DOKUMENT

2 1998

NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

Eli Sæterdal

PUNKTBASERTE MARGINALE TAP

NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEKET

NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

TITTEL Punktbaserte marginale tap	**DOKUMENT** 2
SAKSBEHANDLER Eli Sæterdal, Sigve Ekeland	DATO 16. mars 1998
	DOKUMENTET ER Åpent
OPPDRAGSGIVER NVE	OPPLAG

SAMMENDRAG

Energileddet i sentralnettstariffen er gitt av marginal tapsprosent multiplisert med spotpris. Til og med 1997 ble marginale tapsprosenter i sentralnettet beregnet for ulike områder. Tapsmarginalene for et bestemt år ble fastsatt i oktober året før. Dette kan medføre at de beregnede tapsmarginalene for hvert punkt i nettet blir forskjellig fra de realiserte tapsmarginalene. Faren med dette er at energileddet i tariffene ikke reflekterer den reelle verdien av tapene og med dette vil tariffene gi gale signaler.

Tapsmarginalene beregnes for hvert punkt i nettet. For å oppnå bedre samsvar mellom beregnede og realiserte tapsmarginaler bør tapsmarginalene beregnes oftere enn en gang i året, og tidsrommet mellom beregningstidspunkt og det tidspunkt tariffene gjelder for bør være kort.

Det finnes to prosedyrer for beregning av punktbaserte marginale tap. Disse to prosedyrene vil i praksis gi omtrent samme resultat.

Hvilke fordelingsvirkninger man får er avhengig av hvilken lastsituasjon som legges til grunn. I beregningene vil innmatings- og uttaksmarginalene i hvert punkt ha samma absoluttverdi, men motsatt fortegn. Uttaksmarginalene i Nord-Norge vil være negative. Uttaksmarginalene i Sør-Norge Øst vil være relativt høye. Den konkrete eksport-/importsituasjonen vil ha stor innvirkning på tapsmarginalene. Høy eksport medfører lave uttaksmarginaler i Sør- og Midt-Norge. Høy import medfører høye uttaksmarginaler i Sør- og Midt-Norge.

EMNEORD
Overføringstariffer, punktbaserte energiedd.

ANSVARLIG UNDERSKRIFT

Jon Sagen
seksjonssjef

Kontoradresse Middelthunsgate 29
Postadresse Postboks 5091 Maj
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Telefax: 22 95 90 00

Bankgiro: 6003 06 04221
Postgiro 0803 5052055

Org nr NO 970 205 039 MVA

1. INNLEDNING 1

2. TARIFFERING MED UTGANGSPUNKT I MARGINALE TAP 3

2.1 Om bakgrunnen for valg av tarifferingsprinsipp 3

2.2 Hvilken betydning har marginale tap for utnyttelsen av kraftsystemet? 4

2.3 Kort om alternativer til marginale tap 8

2.4 Punktvise versus områdevise marginale tap 9

3. PROSEDYRER FOR Å BEREGNE PUNKTVISE MARGINALE TAP. 11

3.1 Statnetts prosedyre 11

3.2 EFIs prosedyre 13

3.3 Sammenlikning av de to prosedyrene. 13

4. LASTSITUASJONER OG TIDSDIFFERENSIERING. 17

4.2 Nærmere om hvorledes ulike variable påvirker marginale tap 17

4.2 Samsvar mellom prognosert og realisert lastflyt. 19

4.3 Foreløpige konklusjoner. 20

5. KONSEKVENSER FOR AKTØRENE. 21

5.1 Lastforutsetninger 21

5.2 Resultater fra beregninger med utgangspunkt i prognoser for 1997. 22

5.3 Hvordan høy import og høy eksport påvirker tapsmarginalene 24

5.4 Uttak i "produksjonsnære distrikt". 25

6. TILBAKEMELDING FRA REFERANSEGRUPPEN 28

A. APPENDIX. 30

A.1 Nærmere om EFIs vs. Statnetts metode for beregning av punktbaserte marginale tap. 30

A.2 Nærmere om konsekvenser for aktørene. 33

1. Innledning

NVEs hjemmelsgrunnlag når det gjelder retningslinjer for beregning av overføringstariffer er gitt i forskrift av 7. desember 1990 nr. 959 (forskrift til energiloven). I forskriftens §4-4 bokstav b) heter det bl.a.

> *"Norges vassdrags- og energiverk gir nærmere retningslinjer for fastsettelse av overføringstariffene."*

De gjeldene tarifferingsprinsipper har med mindre justeringer stått fast siden mars 1992. Etter 5 år kan det likevel konstateres at det på flere områder er en viss avstand mellom prinsippene slik disse er skissert i NVEs retningslinjer og den praktiske gjennomføringen av disse. NVE ønsker å ha aktiv rolle for å få utredet muligheten for en bedre implementering av retningslinjenes prinsipper. På denne bakgrunn igangsatte NVE i februar 1997 et prosjekt som skulle vurdere denne problemstillingen nærmere.

NVE har erfaring med at det er ulike oppfatninger både blant netteiere og blant nettbrukere mht. hva som er "riktig" tariffutforming. Tilsvarende kan det også være divergerende syn på den praktiske tariffutformingen mellom mer nøytrale aktører (forsknings- og fagmiljø etc.).

NVE ønsker på best mulig måte å forholde seg til og være lydhør overfor eksterne aktørers oppfatninger, og har derfor valgt å trekke disse interessegruppene sterkere inn i arbeidet med å utvikle retningslinjene. Dette er søkt ivaretatt i det aktuelle prosjektet gjennom opprettelsen av to prosjektgrupper; en faggruppe og en referansegruppe.

Faggruppen har bestått av Jovard Svoen/Pål Meland, Einar Westre, Ivar Wangensten, Bo Krantz, Torstein Bye og representanter fra NVE (Jon Sagen (prosjektleder), Arne Venjum, Eli Sæterdal, Sigve Ekeland og Hans Olav Ween).

Til referansegruppen ble alle registrerte høringsinstanser på det aktuelle tidspunktet invitert. Disse var Energiforsyningens Fellesorganisasjon, Statnett, Næringslivets Hovedorganisasjon, Prosessindustriens Landsforening, Landssamanslutninga av vasskraftkommunar /Informasjonstjenesten for distriktsenergivernene, Norske Boligbyggelags Landsforening, Norske Energikjøperes Interesseorganisasjon, Norsk Petroleumsinstitutt, Statnettkundenes Fellesorganisasjon, Forbrukerrådet, Konkurransetilsynet og Kommunenes Sentralforbund. Alle med unntak av Næringslivets Hovedorganisasjon har stilt med representanter i referansegruppen. Referansegruppen ble forutsatt å ha en konsulterende funksjon.

Både medlemmene av faggruppen og referansegruppen har hatt en rådgivende og konsulterende funksjon. Gruppene kan ikke tas til inntekt for konklusjoner og vurderinger som er gjort i denne rapporten.

Prosjektet har hatt som hovedmål å etablere praktiske forutsetninger og beregningsmåte for fastsetting av energi-/tapsleddet. Videre har prosjektet hatt som mål å skape en bredere felles forståelse for den praktiske tariffutformingen blant netteiere og nettbrukere. NVE har som mål å finne frem til praktiske tariffutforminger som har generelt bred støtte blant netteiere og nettbrukere. Det har også vært ønskelig å bedre NVEs kunnskap og beslutningsgrunnlag for det videre arbeidet med retningslinjene.

At hovedfokus her har vært satt på praktisk gjennomføring av punktbaserte marginale tap betyr ikke at andre elementer ved tarifferingen vurderes som mindre vesentlige og at disse elementene derfor ikke kan være gjenstand for diskusjon ved en senere anledning.

Det er ikke gjennomført en analyse der kostnadene ved å innføre punktbaserte marginale tap er sammenholdt med den potensielle gevinsten gjennom redusert dødvekstap. Det er heller ikke gjennomført en omfattende drøfting av hvilke problemer og utfordringer man står

overfor dersom prinsippet om punktbaserte marginale tap skal gjennomføres på lavere nettnivå.

Kapittel 2 omhandler tariffering med utgangspunkt i marginale tap. I kapittelet er bakgrunnen for NVEs valg av tarifferingsprinsipp beskrevet. Videre drøftes det hvilken betydning marginale tap har for utnyttelsen av kraftsystemet. I kapittelet er det gitt en kort drøfting av alternativer til marginale tap og om forskjellene mellom punktvise og områdevise marginale tap.

Kapittel 3 gir en beskrivelse av to ulike prosedyrer for beregning av punktbaserte marginale tap. Gjennom et eksempel vises det at disse prosedyrene i praksis vil gi omtrent samme resultat.

I kapittel 4 er faktorer som påvirker marginale tap beskrevet. Det er også gjennomgått ulike måter for å oppnå samsvar mellom prognosert og realisert lastflyt.

I kapittel 5 er konsekvensene for aktørene omtalt. Det er kun foretatt beregninger for sentralnettet. Videre er konsekvensutredningen kun gjort for å belyse hvilke marginaltapsledd de ulike aktørene møter.

Et sammendrag av referansegruppens synspunkter er kort presentert i kapittel 6.

2. Tariffering med utgangspunkt i marginale tap

2.1 Om bakgrunnen for valg av tarifferingsprinsipp

Det bærende prinsipp i NVEs retningslinjer for beregning av overføringstariffer er at brukerne av overføringsnettet skal stilles overfor en pris som er lik den marginale kostnad disse aktørene påfører nettet. Dette prinsippet er i tråd med grunnleggende prissettingsprinsipp i økonomisk teori om at enhver kjøpers marginale betalingsvillighet for et gode skal være lik marginalkostnaden ved å frembringe godet for konsum. Den marginale betalingsvillighet antas å reflektere nytteøkningen eller merinntekten som kjøperen får når han nyttiggjør seg en ekstra enhet av godet. Marginalkostnaden antas på sin side å reflektere ressursoppofringen som er nødvendig for at den ekstra enheten skal bli tilbudt for konsum. For å oppnå effektiv ressursallokering er det altså en *nødvendig betingelse* at marginalkostnadene ved kraft-overføring kartlegges og gjenspeiles i overføringstariffen.

Dersom det i overføringsnettet ikke er kapasitetsbegrensninger vil den eneste realøkonomiske kostnad som påføres av brukerne være den marginale tapskostnad ved innmating og uttak. Den marginale tapskostnad stiger overproporsjonalt med utvekslet kvantum. Ved kapasitets-begrensninger vil marginalkostnaden bestå av en tilleggskomponent, nemlig den marginale betalingsvillighet for kraft som kunne ha blitt solgt til markedspris, men som ikke blir levert på grunn av begrensninger i overføringskapasiteten. Det er samtidig viktig å påpeke at optimal prissetting betyr at prisen settes lik kortsiktig marginalkostnad (marginale tap og eventuelle flaskehalskostnader), ikke langsiktig marginalkostnad. Hvorvidt forventet pris overstiger forventet langsiktig marginalkostnad er et investeringkriterium. Den teoretiske sammenhengen mellom marginalkostnader på kort og lang sikt er slik at såfremt prisen alltid er lik kortsiktig marginalkostnad, og investeringene, dvs. innsatsen av faste produksjons-faktorer (f.eks. kapitalutstyr) er optimale, vil prisen på lang sikt bli lik den langsiktige marginalkostnad. I virkeligheten er imidlertid investeringene i nettet store og sprangvise (udelelige investeringer), noe som medfører at innsatsen av kapitalutstyr ikke til enhver tid kan være slik at kortsiktig og langsiktig marginalkostnad samsvarer

Kostnadsstrukturen i overføringsnettet er ikke slik at marginalkostnadsprising vil dekke alle netteiers kostnader. Kostnadsdekning er imidlertid en problemstilling som betraktes uavhengig av spørsmålet om effektiv ressursallokering og som ikke rokker ved selve effektivitets- resonnementet. Dette er først aktuelt å diskutere dersom man ikke har en effektiv måte å dekke de resterende faste kostnadene på. Uansett kostnadsdekningsmetode maksimeres nemlig det samfunnsøkonomiske overskudd for godet når den marginale betalingsvillighet (pris) er lik marginalkostnaden.

Marginaltapsprising skal gi et løpende signal for å sikre optimal utnyttelse av kraftsystemet, og marginaltapsprinsippet er normalt begrunnet med at det skal gjenspeile systembelastningen som igjen vil reflektere hvordan forbruk og produksjon ligger i forhold til hverandre, deres innbyrdes avstand mv.

Ut over dette vil marginaltapsprinsippet også gi et investeringssignal. For eksempel vil vedvarende forskjeller i marginaltap kunne gi spesielt større brukere av nettet incentiv til å lokalisere seg gunstigst mulig, dette være seg kraftprodusenter eller forbrukere.

2.2 Hvilken betydning har marginale tap for utnyttelsen av kraftsystemet?

Etter innføringen av marginaltapsbaserte punkttariffer i 1992 har det gjentatte ganger vært hevdet, spesielt fra norske produsenter, at det knapt finnes noen i det norske systemet (muligens bortsett fra Statkraft) som aktivt tar hensyn til de kostnader som knytter seg til marginale tap i sin produksjonsplanlegging.

Det er derfor grunn til å foreta en vurdering av i hvilken grad dette er tilfelle og hva som eventuelt er forklaringen.

