsscenarier (gaskraft, kernekraft, import fra Skandinavien og Rusland). Forskellige forbrugsscenarier har mest indflydelse på tidspunktet.

Snit RAC og RDC mellem Sverige og Finland

Der er en undersøgelse i gang vedrørende forøget kapacitet til Sverige. Det kan medføre en tredje AC-ledning i nord eller et nyt HVDC-kabel i syd, Fennoskan 2 (RDC). Behovet for den tredje ledning er baseret på systemtekniske overvejelser om, hvorvidt en ny stor produktionsenhed skal bygges i henhold til miljøscenariet. Udfald af en stor blok vil være en dimensionerende fejl i det finske system og vil betyde en markant begrænsning i overføringskapaciteten og driften, i særdeleshed i perioder med netvedligeholdelse. Afhængigt af enhedens størrelse (alternativer fra 1.000 til 1.600 MW) kan det blive aktuelt at forstærke P1-snittet med en ny seriekompenseret 400 kV-ledning (enten en ny 400 kV-ledning i Österbotten eller en 400 kV-ledning til erstatning af ledningen Pyhäkoski-Petäjävesi-Jämsä på 220 kV). En ny ledning forøger også eksportkapaciteten, men eftersom eksportkapaciteten i nord begrænses af en svag dæmpning af systempendlinger, skal andre tiltag prioriteres og undersøges, før der påbegyndes ledningsudbygning, vælges f.eks. konvertering af seriekompensation i RAC-snittet til styrbare enheder.

Hvis eksporten overhovedet skal prioriteres, virker det mere tillokkende at forøge kapaciteten i RDC-snittet (Fennoskan 2) end at cirkulere el rundt om Bottenviken via flere snit i både Finland og Sverige (med tab og eventuelle begrænsninger i snittet til følge). Behovet bør dog specificeres nærmere (kapacitet, benyttelsestid osv.), før der kan foretages en lønsomhedsvurdering.

Eksportmæssigt aflaster Fennoskan 2 AC-nettet i det sydvestlige Finland, som effektmæssigt er et overskudsområde. Men for også at få fuld importmæssig udnyttelse af Fennoskan 2, skal AC-nettet også forstærkes. En passende forstærkning kan være en 400 kV-ledning Ulvila-Kangasala, som ville være god også i de scenarier, hvor produktionskapaciteten forøges på Vestkysten. På langt sigt – når den tekniske levetid er fuldt opbrugt – skal 220 kV-nettet syd ud fra Uleälven erstattes med anlæg på 400 kV-spændingsniveau.

Snit mellem Rusland og Finland

Den øgede import fra Rusland kan også medføre et yderligere behov for netforstærkninger. Der arbejdes allerede på en tredje 400 kV-ledning fra Vyborg til Kymi samt en ny transformatorstation i Kymi. Dette arrangement indebærer også synkron kobling af en termisk kraftværksblok i Skt. Petersborg til det finske net. I visse scenarier er der antaget en ekstra import fra Kola-området til det nordlige Finland. For at kunne håndtere et sådant alternativ kan det også blive aktuelt at forstærke det interne snit P1.

Beskrivelse af markedsforhold på Baltic Cable, SwePol og Kontek

Herunder følger en kort beskrivelse af de aftaler, der er på Baltic Cable, SwePol og Kontek.

Baltic Cable AB er ejer af jævnstrømsforbindelsen Baltic Cable, som har en nominel kapacitet på 600 MW. Ejere af Baltic Cable AB er Sydkraft, Statkraft Energy Europe og E.ON Scandinavia.

Ejerne disponerer over den tilgængelige kapacitet. Kapacitet, som ikke udnyttes af disse, udbydes på døgn- og timebasis til andre aktører. Vilkår og tariffer for denne anvendelse fremgår af selskabets hjemmeside www.balticcable.com.

SwePollink AB er ejere af jævnstrømsforbindelsen SwePollink, som har en nominel kapacitet på 600 MW. Ejer af SwePollink AB er Svenske Kraftnät med 51 %, Vattenfall med 48 % og Polish Power Grid Company (PPGC) med 1 %.

Den tilgængelige kapacitet kan disponeres på den svenske side for størstedelen af en aktør gennem en langsigtet aftale. 50 MW stilles rådighed for andre aktører på årsbasis i henhold til de vilkår og tariffer, der fremgår af selskabets hjemmeside www.swepollink.se.