Marginaltap som kostnadsfordelingsprinsipp

Samtlige brukere av nettet er innforstått med at nettets kostnader må fordeles etter en eller annen fordelingsnøkkel. Tidligere har kontraktsfestede avstander mellom selgere og kjøpere vært et sentralt avregningskriterium i Norge. Et slikt prinsipp kan åpenbart heller ikke forenes med målet om et effektivt kraftmarked.

Størrelsen på marginale tap påvirkes som nevnt bl.a. av avstanden mellom produksjon og forbruk. I tillegg til at prinsippet med dette representerer en måte å fordele nettkostnadene på er det derfor også indirekte innebygget et avstandselement i marginaltapsprinsippet. Produksjon som ligger i overskuddsområder langt unna forbruk, vil normalt se høye tapsprosenter, og tilsvarende vil forbruk som ligger langt unna produksjon se høye uttaksprosenter. Situasjonen vil være omvendt for produksjon i underskuddsområder og for forbruk i overskuddsområder. Fordi marginaltapet reflekterer de samfunnsøkonomiske kostnadene ved overføring er det viktig at de marginaltapsprosenter som legges til grunn for nettavregningen er riktigst mulig i forhold til faktisk lastflyt.

Marginaltapet som styringssignal for utnyttelse av ressursene.

At marginale tap skal gi brukerne et løpende signal om de kostnader som marginalt påføres nettet er likevel den viktigste begrunnelsen bak marginaltapsprinsippet. Skal en forstå betydningen av dette, må en se nærmere på hvordan kostnadene knyttet til marginaltapet, dvs. tariffens energiledd, beregnes og hvilke styringssignaler dette tariffleddet gir.

Da vannkraftprodusenter og termiske produsenter har ulik kostnadsstruktur er det fornuftig å betrakte disse hver for seg. Samtidig er det også viktig å se på samspillet mellom vannkraft og termisk kraft. For fleksibelt forbruk har dette også en verdi.[1]

Punkttariffens energiledd, som går til dekning av marginaltapskostnader i det aktuelle nett og overliggende nett, er gitt ved produktet av:

> energiavgift (øre) * utvekslet energimengde (kWh)
>
> der energiavgift = marginaltapssats (gitt utvekslingspunkt og lastsitasjon) * systempris for aktuell time

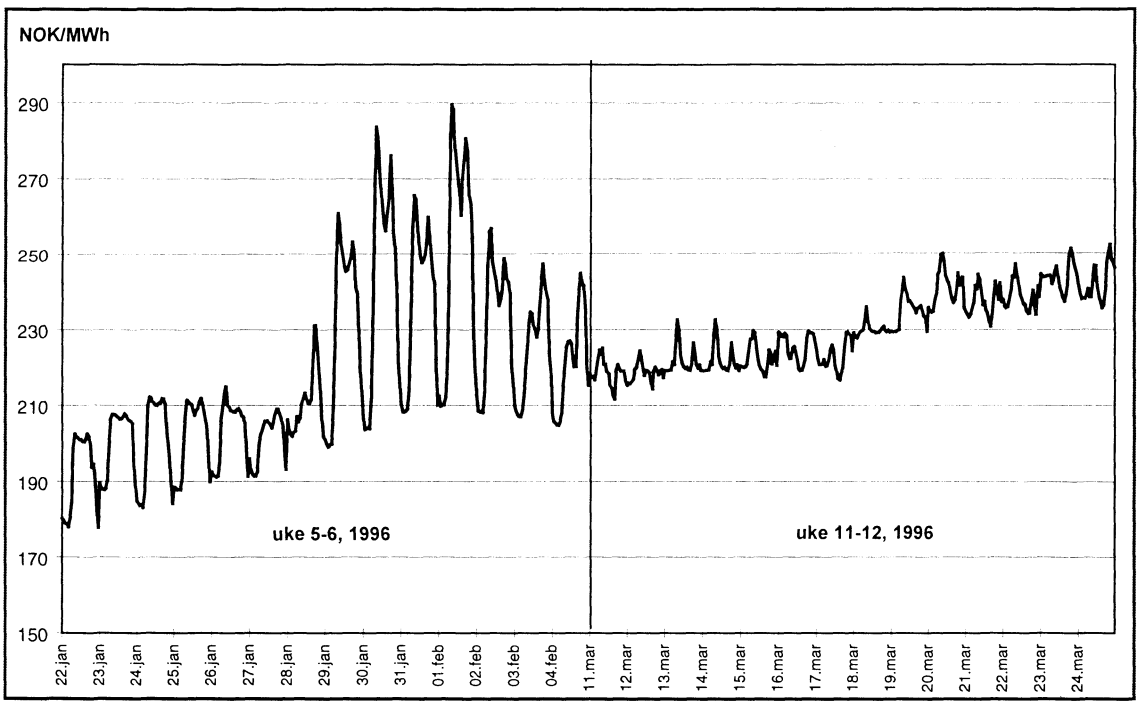
Det som bestemmer en vannkraftprodusents produksjonsplanlegging, er de forventninger en har til vannets verdi. På kort sikt innebærer dette at en må følge opp løpende prisvariasjoner i spotmarkedet fra time til time og dag til dag. På mellomlang og lengre sikt reflekterer prisene i kontraktsmarkedet (uke-/sesong-/års-/flerårskontrakter etc.) vannets forventningsverdi.

Det brukeren direkte kan påvirke, er den løpende energimengden i form av økt/redusert produksjon eller forbruk. I den grad en vannkraftprodusent skal være villig til å gjøre det for den kortsiktige tilpasningen, må variasjonene i energileddet være **større** enn og bevege seg i

---

[1] En vanlig definisjon på fleksibelt forbruk er at sluttbrukere på kort varsel har praktisk mulighet til å kunne skifte mellom el og olje (eller annen energibærer) til oppvarmingsformål eller til prosessformål.

motsatt retning av de prisvariasjoner en ser i døgnmarkedet. I praksis innebærer dette (slik dagens marginaltapsprosenter ser ut i Norge) at en i noen tilfeller vil søke å flytte produksjon fra dag til natt for å spare kostnader.

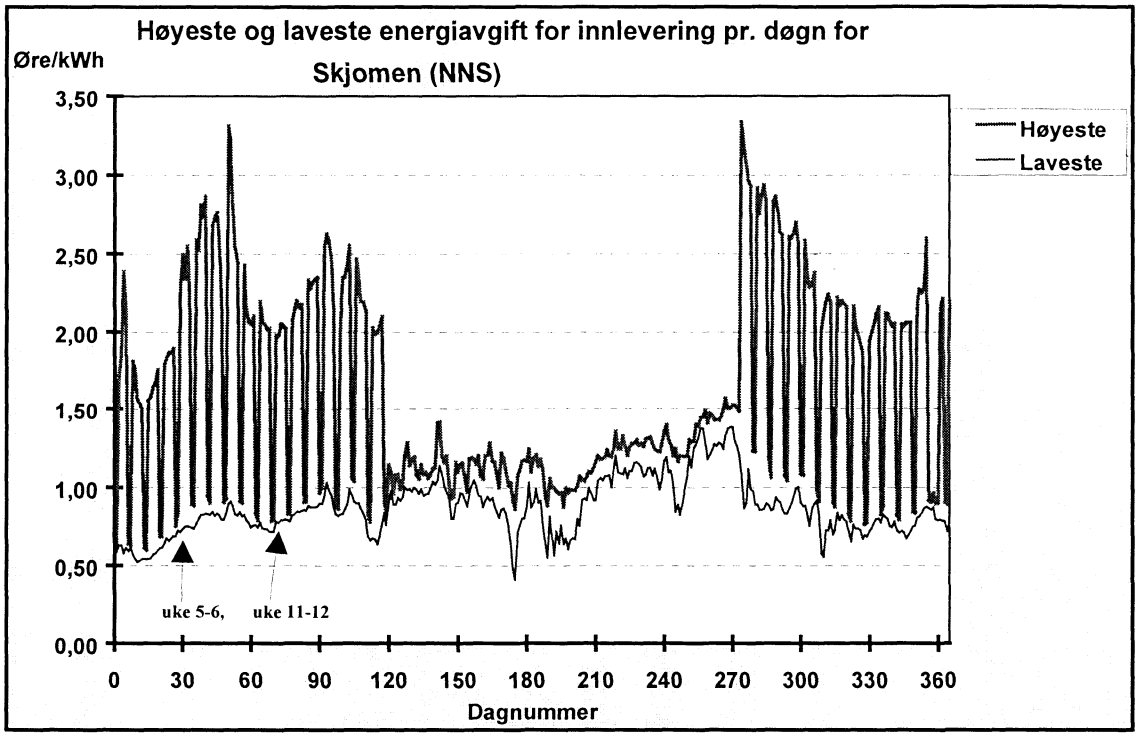


Figur 2.1. Prissvingninger uke 5-6 og 11-12 1996, døgnmarkedets systempris, timesoppløsning. I januar var det store og systematiske døgnvariasjoner, i mars relativt små og usystematiske.

Figur 2.1 viser, som et eksempel, prisbevegelsene i døgnmarkedet (systemprisen) for to korte perioder i 1996. Figur 2.2 viser høyeste og laveste energiavgift for innlevering i 1996 (med dagens marginaltapsprosenter) for punktet Skjomen i tariffområde Nord-Norge Syd.

Etter etableringen av et felles norsk-svensk marked har det i lange perioder vært en systematisk døgnvariasjon med høyere kraftpriser om dagen enn om natten (særlig i høylast-perioder og "tørre" perioder som i 1996) slik at dette overstyrer de kostnadssignaler som ligger i marginaltapet. Dette henger hovedsakelig sammen med den termiske produksjons innvirkning på prisdannelsen i spotmarkedet. Når det samtidig knytter seg usikkerhet til hvordan prisforløpet vil bli, er dette trolig en hovedårsak til at norske vannkraftprodusenter gjennomgående hevder at de ikke legger vekt på marginaltapet i disponeringen av sine produksjonsressurser.

Ser en derimot på uke 11-12 i mars 1996, var prisvariasjonene på døgnbasis svært små og uten noen systematikk. I denne perioden var kostnadsvariasjonene knyttet til marginaltapet større enn tilsvarende prisvariasjoner i døgnmarkedet. I denne perioden skulle det derfor være noe å tjene på å "flytte" produksjon innenfor døgnets 24 timer.

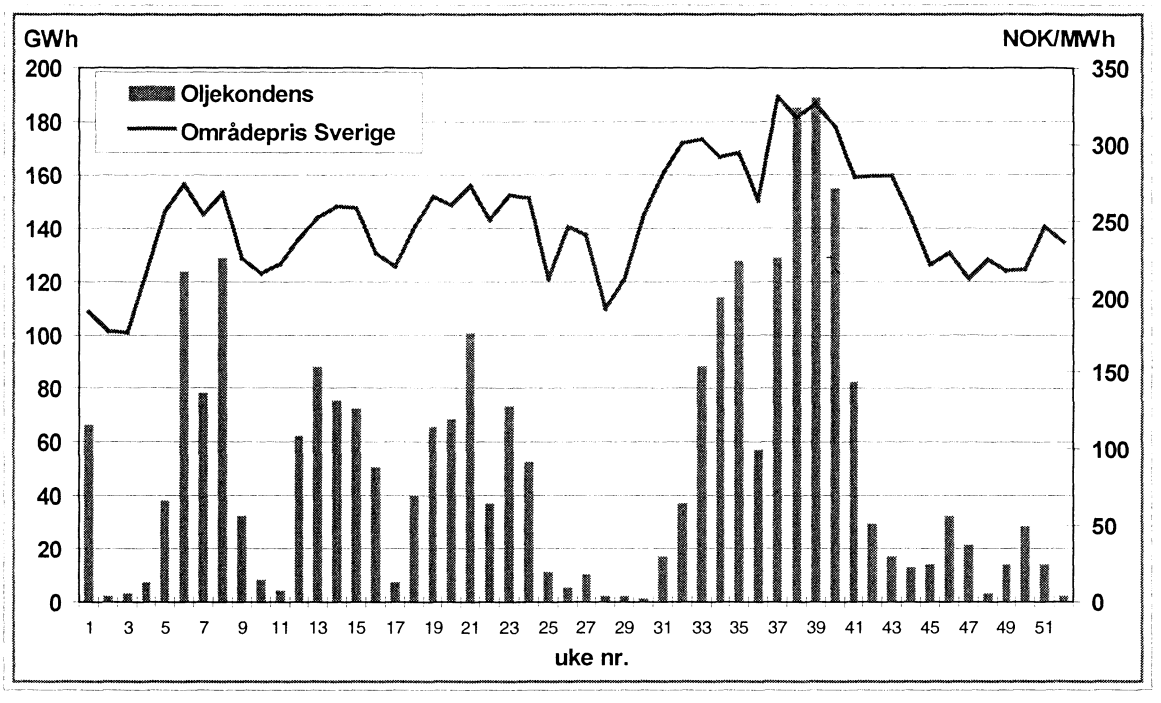


Figur 2.2. Kostnadsvariasjoner knyttet til energileddet - innlevering - for punktet Skjomen i 1996.

Vurderingene ovenfor tar utgangspunkt i dagens områdevise marginaltapsprosenter i det norske systemet. Endrete beregningsprinsipper vil kunne gi et vesentlig mer nyansert bilde av hvilke incentiver marginaltapet vil gi produsentene. Foreløpige beregninger viser også at forskjellene i marginale tap blir betydelig større ved punktvise marginaltapsberegninger (se kapittel 4).