Tilgængelig kapacitet kan anvendes af de systemansvarlige Svenska Kraftnät og PPGC for at udveksle systemtjenester i henhold til gældende systemdriftsaftale.

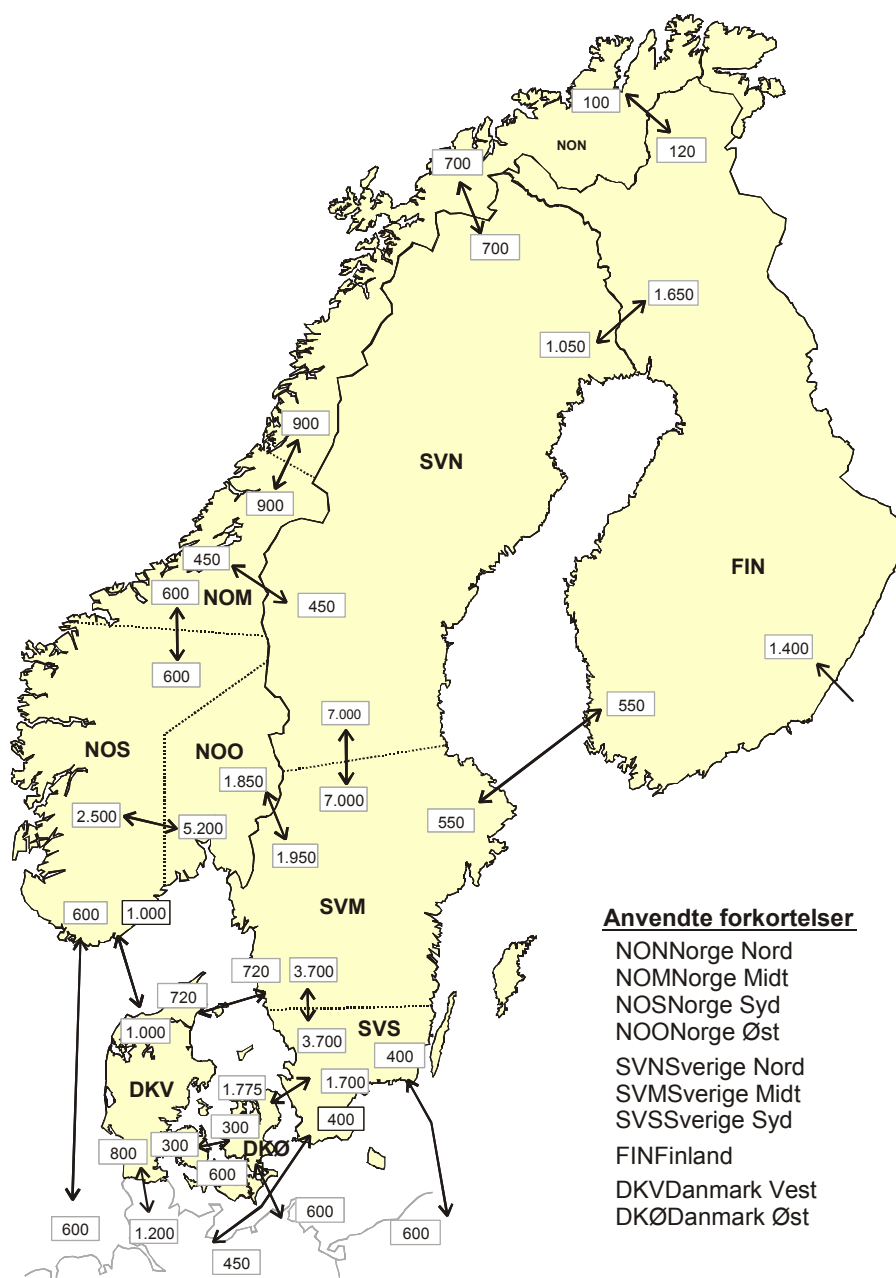
Kontek er ejet af Elkraft Transmission og har en samlet nominel kapacitet på 600 MW begge veje. Heraf er de 50 MW reserveret til systemdrift, således at der netto er 500 MW til rådighed for kommerciel elhandel begge veje. Der er gamle aftaler på forbindelsen:

- 1) En aftale mellem VEAG og Energi E2 om transport af op til 350 MW syd på
- 2) En aftale mellem VEAG og Vattenfall om transport op til 200 MW begge veje.

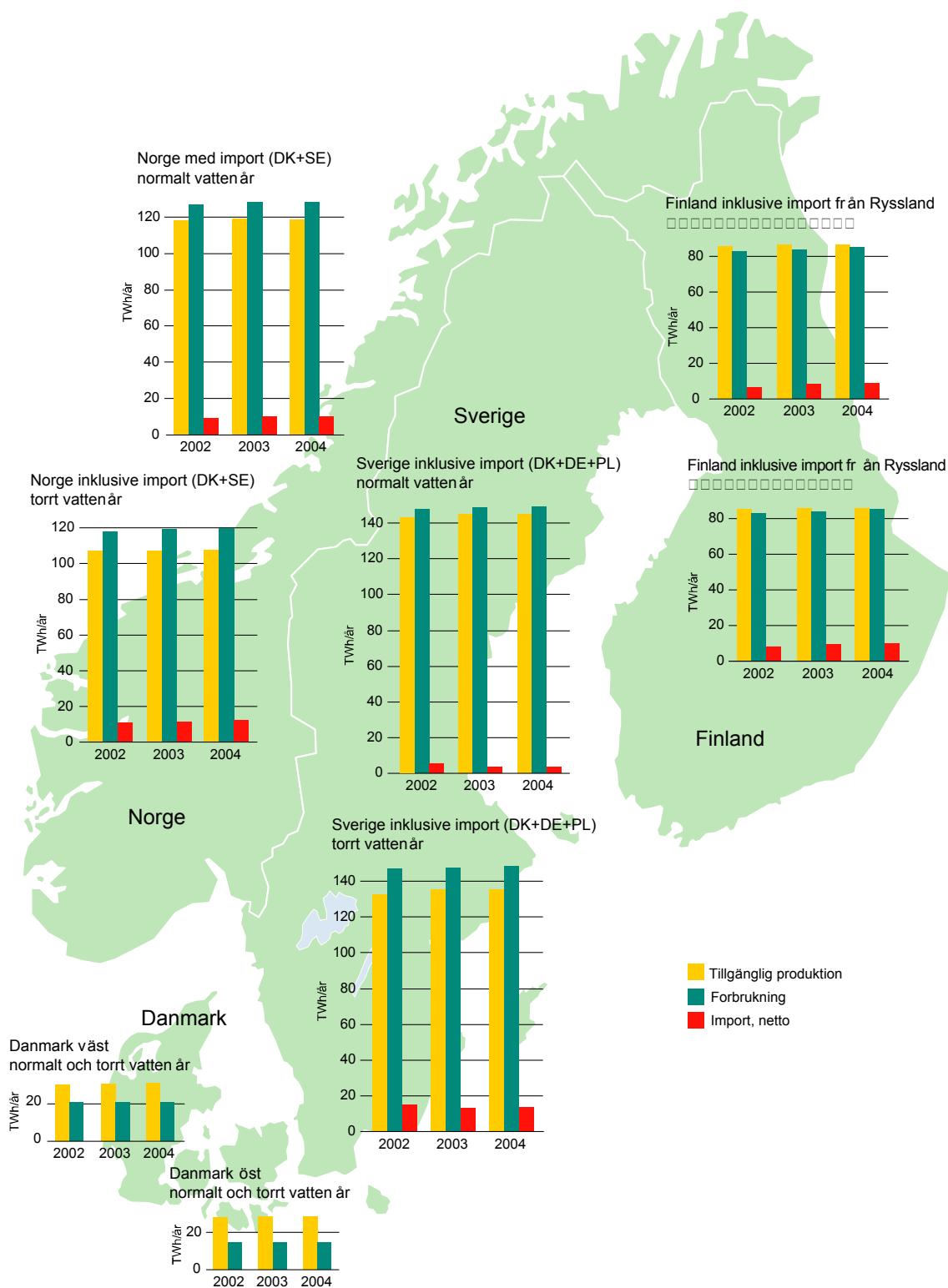
I lyset af disse aftaler, der er forskellige med hensyn til tidsfrister for anmeldelse, stiller Elkraft System følgende netto-handelskapacitet til rådighed for markedets øvrige aktører på måneds- og dagsauktion:

- 1) Syd på: 200 MW minus/plus Vattenfall-handel i syd-/nordgående retning.
- 2) Nord på: 550 MW minus/plus Vattenfall-handel i nord-/sydgående retning.