Det som her er påpekt vedrørende incentivene til norske vannkraftprodusenter, vil ofte ha en motsatt virkning for forbrukere (industri/energiverk) med fleksibelt forbruk avhengig av hvilke marginale tapsprosenter de ser. En industribedrift med høyere uttaksprosenter om dagen enn om natten og som kan flytte forbruk fra dag til natt, vil velge å gjøre det med det prisforløp som var i januar 1996, både fordi spotprisene var høye på dagtid og fordi brukeren så høyere marginale tapskostnader da enn om natten.

En termisk produsent vil forholde seg til de marginale tapskostnader på samme måte som en forbruker. Det er de totale kostnader som marginaltapet representerer som betyr noe. Marginaltapet blir derfor et viktig element i beregningen av den marginale produksjons-kostnaden for det enkelte produksjonsanlegg. Den marginale produksjonskostnaden som skal inneholde alle variable kostnadselementer, reflekterer derfor direkte verdien av marginaltapet. For en termisk produsent er den korrekte budpris i spotmarkedet den marginale produksjons-kostnaden forutsatt at en ikke utøver aktiv markedsmakt, har tilstrekkelig brensel på lager og at det ellers ikke er andre forhold som kan overstyre ens mulighet til produsere. Enhver budpris som ikke gjenspeiler den marginale produksjonskostnaden, innebærer da at en ikke maksimerer sin fortjeneste, kfr. for øvrig det som er sagt innledningsvis i dette kapitlet.



Figur 2.3. Produsert mengde fra oljekondensanlegg i Sverige og tilhørende områdepris uke for uke i 1996.

En kan også observere en klar sammenheng mellom produsert mengde og prisen i markedet for termisk produksjon. Dette må tas som en bekreftelse på at termiske produsenter planlegger sin produksjon ut fra sine marginale kostnader. Figur 2.3 viser sammenhengen mellom produksjon fra oljekondensanlegg i Sverige i 1996 og svensk områdepris i Nord Pools døgnmarked (figuren viser gjennomsnittlig produksjon og pris pr. uke. En illustrasjon hvor en tar utgangspunkt i timesdata, ville trolig gjort dette bildet enda tydeligere). Tilsvarende virkninger var det for svenske kullkondensanlegg. Tradisjonelt produseres det ikke mye fra disse anleggene - noe som henger sammen med det relativt sett lave prisnivået vi har hatt de senere år. Men med det tørrår som kom i 1996 og høyt prisnivå, ble disse produksjons-anleggene i vesentlig større grad enn tidligere tatt i bruk. Særlig var svensk oljekondens-produksjon bestemmende for det prisbilde som etter hvert dannet seg i markedet (det samme gjelder dansk kullkondensproduksjon). For annen termisk produksjon som ikke har samme fleksibilitet (døgnbasis og over året), er det ikke mulig å observere tilsvarende sammenhenger. Eksempelvis går produksjon av mottrykkskraft uavhengig av det løpende prisnivået i spotmarkedet. Her er elutnyttelsen mer å regne som et spill.

Når en da vet at de svenske olje- og kullkondensanleggene ligger sør i Sverige og gjennom-gående ser negative marginale tapsprosenter slik at de løpende blir kreditert fra -1 til -2,5 øre/kWh, bør dette også ha redusert deres marginale kostnader tilsvarende. Som et tanke-eksperiment kan en da tenke seg hvordan prisbildet hadde vært dersom disse anleggene i stedet hadde blitt belastet de samme tapsprosenter, men med motsatt fortegn. Det er i så fall ikke urimelig å tro at prisene i spotmarkedet tidvis kunne vært 3-4 øre høyere enn det de faktisk ble. I så fall skulle det være hevet over tvil at marginale tapskostnader har en direkte innvirkning på prisnivået i markedet som på sin side påvirker prisnivået i kontraktsmarkedet (det sistnevnte er det som hovedsakelig er bestemmende for vannkraftprodusentenes vann-verdivurderinger). Med et betydelig innslag av termisk kraft i det norske kraftmarkedet indirekte sett - et forhold som vil øke med de DC-kabler som kommer på plass de nærmeste år - vil termisk kraft ha en stadig sterkere betydning for prisvariasjonene innenfor et døgn og

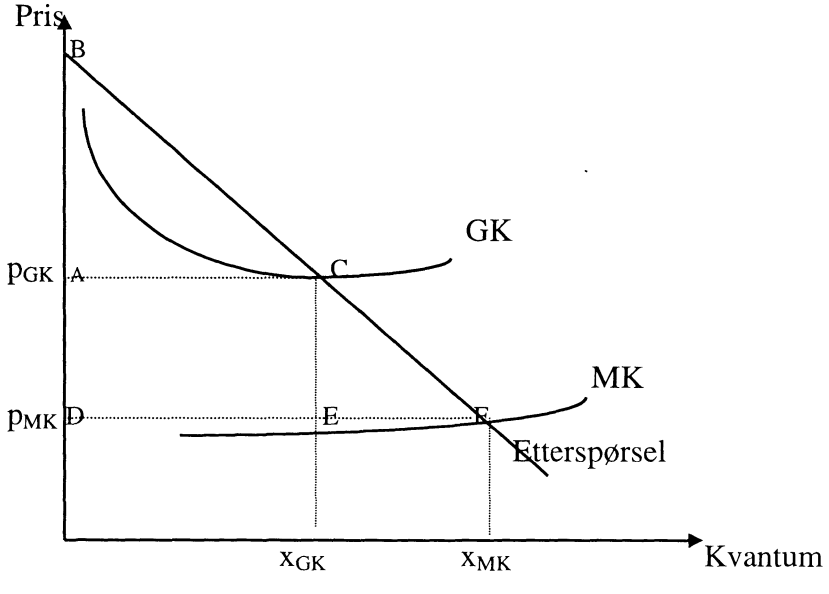
prisnivået mellom sesonger avhengig av tilsigsvariasjoner. Dette er med og underbygge betydningen av å benytte et marginaltapsprinsipp.

I tillegg til innvendingene om at marginale tap ikke gir tilstrekkelige signaler blir det påstått at marginale tap avhenger av så mange interagerende variable at det blir problematisk å beregne marginaltap med stor nok grad av nøyaktighet. Bl.a. avhenger nivået på tapsmarginalene direkte av nettets lastflyt som igjen påvirkes av produksjon, eksport/import, forbruk og nett-konfigurasjon. Videre avhenger produksjon av spotpris/brenselpris, magasinsituasjon, tilsig mv., mens forbruk avhenger av spotpris/brenselpris, temperatur mv. Sammenhengene er illustrert i avsnitt 4.2.

De mange parametre man må ta hensyn til gjør det komplisert å legge en realistisk lastflyt til grunn i marginaltapsberegningene. Beregningenes nøyaktighet er derfor kritisk avhengig av hvilke forutsetninger som blir lagt til grunn. I prosjektarbeidet har vi derfor vurdert nøye det modellapparat som skal velges. Vi redegjør nærmere om de ulike vurderinger knyttet til last-situasjon m.v. i kapittel 4.

2.3 Kort om alternativer til marginale tap

Ved kategorisering av tariffmetode med tanke på effektivitet er det naturlig å trekke et skille mellom såkalte førstbeste og nestbeste tariffer. Vi skal ikke her gi en inngående drøfting av de ulike varianter, men vil betegne punktvis marginaltapsberegning (marginalkostnadsprising) som førstbeste tariffering. Imidlertid må fordelen med mer nøyaktige tapsmarginaler vurderes mot forventede kostnader forbundet med beregning/utsending av marginaltapstariffene og avregning i forhold til innmating/uttak i hvert punkt. Dersom disse kostnadene skulle vise seg å bli for store er det naturlig å flytte fokus over på nestbeste tariffer. Et eksempel på dette er å dele alle kostnadene, inkludert faste kostander, jevnt over alle brukere. Ved slik prissetting vil alle brukere bli avkrevd den samme kWh-pris for å bruke nettet, uavhengig av deres lokalisering. Figuren nedenfor gir et enkelt bilde av hvordan tilpasningen kan se ut ved hhv. marginalkostnadsprising og ved pris lik gjennomsnittskostnader.



På grunn av høye faste kostnader vil gjennomsnittskostnadskurven (GK) være fallende og alltid ligge over marginalkostnadskurven (MK). Vi ser fra figuren at pris lik marginalkostnad,

p_{MK}, gir et etterspurt kvantum lik x_{MK}, og pris lik gjennomsnittskostnad, p_{GK}, et kvantum x_{GK}. Ved å velge p_{GK} fremfor p_{MK} vil konsumentoverskuddet (arealtet under etterspørselskurven og over prislinjen) reduseres fra DBF til ABC. Dette er ensbetydende med at vi får et velferdstap eller samfunnsøkonomisk tap, her representert ved arealet CEF. Pris basert på gjennomsnittskostnader gir en høyere pris og et lavere omsatt kvantum enn marginalkostnadsprising.

2.4 Punktvise versus områdevise marginale tap

En viktig begrunnelse for innføringen av dagens ordning med beregning av områdevise marginaltap i sentralnettet, var at de administrative kostnader skulle begrenses mest mulig ved at antallet områder holdes på et lavt, men forsvarlig nivå. Her opereres det med energiledd gitt som produktet av utvekslet energi time for time, systempris time for time og marginale taps-prosenter for uttak/innlevering i aktuelt tariffområde (Sør-NorgeVest, Sør-Norge Øst, Midt-Norge, Nord-Norge Syd, Nord-Norge Nord eller Utland) for gitt tidsavsnitt (høylast dag, høylast natt, lettlast). Denne tariffstrukturen bygger også på marginalkostnadsprinsippet, men uten å avdekke kostnadene i det enkelte punkt. I stedet har man valgt en rekke produksjons- og forbrukstyngdepunkter for beregning av tapsmarginalene for de forskjellige geografiske områder. Tyngdepunktene velges av Statnett utfra en vurdering av hovedtrekk ved kraft-systemets årlige effekt- og energitransport, nærmere bestemt utfra en vurdering av hvilke verk som er med på effektregulering og energiporduksjon, og utvalgte uttakspunkter på forskjellige tider av året.

Statnetts valg av tyngdepunkter i de enkelte områder vil ha avgjørende betydning for nivået på marginaltapstariffen. Videre vil bestemmelsen av områdegrensene kunne bety mye. I tillegg er det til dels store variasjoner i marginaltap innenfor hvert enkelt område.

Etter at punkttariffene ble innført skulle i prinsippet prisen for uttak og innmating i ett område ha samme absoluttverdi, men motsatt fortegn (resiprositet)[2]. Imidlertid medfører den valgte inndelingen med kun seks områder at det er forskjellige marginaltapsprosenter. Innmating og uttak foregår ikke i samme punkt, men kan foregå i punkter som befinner seg langt fra hverandre geografisk.

2.5 Oppsummering

Punktvise tapsmarginaler, følger de grunnleggende økonomiske prinsipper for effektiv ressurallokering. Ved å prise overføringtjenestene etter marginalkostnad vil brukerne av nettet gis viktige signaler om hva det til enhver tid koster å overføre kraft.

Større forskjeller i marginaltap over tid vil kunne påvirke kraftprodusenter og spesielt større uttakskunders valg av lokalisering. Dersom kundene er relativt indifferente med hensyn til hvor i landet/overføringsnettet bedriften plasseres, er det åpenbart at nivået på marginale tap vil være av betydning.

Forbrukere med fleksibelt forbruk samt termiske produsenter må forholde seg til den faktiske økonomiske verdi marginaltapet representerer. Marginaltapet vil ha en direkte innvirkning på termiske produsenters tilpasning fordi marginaltapet utgjør en andel av den marginale produksjonskostnaden for det enkelte anlegg. Den marginale produksjonskostnaden er

---

[2] Resiprositetsteoremet sier at *på marginen* fører en kWh mer i nettet til like stor tapsøkning som en kWh mindre i nettet fører til tapsreduksjon.

"budprisen" i spotmarkedet for termiske produsenter. Dermed har marginaltapet en løpende innvirkning på prisnivået i spotmarkedet og derved også kontraktsmarkedet.

For norske vannkraftprodusenter har marginaltapet i praksis en begrenset direkte verdi som styringssignal for kortsiktig tilpasning. I en del tilfeller der kostnadsvariasjonene knyttet til marginaltapet i løpet av et døgn er større enn prisvariasjonene i spotmarkedet, gir imidlertid marginaltapet et signal om å tilpasse produsert mengde slik at en produserer mest på det tidspunkt en forventningsmessig økonomisk sett kommer gunstigst ut. For tilpasning på mellomlang og lang sikt har marginaltapet også betydning for vannkraftprodusenter fordi marginaltapet påvirker termiske produsenters tilpasning og derved også prisnivået i markedet.

3. Prosedyrer for å beregne punktvise marginale tap.

I dette kapittelet beskrives to prosedyrer/metoder for å beregne punktbaserte marginaltap i nettet. Den ene er utviklet av Statnett SF og Svenska Kraftnät (heretter omtalt Statnetts prosedyre), og den andre er utviklet av Energiforsyningens Forskningsinstitutt (EFI). Vi nøyer oss med å gi en beskrivelse av de to metodene og vil ikke her foreta noen helhetlig vurdering av de to metodenes positive og negative sider. Det vil dessuten fremgå at uavhengig av om man benytter EFIs eller Statnetts tilnærmingsmåte vil de resulterende marginaltapsprosenter for hvert enkelt punkt i nettet være tilnærmet like.