Kapaciteter på forbindelserne mellem de enkelte områder, der er anvendt i samkøringsberegningerne for år 2005 (MW)

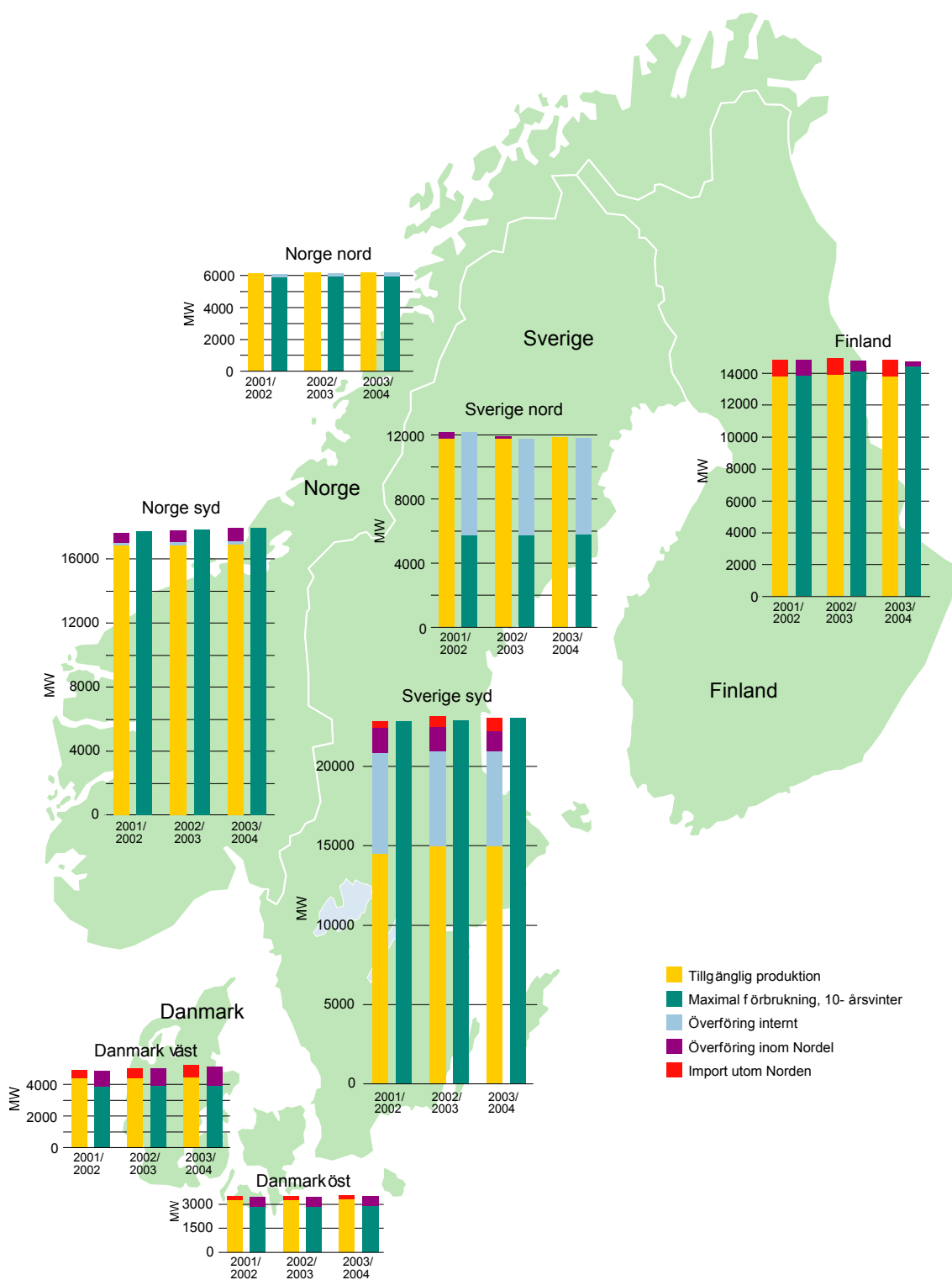