Marginale tap skal reflektere systembelastningen i nettet. Med "systembelastningen" menes endringen i nettap som en aktør påfører hele nettsystemet ved endret uttak eller innmating.

I en gitt lastsituasjon finnes det kun en marginaltapsprosent mellom to vilkårlige punkter i nettet, og følgelig er marginalene mellom to vilkårlige punkt i nettet konstant så lenge belastningen ikke endres. Dersom belastningen i et punkt endres, vil tapsmarginalene mellom alle punkt i systemet endres. Tapene mellom alle punktene i nettet for en gitt lastsituasjon er gitt av fysiske lover og kan enkelt beregnes. Følgelig vil også tapsmarginalene kunne beregnes (de beregnede tapsmarginalene mellom punktene vil heretter bli kalt "punkt-til-punkt-marginalene").

Å beregne tapsmarginalene mellom alle punktene i nettet er ikke ensbetydende med å beregne innmatings- og uttaksmarginalene i et punkt. Dette kan illustreres med følgende eksempel. Man kan tenke seg et nett med tre innmatingspunkter og et uttakspunkt. Dersom uttaket øker, vil innmatingen i et eller flere innmatingspunkter måtte øke. For å beregne uttaksmarginalen i punktet, må man derfor gjøre forutsetninger om hvilke av innmatingspunktene som vil øke innmatingen for å dekke det økte uttaket, og hvor mye hvert av innmatingspunktene vil øke innmatingen med.

En indikasjon på om punkttariffene er riktige er om disse samsvarer med fysiske forhold (dvs. punkt-til-punkt-marginalene).

For å beregne tapsmarginalene *i* hvert punkt på bakgrunn av punkt-til-punkt-marginalene *mellom* hvert punkt, kan man enten benytte EFIs eller Statnetts prosedyre.

3.1 Statnetts prosedyre

Utgangspunktet for beregning av marginale tap er en gitt lastsituasjon. Det er viktig å skille mellom det å definere en lastsituasjon og hvordan man beregner de marginale tapsprosenter. Resultatet av de konkrete marginaltapsberegninger er kritisk avhengig av hvilken lastsituasjon som velges.

I beregningen av de marginale tapene er det forutsatt at alle generatorer samlet dekker en økning i uttaket i en node (utvekslingspunkt), og tilsvarende at økt innlevering i en node motsvares av økt uttak i alle uttaksnoder. Alt uttak øker med samme prosentsats som følge av økt innmating i et punkt, og all innmating øker med samme prosentsats som følge av økt uttak i et punkt. Utover å definere en initiell lastsituasjon, gjør man ingen tilleggsantakelser om hvem som faktisk vil regulere opp eller ned i en gitt situasjon. Når man har definert en lastsituasjon, har man også tatt hensyn til opp- eller nedregulering, og følgelig er regulerings-objektene implisitt definert i den predefinerte lastsituasjonen. Dersom man gjør nye antakelser om opp- eller nedregulering vil man automatisk definere en ny lastsituasjon med nye tilhørende marginaltapsprosenter.

For å beregne marginaltapsprosentene i hvert punkt, beregnes først et sett med det som kalles "tapsfaktorer" (se neste avsnitt). Med bakgrunn i disse tapsfaktorene, beregner man de marginale tapsprosentene. Begrunnelsen for å ikke bruke tapsfaktorene direkte, er at en slik beregning av energileddet gir en tariff som i sum overstiger de marginale kostnadene som aktørene påfører systemet.

I den konkrete beregningen av tapsfaktorene vil nodene/punktene bli definert som enten netto innmatingsnoder eller netto uttaksnoder. I tillegg vil økt uttak motsvares av at innmatingen i alle innmatingsnoder øker med samme prosentsats. Tilsvarende vil økt innmating motsvares av økt uttak i alle uttaksnoder. I den konkrete beregningen vil ikke økt innmating motsvares av redusert innmating i andre noder, og økt uttak i en node vil ikke motsvares av redusert uttak i andre noder.

Tapsfaktorene beregnes for både uttak og innmating i alle noder. Tapsfaktorene for innmating i hver node er gitt ved forholdet mellom *økt tap i systemet som følge av økt innlevering i noden:*

$$\rho_{ai} = \frac{\Delta P_{tapi}}{\Delta P_i}$$

$\rho_{ai} =$: tapsfaktor for innleveringsnode a

ΔP_{tapi} : økt tap i hele systemet

$\Delta P_i =$: økt innlevering i aktuell innlveringsnode

Tapsfaktorene for uttak beregnes på tilsvarende måte.

Tapsfaktorene for uttak og innmating blir midlet for å gi marginal tapsprosent for innmating og uttak. Dette vil si at

$$\text{marginal tapsprosent for innmating} = \frac{\text{tapsfaktor for innmating i noden} - \text{tapsfaktor for uttak i noden}}{2}$$

og

$$\text{marginal tapsprosent for uttak} = \frac{\text{tapsfaktor for uttak i noden} - \text{tapsfaktor for innmating i noden}}{2}$$

En ser at de marginale tapsprosentene for innmating og uttak i samme punkt vil med dette ha samme absoluttverdi og motsatt fortegn.

Statnett har også presentert en annen metode for å beregne tapsmarginalene. Tapsfaktorene multipliseres da med en gitt faktor som velges administrativt ut fra en ønsket målsetting med energileddet i tariffen. Ved bruk av denne metoden vil ikke summen av innmatings- og uttaksmarginalene mellom to vilkårlige punkt i nettet bli lik beregnede tapsmarginaler mellom disse nodene. Dette er nærmere beskrevet i appendix A.1.

3.2 EFIs prosedyre

Når man følger EFIs prosedyre, maksimerer man samfunnsøkonomisk overskudd gitt at lastfordelingen er optimal[3]. EFIs maksimeringsproblem vil bli satt opp som et likningssett. Detaljert beskrivelse av EFIs prosedyre er ikke gjort i detalj her, men er bl.a. beskrevet i EFI-rapport AN.97.11.07. Løsningen av dette likningssettet er et sett med totalpriser i hvert punkt som er summen av kraftprisen og energileddet i overføringstariffen. I hvert punkt er det forskjellige totalpriser for innmating og uttak.

For å skille mellom kraftprisen og energileddet i overføringstariffen, velger EFI et referansepunkt i nettet. Hvor dette referansepunktet settes er i utgangspunktet ikke av betydning. De relative prisforholdene mellom innmatings- og uttakspriser i hvert punkt i systemet vil ikke endre seg uansett hvilket referansepunkt som velges. I EFIs modell vil kraftprisen være lik for alle tilknyttede aktører[4]. Uansett nivået på denne kraftprisen vil den prisforskjellen mellom punktene, som gir seg utslag i punktvis ulike energiledd i overføringstariffen, være lik. Hvor referansepunktet settes vil derfor ikke ha noen realøkonomisk betydning for aktørene ettersom kraftprisen vil endres tilsvarende. Aktørene ser den samme totalpris for "sitt" knutepunkt uavhengig av hvor referansepunktet er.

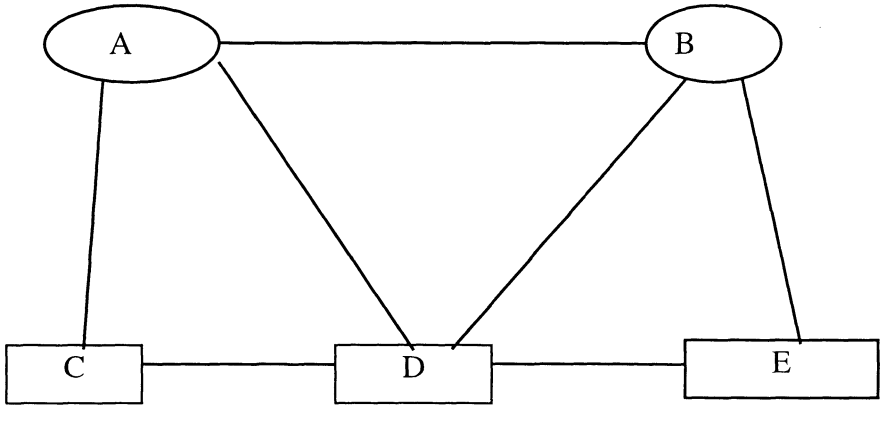
3.3 Sammenlikning av de to prosedyrene.

I dette kapittelet skal vi vise at de to fremgangsmåtene vil gi tilnærmet likt resultat når forutsetningene er like. For å vise dette skal vi benytte henholdsvis EFIs og Statnetts måte for å beregne marginaltap i et testnett.

Det er ingen faglig uenighet mellom EFI og Statnett når det gjelder beregning av punkt-til-punktmarginalene ettersom de er gitt av fysiske lover.

Den vesentlige faktoren for de resulterende marginale tapene i begge prosedyrene er hvilke lastforutsetninger som ligger til grunn. Uansett hvordan man velger å beregne marginaltapene i hvert enkelt punkt, vil de samme problemene vedrørende valg av lastforutsetninger være tilstede. Nedenfor følger et enkelt regneeksempel.

Utgangspunktet for sammenlikningen er følgende testnett



Nodene A og B er innmatingsnoder og nodene C, D og E er uttaksnoder.

---

[3] Når man i praksis skal bestemme optimal lastfordeling, vil maksimeringsproblemet løses iterativt.

[4] Dette forutsetter fravær av flaskehalser slik at det kun er et prisområde. Imidlertid kan EFIs prosedyre også benyttes dersom det er flaskehalser i nettet. Det eneste som skjer er at likningssystemet blir mer komplekst.

Tabell 3.1 nedenfor viser tapsmarginalene mellom nodene i testnettet. Tapsmarginalene mellom nodene er beregnet med PSS/E[5].

Tapsmarginalene mellom nodene i testnettet er forutsatt å være:

		Ut noder				
		A^u	B^u	C^u	D^u	E^u
Inn noder	MW	1	1	800	1000	1200
A^i	1500	0%	-0,1525%	8,6215%	8,715%	10,123%
B^i	1635	0,1525%	0%	8,8405%	8,953%	10,32%
C^i	1	-8,6215%	-8,8405%	0%	0,0945%	1,484%
D^i	1	-8,715%	-8,953%	-0,0945%	0%	1,29%
E^i	1	-10,123%	-10,32%	-1,484%	-1,29%	0%

Tabell 3.1

Toppskrift u indikerer at det foregår uttak i noden, og toppskrift i indikerer innmating. I innmatingsnodene A og B er det lagt til et fiktivt uttak på 1 MW, og i uttaksnodene C, D og E er det lagt til et fiktivt uttak på 1 MW. Dette er gjort fordi man skal kunne beregne innmatingstariffer i netto uttakspunkt og uttakstariffer i netto innmatingspunkt.

Resultater ved bruk av Statnetts prosedyre.

De beregnede tapsfaktorene er gitt i tabell 3.2:

	A	B	C	D	E
Inn (%)	8,725	8,931	0,726	0,555	-0,938
Ut (%)	0,124	-0,124	9,052	9,219	10,719

Tabell 3.2

Tapsmarginal for innmating i node B er beregnet ved:

$$\text{Innmatingsmarginal}=\frac{\text{tapsfaktor innmating}-\text{tapsfaktor uttak}}{2}=\frac{8{,}931\%-(-0{,}124\%)}{2}=4{,}53\%$$

Tilsvarende er uttakstariffen i node B beregnet ved:

$$\text{Uttaksmarginal}=\frac{\text{tapsfaktor uttak}-\text{tapsfaktor innmating}}{2}=\frac{-0{,}124\%-8{,}931\%}{2}=-4{,}53\%$$

Tariffene for henholdsvis uttak og innmating i de resterende nodene er beregnet på samme måte.

[5] PSS/E beregner tapsmarginalene mellom nodene på bakgrunn av fysiske lover, men PSSE beregner ikke tapsmarginalene i hver enkelt node.

De resulterende tapsmarginalene er således gitt i tabell 3.3.

	A	B	C	D	E
Inn (%)	4,3%	4,53%	-4,16%	-4,33%	-5,83%
Ut (%)	-4,3%	-4,53%	4,16%	4,33%	5,83%

Tabell 3.3

En indikasjon på om tariffene er riktige, er om det er overensstemmelse mellom de beregnede punkt-til-punkt-marginalene og tariffene (det vil si at det for alle punkter, skal være overensstemmelse mellom *de beregnede punkt-til-punkt-marginalene mellom to punkter* og *summen av innmatingstariffen i det ene punktet og uttakstariffen i det andre punktet*). Beregninger viste at det er stor grad av samsvar mellom tariffene og de beregnede punkt-til-punkt-marginalene når marginaltapsleddene er beregnet som ovenfor. Statnett har også en annen prosedyre for beregning av punktbaserte marginale tap der tapsfaktorene multipliseres med en administrativt fastsatt konstant (som er mindre enn 1), og dersom denne prosedyren benyttes er det ikke samsvar mellom tariffene og beregnede marginale tap i nettet. Dette er vist og kommentert nærmere i appendix A.1.

Resultater ved bruk av EFIs prosedyre.

Det relative prisforholdet mellom de ulike nodene finnes ved å ta utgangspunkt i punkt-til-punkt marginalene. Det eneste kravet som stilles er at summen av innmatings og uttakstariffene i to punkter er lik de beregnede punkt-til-punkt-marginalene. Dette er beskrevet nærmere i EFI-rapport AN.97.11.36. I tabellen nedenfor er totalprisen i punkt A satt lik 0[6].