Landsvis energibalance under normalt år og tørår



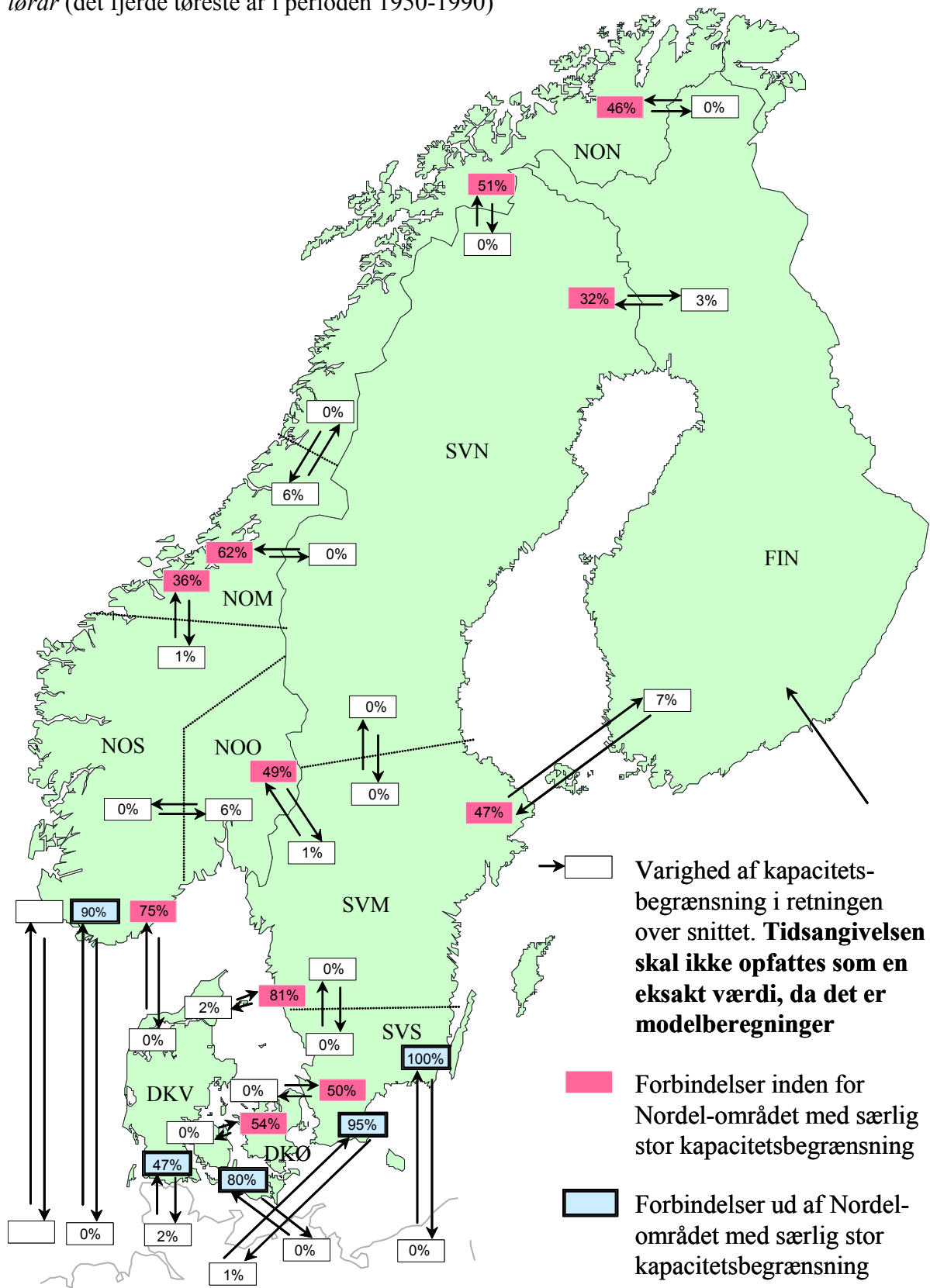
Landsvis effektbalance

Balance under årlig maximalt förbruk modsvarende sandsynligheden en gang pr. 10. år.