A	B	C	D	E
0%	-0,1525%	8,6215%	8,715%	10,123%

Tabell 3.4

Man må således sette prisen i "referansepunktet". Den totale prisen i referansepunktet, dersom referansepunktet settes i nettets tyngdepunkt, er gitt som et veiet gjennomsnitt av prisene i nodene[7].

$$\frac{\sum_i (\text{totalpris}_i \cdot \text{utveksling}_i)}{\text{total utveksling}}$$

som her vil bli:

$$X = \frac{(0\% \cdot 1500 - 0{,}1525\% \cdot 1635 + 8{,}6215\% \cdot 800 + 8{,}715\% \cdot 1000 + 10{,}123\% \cdot 1200)}{6135} = 4{,}48\%$$

Energileddet i overføringstariffen i ethvert punkt er gitt ved forholdet mellom absoluttprisen i referansepunktet og absoluttprisen i det aktuelle punktet. I referansepunktet vil energileddet i overføringstariffene være lik 0.

---

[6] Det vesentlige er prisforholdet mellom nodene. At prisen i A er satt lik 0 er tilfeldig. Man får samme resulterende tapsmarginaler ved å sette totalprisen i til et hvilket som helst annet tall så lenge prisforholdet mellom nodene ikke endres.

[7] Utvekslet energi er gitt i tabell 3.1.

Innmatingstariffen i et gitt punkt er forskjellen mellom relativ pris i det aktuelle punktet og referansepunktet. Det vil si:

A	B	C	D	E
4,48%-0%= 4,48 %	4,48%-(-0,1525%)= 4,63 %	4,48%-8,6215%= -4,14 %	4,48%-8,715%= -4,23 %	4,48%-10,123%= -5,64 %

Uttaksmarginalene beregnes på tilsvarende måte.

Uttaks- og innmatingstariffene er:

	A	B	C	D	E
Innmatingsmarginaler	4,48 %	4,63 %	-4,14 %	-4,23 %	-5,64 %
Uttaksmarginaler	-4,48%	-4,63%	4,14%	4,23%	5,64%

Det er stor grad av overensstemmelse mellom de beregnede punkt-til-punktmarginalene og summen av innmatingstariffen i det ene punktet og uttakstariffen i det andre punktet.

3.4 Oppsummering

Hvis man sammenlikner resultatene av Statnetts og EFIs prosedyrer, ser man at disse prosedyrene i praksis vil gi tilnærmet like marginaler. Tabellen nedenfor viser forskjellen i innmatingstariffene ved bruk av henholdsvis EFIs prosedyre og prosedyren som er utviklet av den norsk-svenske tariffgruppen:

	A	B	C	D	E
EFIs prosedyre	4,48 %	4,63 %	-4,14 %	-4,23 %	-5,64 %
Den norsk-svenske tariffgruppens prosedyre	4,30 %	4,53 %	-4,16 %	-4,33 %	-5,83 %
Forskjell - målt i absoluttverdi	0,18 %	0,10 %	0,02 %	0,10 %	0,19 %

Både EFIs og Statnetts prosedyrer (der tapsmarginalene for henholdsvis uttak og innmating i et punkt har samme absoluttverdi, men motsatt fortegn) gir samsvar mellom tariffer og beregnede marginaltap mellom punktene.

4. Lastsituasjoner og tidsdifferensiering.

Marginale tap i nettet er påvirket av lastflyt og lastnivå. I dette kapittelet er faktorer som påvirker lastflyten og lastnivået nærmere beskrevet. Dersom lastflyten prognoseres slik at man får et rimelig samsvar mellom prognosert og realisert lastflyt, vil dette medføre at de beregnede marginale tapene er relativt like de realiserte marginale tapene i nettet. Variasjoner i faktorer som påvirker marginale tap vil kunne medføre at de beregnede marginale tapene avviker fra de realiserte.

I vurderingene i dette kapittelet er det ikke hensyntatt at punktbaserte marginaltapsledd skal implementeres i regionalnettene.

Når netteiere skal gjøre konkrete beregninger av punktvise marginale tap i nettet, bør en i prinsippet legge til grunn ressursene i hele nettsystemet. I praksis vil dette si at når marginaltapene i sentralnettet skal beregnes, skal alle ressursene i det norsk-svenske systemet legges til grunn. Ettersom grensetariffene mellom de to landene er fjernet, har man i praksis et felles system. Endring i uttak eller innmating i en node i systemet, vil gi utslag på tapsmarginalene i hele systemet. Dersom man ikke ser på det norske og svenske systemet under et, vil vi derfor få marginaltap som ikke reflekterer den faktiske systemmessige belastningen.

Dersom det norsk-svenske kraftmarkedet utvides til å også omfatte andre land enn Norge og Sverige, bør følgelig disse lands nett tas med i marginaltapsberegningene.

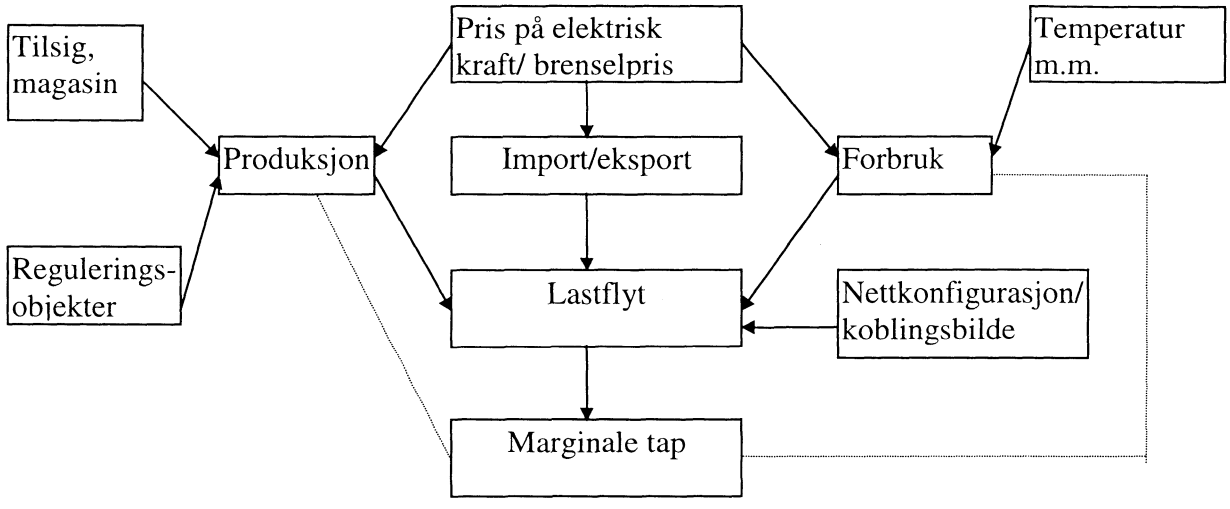
En konsekvens av denne tankegangen, er at også ressurser som er knyttet til andre nett enn sentralnettet, bør tas med i beregningen av marginaltapsprosentene. For Norges del vil dette si at ressurser som er knyttet til regional- og distribusjonsnettene ideelt sett også bør danne grunnlag for beregning av tapsmarginalene.

4.2 Nærmere om hvorledes ulike variable påvirker marginale tap

I kausaldiagrammet på neste side er det beskrevet hvilke faktorer som kan tenkes å påvirke de marginale tapene.

Vi har primært konsertert diskusjonen omkring hvilke variable som påvirker og påvirkes av produksjon, uttak og import/eksport.

Nettkonfigurasjonen (her: hvordan nettet er bygget) vil påvirke marginale tap. På kort sikt kan ikke dette endres, slik at konfigurasjonen i denne sammenheng kan sees som en eksogen variabel med hensyn til aktørenes løpende uttak og innmating.



Produksjon.

Prisen på elektrisk kraft og brenselprisen påvirker kraftprodusentene, og videre vil produsentenes tilpasninger påvirke prisen på elektrisk kraft. Forventninger om prisendringer vil påvirke en vannkraftprodusents disponering av vannet. Termiske kraftprodusenter vil derimot produsere så lenge de marginale kostnadene ikke er høyere enn prisen på elektrisk kraft.

Forventet tilsig og magasininnhold påvirker en vannkraftprodusents muligheter til å produsere. På kort og mellomlang sikt er magasinkapasiteten gitt. Magasinfyllingen er avhengig av tidligere disponeringer av vannet og tilsiget. Tilsiget er dernest avhengig av nedbør (regn og snø) og temperatur som kan oppfattes som eksogent gitt. Energiinnholdet i magasinene og forventninger om tilsiget er variable som påvirker forventningene om fremtidig prisutvikling og som igjen påvirker kraftselskapenes disponeringer av vannet.

Kraftselskaper med flere og store magasiner har visse frihetsgrader med hensyn til hvilke kraftstasjoner som skal produsere. I høylastsituasjoner vil det kunne være færre frihetsgrader enn i lavlastsituasjoner. Informasjonen om hvordan kraftselskapenes strategiske disponeringer av vannet påvirker tapsmarginalene er begrenset og mulighetene for å predikere dette deretter.

Det er ikke tilstrekkelig kun å se på magasinsituasjoner og forventet tilsig når man skal prognosere fremtidig prisutvikling og følgelig vannkraftprodusenters disponering av vannet. Det er samtidig viktig å se på hva slags kontrakter de har og markedets forventninger om fremtidig prisutvikling.

En foreløpig konklusjon er at tilsig og magasinforhold er viktig mht. en vannkraftprodusents muligheter for å produsere, og at dette igjen vil påvirke lastflyten og følgelig marginale tap. Neste spørsmål blir *hvor* store variasjonene i estimerte marginale tap som følge av tilsiget kan være.

Ved ethvert tidspunkt vil lastsituasjonen avhenge av hvilke kraftverk som produserer. Derfor vil valg av reguleringsobjekter påvirke lastsituasjonen og da igjen de marginale tapene.

I kapittel 3 ble prosedyren for beregning av marginale tap som er utviklet av den norsk-svenske tariffgruppen beskrevet. På kort sikt er det mer kostnadskrevende å regulere kjernekraften og annen termisk produksjon enn vannkraften. Selv om det er mer kostnadskrevende å regulere kjernekraften sammenliknet med vannkraften, betyr det ikke at

man ikke skal ta hensyn til kjernekraft ved beregning av marginale tap. Selv om reguleringskostnadene er ulike, skal all vannkraft og termisk kraft ansees som likeverdige med hensyn til beregning av tapsmarginalene. Ved å gjøre dette får man riktige punkt-til-punkt marginaler.

Årsaken til at alle reguleringsobjekter skal ansees som likeverdige finnes i måten Statnett beregner punktmarginalene på og er av "beregningsteknisk karakter". Statnett etablerer først en lastsituasjon, dernest beregner de tapsmarginalene ut fra denne lastsituasjonen. Det er viktig å være klar over at lastsituasjonene før og etter en opp- eller nedregulering av et eller flere kraftverk er to forskjellige lastsituasjoner med tilhørende tapsmarginaler. Når Statnett har definert en lastsituasjon, har de implisitt hensyntatt opp- og nedregulering.

Uttak

Uttak av elektrisk kraft er påvirket av elkraftpris (inklusive overføringsprisen) og pris på alternative energikilder. Etterspørselen etter ulike energibærere vil også kunne påvirke de relative prisforholdene mellom dem slik at påvirkningen er gjensidig.

Ettersom en stor andel av oppvarmingen er basert på elektrisitet, er samlet etterspørsel etter elkraft avhengig av temperaturen. Temperaturen påvirker etterspørselen og har således innvirkning på det totale lastnivået. I tillegg påvirkes tilbudssiden gjennom tilsig og fravær av tilsig. Følgelig påvirkes marginale tap i nettet indirekte av temperaturen og det er rimelig å forvente høyere marginale tap om vinteren enn om sommeren ettersom lastnivået er ulikt i disse periodene. Beregninger utført av Statnett har vist at så er tilfelle. Videre vil temperaturvariasjoner mellom landsdelene kunne påvirke marginale tap i nettet da dette kan medføre endringer i lastflyten.

Eksport/import

Eksport-/importsituasjonen er påvirket av prisnivået på elkraft og brensel, den påvirker lastflyten og følgelig også tapsmarginalene. Man kan tenke seg slike situasjoner for f.eks. "høylast, dag", der importen og eksporten varierer. Selv om uttaket i disse tenkte lastsituasjonene er likt, vil produksjonssituasjonene og følgelig også lastflyten være ulik.

Ved import vil kraftoverskuddet i typiske "overskuddsområder" reduseres sammenliknet med en situasjon med nullutveksling. Områder som i utgangspunktet kunne ha vært overskudds-områder kan da bli underskuddsområder. Dette vil medføre at uttaksmarginalene vil øke og innmatingsmarginalene reduseres sammenliknet med en situasjon med nullutveksling.

Tilsvarende vil kraftoverskuddet øke ved eksport. Dette vil trekke i retning av økte taps-marginaler for innmating og reduserte tapsmarginaler for uttak.

Beregninger utført av Statnett viste at tapsmarginalene i hvert enkelt punkt i stor grad er avhengig av den aktuelle eksport/import- situasjonen. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 5.3.

4.2 Samsvar mellom prognosert og realisert lastflyt.

Tapsmarginalene er et resultat av lastflyten i nettet på et hvert tidspunkt. Lastflyten er igjen et resultat av aktørenes tilpasning i markedet og nettkonfigurasjonen. Fastsetting av marginale tapsprosenter i en periode forutsetter implisitt en lastprognose for den aktuelle perioden.

Før 1998 var det vanlig praksis at tapsmarginalene på alle nettnivå ble fastsatt på forhånd for hvert kalenderår. Beregningen av tapsmarginalene skjedde vanligvis sent på høsten, og disse marginalene ble benyttet i tariffene i hele det påfølgende året. Som grunnlag for beregningen av tapsprosentene i sentralnettet ble det lagt til grunn til dels ekstreme lastsituasjoner for de

tre periodene vinter dag, vinter natt, og lettlast. Nærmere bestemt ble det lagt til grunn lastsituasjoner som resulterte i tapsmarginaler som ble høye om vinteren og lave på sommeren.

Den faktiske lastsituasjonen gjennom tariffåret kan avvike vesentlig fra den som er lagt til grunn for beregningene. Det er derfor viktig å søke tiltak som kan gi bedre samsvar mellom forutsatt og realisert lastflyt.

For å få et bedre samsvar mellom prognosert og realisert lastflyt er det viktig å utnytte all tilgjengelig informasjon samtidig med at en beregner og endrer tapsmarginalene flere ganger i løpet av et kalenderår. Marginalene beregnes hyppigere, og avstanden mellom prognoseperiode og virkningstidspunkt reduseres.

Endringer i magasinsituasjonen gjennom en periode er viktig mht. lastflytendringer og avhenger er av magasinfylling ved start av perioden og tilsig gjennom perioden fratrukket produksjonen. Tilsig gjennom perioden vil igjen avhenge av nedbør, snømagasiner og temperatur. Man har kunnskap om snømagasiner, men det er vanskelig å prognosere temperatur og nedbør. En forutsetning for en god prognose er sannsynligvis at prognose-perioden er rimelig kort. Dersom prognoseperioden er kort nok, kan lastbildet ved inngangen til perioden være en god prognose for lastflyten i perioden. Dersom man har spesiell fakta-kunnskap, f.eks. kunnskap om revisjoner av ledninger eller kraftverk, bør man korrigere for dette.

Informasjonen om hvordan usikkerheten varierer med lengden på tariffperioden er begrenset. Ideelt sett bør man ha kontinuerlige beregninger av lastsituasjonen (time for time), men det kan likevel være grunn til å anta at usikkerheten reduseres ved å beregne tapsmarginalene 2 eller 3 ganger i året; f.eks. i oktober/november og mai/juni. Usikkerheten i beregningene vil reduseres ytterligere ved å beregne marginaltapene en gang pr. måned. Ved å beregne marginaltapsprosentene hver måned, vil man kunne benytte lastflyten ved begynnelsen av hver måned som prognose for lastflyten i den kommende måneden selv om det i enkelte måneder (f.eks. mai) vil kunne være problematiske.

4.3 Foreløpige konklusjoner.

Tapsmarginalene bør beregnes slik at marginalene for henholdsvis uttak og innmating i hvert punkt har samme absoluttverdi, men motsatt fortegn. Ved å ikke gjøre dette, risikerer man at det ikke er samsvar mellom beregnede tapsmarginaler mellom hvert punkt og summen av uttaks- og innmatingstariff mellom de samme punktene. Dette ble nærmere beskrevet i kapittel 3.

Ved beregning av tapsmarginalene bør all tilgjengelig informasjon ved beregningstidspunktet benyttes.

Videre bør tapsmarginalene beregnes oftere enn en gang i året, og tidsrommet mellom beregningstidspunkt og det tidsrom tariffene gjelder for bør være kort. Hvor ofte tapsmarginalene skal beregnes og endres, er en avveining mellom kostnadene ved økt antall beregninger og gevinsten ved økt presisjon. Det er vanskelig å anslå nøyaktig hvor ofte man bør gjennomføre nye marginaltapsberegninger, men dersom kostnadene knyttet til beregning og utsendelse er små, bør en gjøre dette ofte.

5. Konsekvenser for aktørene.

Dette kapittelet gir en kort oversikt over enkelte økonomiske konsekvenser (dvs. fordelingsvirkninger) punktbaserte energiledd kan ha for aktørene. Detaljer vedrørende resultatene etc. er presentert i appendix. Konsekvensanalysen er foretatt med bakgrunn i beregninger for marginaltap i sentralnettet som Statnett SF har foretatt for NVE.

5.1 Lastforutsetninger

Statnett har gjort beregninger av punktvise marginale tap i sentralnettet for lastsituasjonene: "høylast dag", "høylast natt/helg" og "lavlast". Den konkrete lastflyten for alle tre lastsituasjonene er beskrevet i figurer i appendix.

For "høylast dag" er det forutsatt et uttak på 18000 MW i Norge, og total utveksling med utlandet er omtrent lik 0. Under "høylast natt/helg" er produksjonen i Norge lavere enn uttaket, med uttak på 15000 MW og produksjon på drøye 13000 MW. Samlet er Sør-Norge et underskuddsområde i motsetning til "høylast dag" der det ble forutsatt at landsdelen var i "kraftmessig balanse". Under "høylast natt/helg" importeres det 900 MW fra Jylland og drøye 900 MW fra Sverige. I "lettlast" er uttaket i Norge omlag 11000 MW. Sør-Norge er et underskuddsområde. 250 MW importeres fra Jylland, og snaue 750 MW flyter fra Sverige og inn i Sør-Norge.

Uttaksnivåene i de ulike lastsituasjonene kan sies å være "typiske" for de ulike lastsituasjonene. Videre vil det være typisk at det importeres kraft i "høylast natt/helg" og "lavlast". Normalt vil det eksporteres kraft i "høylast dag", men her er det valgt nullutveksling. Dette er valgt for å lettere kunne sammenlikne en situasjon med nullutveksling med situasjoner med henholdsvis høy eksport og høy import.

Det er også gjort beregninger for lastsituasjoner med henholdsvis høy eksport og høy import for å belyse disse forholdenes innvirkning på tapsmarginalene og for å kunne danne et bilde av de potensielle variasjonsmulighetene. For å kunne vurdere virkningene av eksport og import, er det "konstruert" to lastsituasjoner med henholdsvis høy import og høy eksport. Utgangspunktet for lastsituasjonene som skal beskrive disse situasjonene er den samme lastsituasjonen som ovenfor er blitt omtalt som "høylast dag". Lastsituasjonene er blitt "konstruert" ved at det antas at uttaket i Norge holdes konstant, det vil si 18000 MW, mens vannkraftproduksjonen (i Norge og Sverige) økes/reduseres proporsjonalt[8]. I importsituasjonen forutsettes det at det importeres 900 MW fra Jylland og 2000 MW fra Sverige. Produksjonen i Norge er dermed skalert ned med tilsammen 2900 MW med en lik prosentsats for all produksjon. I eksportsituasjonen forutsettes det at det eksporteres 900 MW til Jylland og 2500 MW til Sverige. Produksjonen i Norge er følgelig skalert opp med tilsammen 3400 MW med en lik prosentsats for all produksjon.

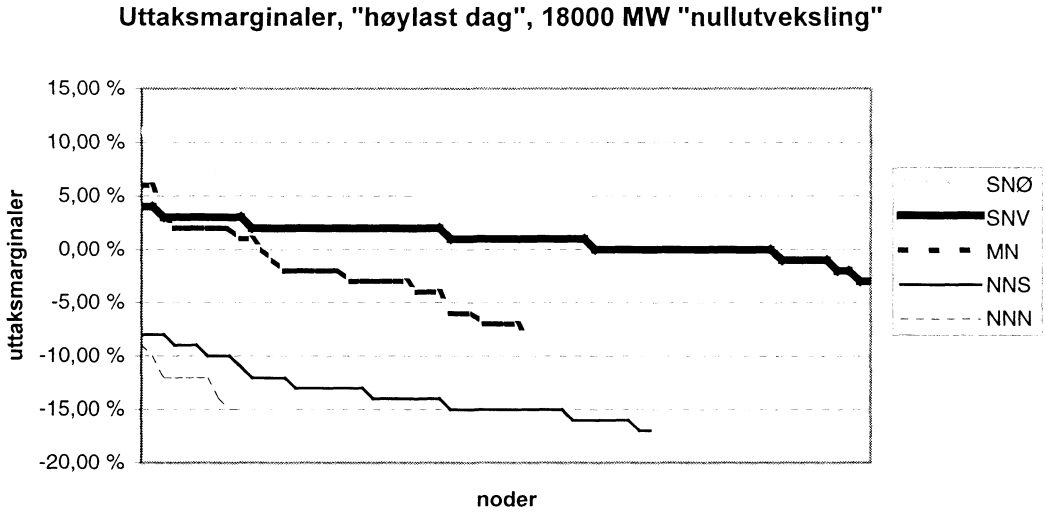
---

[8] Et alternativ "importsituasjon" er at lasten mellom Sverige og Skjælland / Tyskland endres (dvs. at import til Norge dekkes gjennom økt produksjon i Tyskland og/eller Skjælland og at denne kraften transporteres via Sverige). Dette er ikke diskutert her.

5.2 Resultater fra beregninger med utgangspunkt i prognoser for 1997.

I beregningene er Norge og Sverige sett på som et samlet system med felles ressurser. Videre har tapsmarginalene for henholdsvis innmating og uttak i hvert punkt samme tallverdi, men motsatt fortegn.

I figuren nedenfor er tapsmarginalene for "høylast dag" vist for hvert område; Sør-Norge Øst (SNØ), Sør-Norge Vest (SNV), Midt-Norge (MN), Nord-Norge Sør (NNS) og Nord-Norge Nord (NNN). Dette er de samme områdene som benyttes i sentralnettet p.r. i dag for inndeling i tariffområder. I figurene er tapsmarginalene innen hvert område sortert i fallende rekkefølge slik at den høyeste tapsmarginalen i hvert område er plassert lengst til venstre i diagrammet.



Man ser at uttaksmarginalene i hvert område varierer. Uttaksmarginalene i Sør-Norge Øst er høyere enn i Sør-Norge Vest. Uttaksmarginalene i Sør-Norge Vest er høyere enn i Midt-Norge. Uttaksmarginalene i Midt-Norge er høyere enn i Nord-Norge. Det er ingen forskjell med hensyn til de gjennomsnittlige innmatingsmarginalene for henholdsvis Nord-Norge Sør og Nord-Norge Nord. Innmatingsmarginalene for hvert punkt har samme absoluttverdi, men motsatt fortegn. For lastsituasjonene "høylast natt/helg" og "lettlast" er bildet tilsvarende. Dette er vist i appendix.

Nedenfor følger en tabell som beskriver uttaksmarginalene (konsentrasjon og spredning) for de ulike områdene i de ulike lastsituasjonene (innmatingsmarginalene har samme absoluttverdi, men motsatt fortegn).

		Høylast, dag	Høylast, natt/helg	Lettlast
SNØ	Gjennomsnitt	4,63 %	5,05 %	3,52 %
	Maksimal	11,00 %	10,00 %	6,00 %
	Minimal	-2,00 %	0,00 %	0,00 %
	Stdev	2,89 %	2,21 %	1,51 %
SNV	Gjennomsnitt	0,99 %	2,12 %	2,13 %
	Maksimal	4,00 %	7,00 %	6,00 %
	Minimal	-3,00 %	-2,00 %	-1,00 %
	Stdev	1,53 %	2,23 %	1,24 %
MN	Gjennomsnitt	-1,92 %	3,03 %	1,19 %
	Maksimal	6,00 %	10,00 %	5,00 %
	Minimal	-9,00 %	-3,00 %	-3,00 %
	Stdev	3,73 %	3,71 %	2,19 %
NN	Gjennomsnitt	-13,11 %	-6,23 %	-4,89 %
	Maksimal	-8,00 %	-2,00 %	1,00 %
	Minimal	-17,00 %	-9,00 %	-8,00 %
	Stdev	2,44 %	1,75 %	1,87 %

Man ser at i tillegg til at det er variasjoner innen hvert område og variasjoner mellom områdene, er det også variasjoner mellom de ulike lastsituasjonene. Et moment som er verdt å legge merke til er at uttaksmarginalene i "høylast natt/helg" er høyere enn uttaksmarginalene i "høylast dag". Tilsvarende er innmatingsmarginalene i "høylast natt/helg" lavere enn innmatingsmarginalene i "høylast dag". Dette kan forklares med at det i "høylast natt/helg" importeres kraft til Norge, mens det i "høylast dag" er nullutveksling. Den konkrete eksport- og importsituasjonen har stor innvirkning på tapsmarginalene. Dette presenteres grundigere i kapittel 5.3.