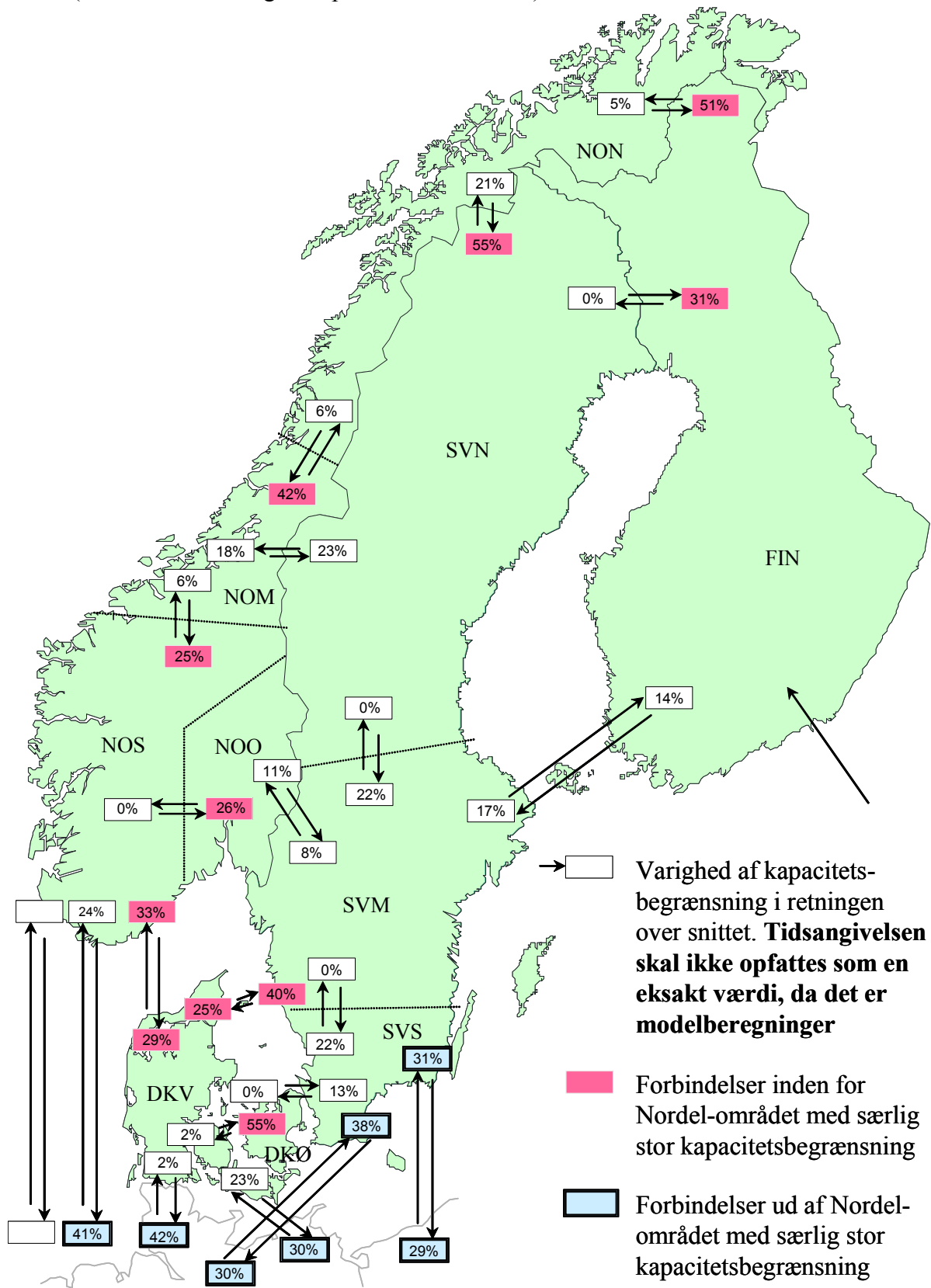
År 2005

Varighed af kapacitetsbegrænsninger for udvekslingen i procent af tiden i tørår (det fjerde tørreste år i perioden 1950-1990)



År 2005

Varighed af kapacitetsbegrænsninger for udvekslingen i procent af tiden i
våddår (det mest nedbørsrige år i perioden 1950-1990)



Varigheden af flaskehalse i Nordel-systemet år 2001

Opgørelse af flaskehalse i Nordel-systemet for år 2001 fra Nord Pools hjemmeside.