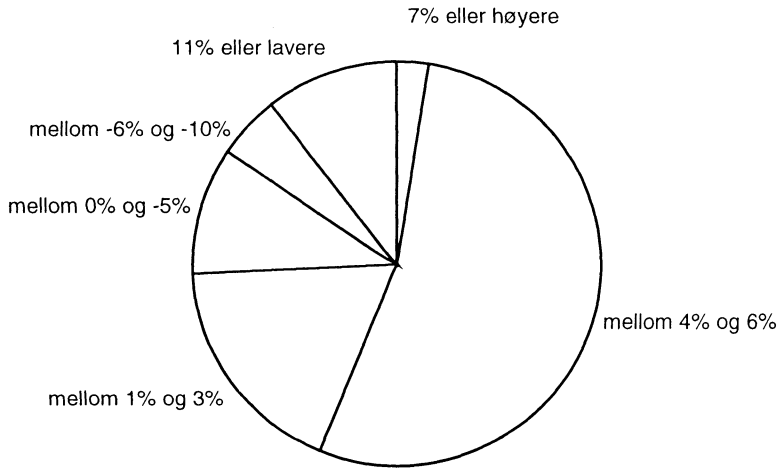
I oversikten så langt, er tapsmarginalene ikke vektet mht. uttaket og innmatingens størrelse. Det ventes følgende fordeling mht på innmating og uttak i "høylast dag" (dette bygger på Statnetts prognoser for 1997).

	SNØ	SNV	MN	NNS	NNN	Total
Uttak	50%[9]	26%	11%	11%	2%	100%
Innmating	10%	67%	7%	15%	1%	100%

Figurene nedenfor gir et bilde på hvor stor andel av uttaket og innmatingen som møter gitte tapsmarginaler. Det fremgår at i "høylast dag" har over halvparten av uttaket tapsmarginaler som er 4% eller høyere. Snaue 1/6 har tapsmarginaler som ligger på -6% eller lavere.

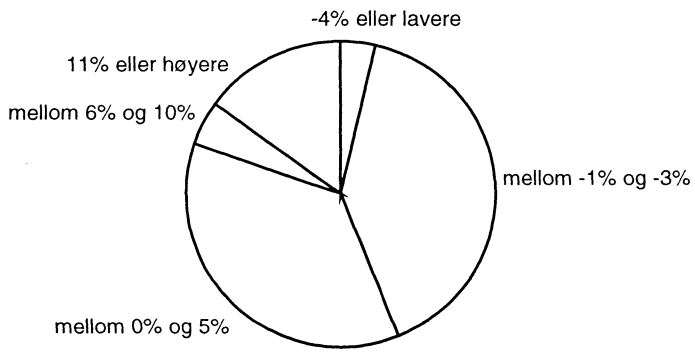
[9] Tabellen leses som følger; 50% av alt uttak foregår i Sør-Norge Øst.

Uttaksmarginaler i prosent av uttakets størrelse, "høylast dag"



Av figuren nedenfor ser man at om lag 2/5 av innmatingen har negative tapsmarginaler i "høylast dag". Over halvparten av innmatingen møter innmatingsmarginaler som er større eller lik 0 i "høylast dag".

Innmatingsmarginaler i prosent av innmatingens størrelse, "høylast dag"

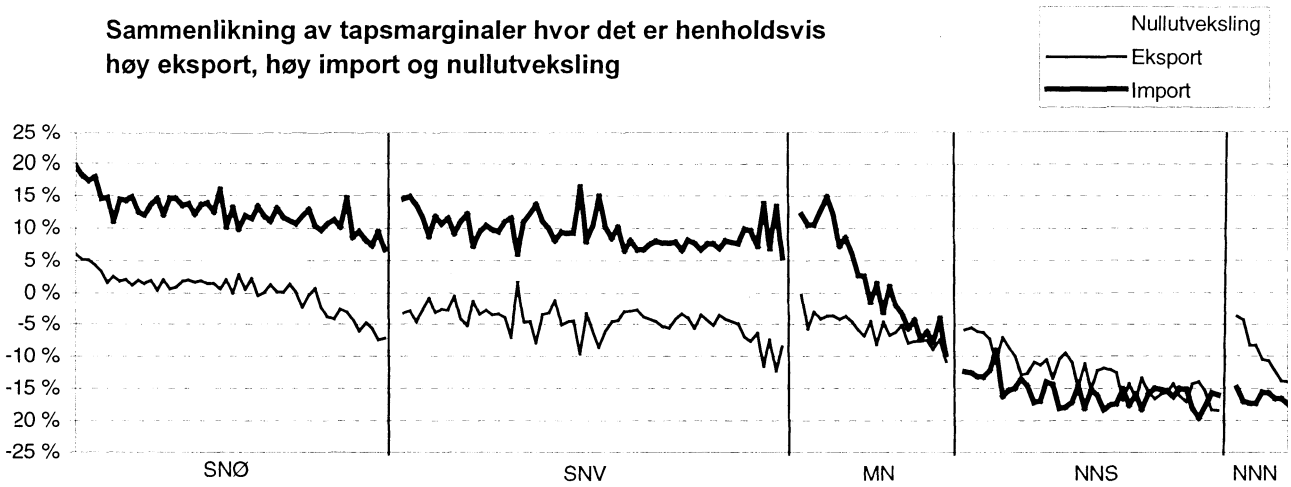


5.3 Hvordan høy import og høy eksport påvirker tapsmarginalene

Den aktuelle import- og eksport situasjonen forventes å påvirke lastsituasjonen og ha stor innvirkning på tapsmarginalene. For å belyse dette skal vi nedenfor sammenlikne en situasjon med nullutveksling med to situasjoner med henholdsvis stor eksport og import. Det er verd å merke seg at eksport og import er residuale størrelser som følger av bl.a. aktuell magasin-situasjon og tilsig, forventninger om vannverdi, pris på energi etc. Dette ble beskrevet tidligere. Hvordan lastsituasjonene er definert, er beskrevet i kapittel 5.1. Det er verdt å legge merke til at disse lastsituasjonene ikke primært skal avbilde faktiske eller typiske eksport-

eller importsituasjoner, men at de er valgt for å kunne gi et bilde på de potensielle variasjonsmulighetene.

Figuren nedenfor viser uttaksmarginalene for ulike varianter av "høylast dag" avhengig av eksport- og importforholdene.



Man ser at for store deler av Norge (dvs. Sør- og Midt-Norge) er uttaksmarginalene i en importsituasjon høyere enn i en situasjon med nullutveksling, som igjen gir høyere marginaler enn ved eksport. Dette er ikke tilfelle for uttak i Nord-Norge. I appendix er det vist tilsvarende figurer for hvert område og trendene er kommentert nærmere.

5.4 Uttak i "produksjonsnære distrikt".

Den 21. januar 1997 oversendte Olje- og energidepartementet Innst. S. nr. 69 (1996-97) til NVE. Innstillingen fra energi- og miljøkomiteen i Stortinget vedrørte forslag fra stortings-representantene Odd Roger Enoksen, Håkon Giil og Terje Riis-Johansen om at "punkttariff-systemet i kraftsektoren må endres slik at den reelle systembelastningen i overføringsnettet blir langt til grunn". I komiteens innstilling står det blant annet:

> *"Komiteen vil i den forbindelse vise til at en samlet komité i Innst. S. nr. 121 (1995-96) tok opp spørsmål knyttet til prising av transport av kraft i produksjonsnære distrikt."*

Komiteen tilrådde Stortinget å gjøre følgende vedtak:

> *"Dokument nr 8:48 (1995-96) - forslag fra stortingsrepresentantene Odd Roger Enoksen, Håkon Giil og Terje Riis-Johansen om at punkttariffsystemet i kraftsektoren må endres slik at den reelle systembelastningen i overføringsnettet blir lagt til grunn - oversendes Regjeringen med anmodning om at de forhold/forslag som er tatt opp blir en del av revisjonsarbeidet som er igangsatt bl.a. i NVE."*

Av ovennevnte grunn ønsker vi å vurdere uttaksmarginalene i "produksjonsnære distrikt". Vi ønsker å sammenlikne uttaksmarginalene i "produksjonsnære distrikt" med uttaksmarginalene i distrikt som ikke er "produksjonsnære".

"Produksjonsnære distrikt" er et begrep som kan ha flere aspekter. Før det er mulig å undersøke hva et system med punktbaserte energiledd medfører for "produksjonsnære

distrikt" må vi belyse disse aspektene, samt gi "produksjonsnære distrikt" en operasjonell definisjon.

Vi vil her gi en foreløpig behandling av denne problemstillingen. Den anses ikke å være tilstrekkelig i forhold til intensjonen i Stortingets ønsker, men kan illustrere noen av utfordringene som problemstillingen reiser og gi momenter til videre arbeid.

For det første er den geografiske avstanden mellom uttakspunkter og innmatingspunkter et aspekt ved begrepet "produksjonsnærhet". Det vil si at uttakspunkter som ligger innenfor en bestemt radius fra et innmatingspunkt kan defineres som "produksjonsnære". Denne definisjonen har svakheter. Denne tar ikke hensyn til forholdet mellom innmating og uttak. Uttak nær en kraftstasjon vil i dette tilfellet bli definert som "produksjonsnært" selv om kraftstasjonen ligger i et underskuddsområde (f.eks. rundt Oslo-området).

Det andre aspektet vedrørende "produksjonsnærhet" gjelder lokal eller regional grad av produksjonsoverskudd. Et punkt kan defineres som "produksjonsnært" dersom det bak et punkt mates mer kraft inn i nettet enn det tas ut eller dersom det i et område er produksjons-overskudd. Dette kan gjelde for en time (f.eks. topplasttimen eller en "typisk" time) eller for en periode. Ved å kun se på utvekslingen bak et punkt, tas det ikke hensyn til at det i under-skuddsområder kan være netto innmatingspunkt og i overskuddsområder kan være netto uttakspunkt. Videre vil valgte koblinger få stor betydning for den operasjonelle definisjonen av "produksjonsnærhet"[10]. Fordelen med å velge utvekslingen bak et punkt er at den er enkel å operasjonalisere. Ved å ta utgangspunkt i flere utvekslingspunkt, er den største utfordringen å sette grensene for ulike områder.

Felles for disse aspektene er at de tar et "lokalt utgangspunkt", og ikke nødvendigvis hensyntar nettet som et samlet system.

Det tredje aspektet hensyntar alternativkostnaden ved å ta ut eller mate inn kraften i et bestemt punkt i nettet i stedet for et annet punkt. I den grad det er rimeligere å ta ut kraften i et bestemt punkt enn i et bestemt annet punkt, er det punktet det er rimeligst å ta ut kraften mer "produksjonsnært" enn andre punkt. På kort sikt reflekteres dette i marginaltapene. Følgelig blir definisjonen av "produksjonsnærhet" utvekslingspunkt som har lave uttaksmarginaler. På noe lengre sikt må man også ta hensyn til kostnadene ved å bygge nye linjer eller forsterke eksisterende linjer[11].

Vi skal her primært konsentrere oss om hvorledes de "lokale aspektene" ved "produksjons-nærhet" samsvarer med marginaltapsberegningene[12]. Den operasjonelle definisjonen på "produksjonsnærhet" som er valgt er at et punkt defineres som produksjonsnært dersom det i henhold til Statnetts prognoser for 1997 mates inn mer kraft enn det tas ut i "høylast dag". Definisjonen er utelukkende valgt fordi den er enkel å operasjonalisere.

Figuren nedenfor viser uttaksmarginalene i "høylast dag" i en situasjon med nullutveksling for "produksjonsnære" og "ikke-produksjonsnære" punkt. Man ser at uttaksmarginalene i det som er definert som "produksjonsnære punkt" i Sør- og Nord-Norge er noe lavere enn

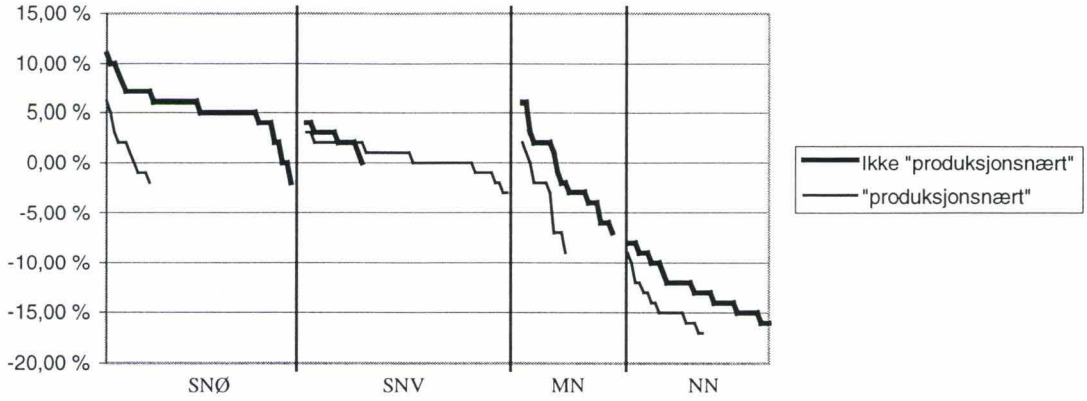
---

[10] Uttak og innmating kan være koblet til samme nettanelgg (f.eks. samme samleskinne). Alternativt kan uttak og innmating være koblet til ulike utvekslingspunkt i nettet, men hvor den geografiske avstanden mellom punktene er liten. I det første tilfellet vil uttaket bli definert som "produksjonsnært" mens i det andre tilfelle til uttaket ikke defineres som "produksjonsnært".

[11] Denne problemstillingen tas ikke opp i denne rapporten, men vil bli kommentert i det videre arbeidet med å evaluere tariffsystemet.

[12] Det tredje aspektet ved "produksjonsnærhet" ("alternativkostnadsaspektet") definerer "produksjonsnærhet" som uttakspunkt med lave tapsmarginaler. Ved å benytte denne definisjonen, vil vi få fullstendig samsvar mellom uttaksmarginalene og "produksjonsnærhet", da vi har bevist en definisjon...

uttaksmarginalene i andre punkt. Statistiske tester viste at i Midt-Norge var det ingen forskjell mellom gjennomsnittlige uttaksmarginaler i "produksjonsnære punkt" og punkt som ikke defineres som "produksjonsnære". Dette er kommentert nærmere i appendix. Av figuren ser man også at grad av "produksjonsnærhet" slik det er definert her kun forklarer en mindre del av de totale variasjonene i uttaksmarginalene.



6. Tilbakemelding fra Referansegruppen

Referansegruppen har i to møter med NVE hatt anledning til å fremlegge sine synspunkter mht. implementering av punktvise marginale tap i tarifferingen. Nedenfor gjengis de mest sentrale tilbakemeldinger:

- Det er viktig å se helheten i tarifferingen. NVE bør derfor utøve forsiktighet mht. å binde seg opp til noe før en har fått utredet hele tariffsystemet tilstrekkelig. Det advares derfor mot en for ensidig fokusering på marginale tap. Grunnen til dette er at innføring av punktbaserte marginale tap kan ha en fordelingsvirkning, mens endringer i andre deler av tarifferingssystemet kan ha andre fordelingsvirkninger.

  Derfor er det viktig å trekke inn effektleddet. Årsaken er at effektleddet gir investerings-signaler og at det av mange oppfattes som det viktigste leddet i tarifferingen ettersom nettet dimensjoneres etter kundenes effektuttak.

- Det å kreve å kreve at man har den fullstendige oversikt over alle mulige løsninger på tarifferingsspørsmål før en tar beslutninger relatert til enkeltedd i tariffen virker pretensiøst. Det kan ikke være vesentlig mer problematisk om man velger å gjøre beslutninger knyttet til de enkelte deler av tarifferingen.

- Det er grunn til å være skeptisk til marginale tap som signal til aktørene i nettsystemet. I tillegg må man finne ut hvilke signaler det er meningen at marginale tap skal ha. Marginale tap har relativt liten verdi for aktørene sammenliknet med en rekke andre faktorer, som for eksempel kraftprisen. Dersom marginale tap skal ha en verdi som styringssignal, må aktørene (både kraftprodusenter og sluttbrukere) få de korrekte signalene. I hvilken grad marginale tap gir investeringssignaler til aktørene er også usikkert.

- Marginale tap <u>vil</u> gi investerings- og lokaliseringssignaler til industrien.

- Marginale tap kan benyttes som kostnadsfordelingsprinsipp når nettkostnadene skal fordeles mellom aktørene. Dette er den beste anvendelsen av punktbaserte marginale tap da signalvirkningene av tapsleddet er små eller neglisjerbare.

- De store variasjonene i de marginale tapene gjør det umulig å til enhver tid få riktige tapsledd. NVE bør derfor ikke, i iveren etter å kunne benytte marginale tap som styringssignal, konstruere et tarifferingssystem som er av en slik art at energileddet i overføringstariffene overstyrer kraftprisen når det ikke er økonomisk grunnlag for det. Det er viktig at marginale tapskostnader hensyntas, men det er ikke riktig å konstruere høyere marginaltapskostnader enn det er grunnlag for.

- Tapleddet bør ikke ha samme absoluttverdi og motsatt fortegn i punkter med både uttak og innmating. Inntektene fra energileddet blir redusert. Energileddet bør dekke to ganger faktiske tap. Beregninger foretatt av Statnett viser også at tapsleddet for uttak og innmating i samme punkt ikke har samme absoluttverdi og motsatt fortegn[13].

- I punkter med både uttak og innmating er det eneste logiske å ha symmetriske tapsmarginaler

- I større grad enn i dag bør man ha punktvise tapsmarginaler som gjenspeiler faktisk nettbelastning. Kraftprodusenter som har kraftverk med høy reguleringsevne er svingprodusenter, og dette er typisk for en rekke norske vannkraftprodusenter. Å være

[13] Rent konkret tenkes det her på en av Statnetts to metoder for beregning av marginale tap. Statnetts beregninger av "tapsfaktorene" viser ikke symmetri. Årsaken til dette er nærmere beskrevet i kapittel 3.

svingprodusent er inntektsbringende for norske kraftprodusenter, men det gir en betydelig belastningen på det norske nettsystemet.

- Det er viktigere med god dokumentasjon av antatt lastflyt og beregningsmetoden, enn at beregningene skjer hyppig.
- Beregningene bør kun gjennomføres når det ansees nødvendig og det må da klargjøres på forånd hvor store avvik fra den initielle lastsituasjonene som skal utløse nye beregninger.
- Punktbasert beregning av marginale tap og eventuelle krav om tids- og lastdifferensiering bør kun gjøres gjeldende i sentralnettet.
- Det bør i prinsippet innføres punktvise marginaltap på alle nettnivå, men man bør først innføre punktvise marginale tap i sentralnettet før det innføres på lavere nettnivå.

A. Appendix.

A.1 Nærmere om EFIs vs. Statnetts metode for beregning av punktbaserte marginale tap.

I kapittel 3.3 ble det foretatt en sammenlikning av henholdsvis EFIs og Statnetts prosedyrer for beregning av punktvise marginale tap. Der ble det hevdet at både EFIs og Statnetts prosedyrer (den av Statnetts prosedyrer som i hvert punkt gir tapsmarginaler som har samme absoluttverdi, men motsatt fortegn) gir samsvar mellom tariffene og de beregnede punkt-til-punkt-marginalene. Det ble også hevdet at Statnetts prosedyre der tapsmarginalene for henholdsvis uttak og innmating i et punkt ikke har samme absoluttverdi men motsatt fortegn, ikke gir slikt samsvar. Nedenfor følger tre tabeller som viser dette.

Tabellen nedenfor viser at det er samsvar mellom tariffene (når tariffene er beregnet ved hjelp av Statnetts prosedyre der uttaks- og innmatingsmarginalene i et punkt har samme absoluttverdi, men motsatt fortegn) og de beregnede punkt-til-punkt-marginalene.

	Beregnet	Innmating	Uttak	Etter tariff	Avvik
Ai til Au	0,00 %	4,30%	-4,30%	**0,00 %**	0,00 %
Ai til Bu	0,15 %	4,30%	-4,53%	**-0,23 %**	-0,38 %
Ai til Cu	8,62 %	4,30%	4,16%	**8,46 %**	-0,16 %
Ai til Du	8,72 %	4,30%	4,43%	**8,63 %**	-0,09 %
Ai til Eu	10,12 %	4,30%	5,83%	**10,13 %**	0,01 %
Bi til Au	0,15 %	4,53%	-4,30%	**0,23 %**	0,08 %
Bi til Bu	0,00 %	4,53%	-4,53%	**0,00 %**	0,00 %
Bi til Cu	8,84 %	4,53%	4,16%	**8,69 %**	-0,15 %
Bi til Du	8,95 %	4,53%	4,43%	**8,86 %**	-0,09 %
Bi til Eu	10,32 %	4,53%	5,83%	**10,36 %**	0,04 %
Ci til Au	-8,62 %	-4,16%	-4,30%	**-8,46 %**	0,16 %
Ci til Bu	-8,84 %	-4,16%	-4,53%	**-8,69 %**	0,15 %
Ci til Cu	0,00 %	-4,16%	4,16%	**0,00 %**	0,00 %
Ci til Du	0,09 %	-4,16%	4,43%	**0,17 %**	0,08 %
Ci til Eu	1,48 %	-4,16%	5,83%	**1,67 %**	0,19 %
Di til Au	-8,72 %	-4,33%	-4,30%	**-8,63 %**	0,09 %
Di til Bu	-8,95 %	-4,33%	-4,53%	**-8,86 %**	0,09 %
Di til Cu	0,09 %	-4,33%	4,16%	**-0,17 %**	-0,26 %
Di til Du	0,00 %	-4,33%	4,43%	**0,00 %**	0,00 %
Di til Eu	1,29 %	-4,33%	5,83%	**1,50 %**	0,21 %
Ei til Au	-10,12 %	-5,83%	-4,30%	**-10,13 %**	-0,01 %
Ei til Bu	-10,32 %	-5,83%	-4,53%	**-10,36 %**	-0,04 %
Ei til Cu	-1,48 %	-5,83%	4,16%	**-1,67 %**	-0,19 %
Ei til Du	-1,29 %	-5,83%	4,43%	**-1,50 %**	-0,21 %
Ei til Eu	0,00 %	-5,83%	5,83%	**0,00 %**	0,00 %

I tabellen ovenfor ser man at summen av innmatingstariffer i et hvilket som helst punkt og uttakstariffer i et hvilket som helst punkt ikke er svært forskjellig fra de beregnede punkt-til-punkt-marginalene.

I tabellen på neste side er det gjort samme eksersis når tariffene er beregnet med EFIs prosedyre.

	Beregnet	Innmating	Uttak	Etter tariff	Avvik
Ai til Au	0,00 %	4,48 %	-4,48 %	0,00 %	0,00 %
Ai til Bu	0,15 %	4,48 %	-4,63 %	-0,15 %	-0,30 %
Ai til Cu	8,62 %	4,48 %	4,14 %	8,62 %	0,00 %
Ai til Du	8,72 %	4,48 %	4,23 %	8,71 %	-0,01 %
Ai til Eu	10,12 %	4,48 %	5,64 %	10,12 %	0,00 %
Bi til Au	0,15 %	4,63 %	-4,48 %	0,15 %	0,00 %
Bi til Bu	0,00 %	4,63 %	-4,63 %	0,00 %	0,00 %
Bi til Cu	8,84 %	4,63 %	4,14 %	8,77 %	-0,07 %
Bi til Du	8,95 %	4,63 %	4,23 %	8,86 %	-0,09 %
Bi til Eu	10,32 %	4,63 %	5,64 %	10,27 %	-0,05 %
Ci til Au	-8,62 %	-4,14 %	-4,48 %	-8,62 %	0,00 %
Ci til Bu	-8,84 %	-4,14 %	-4,63 %	-8,77 %	0,07 %
Ci til Cu	0,00 %	-4,14 %	4,14 %	0,00 %	0,00 %
Ci til Du	0,09 %	-4,14 %	4,23 %	0,09 %	0,00 %
Ci til Eu	1,48 %	-4,14 %	5,64 %	1,50 %	0,02 %
Di til Au	-8,72 %	-4,23 %	-4,48 %	-8,71 %	0,01 %
Di til Bu	-8,95 %	-4,23 %	-4,63 %	-8,86 %	0,09 %
Di til Cu	0,09 %	-4,23 %	4,14 %	-0,09 %	-0,18 %
Di til Du	0,00 %	-4,23 %	4,23 %	0,00 %	0,00 %
Di til Eu	1,29 %	-4,23 %	5,64 %	1,41 %	0,12 %
Ei til Au	-10,12 %	-5,64 %	-4,48 %	-10,12 %	0,00 %
Ei til Bu	-10,32 %	-5,64 %	-4,63 %	-10,27 %	0,05 %
Ei til Cu	-1,48 %	-5,64 %	4,14 %	-1,50 %	-0,02 %
Ei til Du	-1,29 %	-5,64 %	4,23 %	-1,41 %	-0,12 %
Ei til Eu	0,00 %	-5,64 %	5,64 %	0,00 %	0,00 %

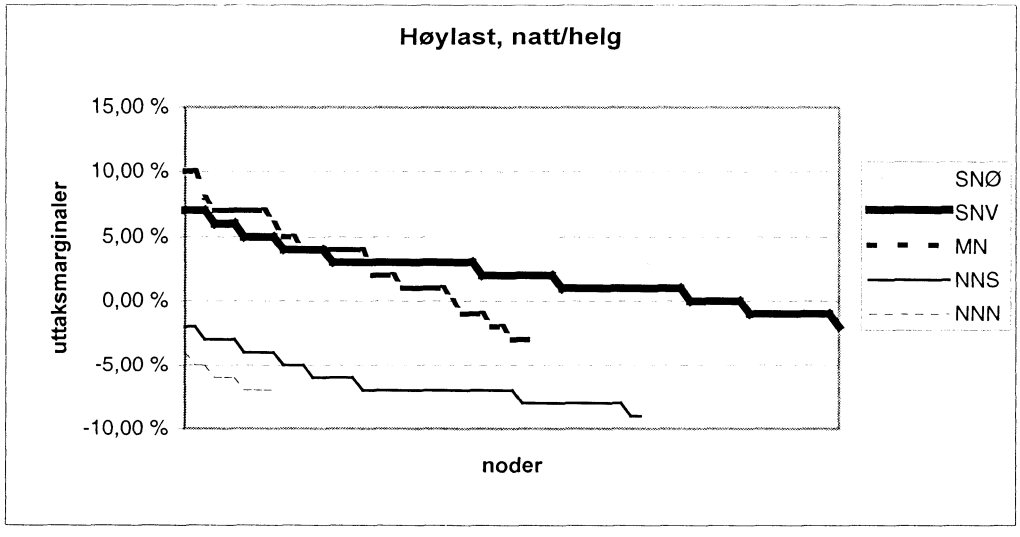
Tabellen nedenfor side viser samsvar mellom beregnede tapsmarginaler mellom nodene og summen av uttaks- og innmatingsmarginalene ved bruk av Statnetts "alternative metode" (det som har blitt referert som "metode 2"). k er her satt lik 0,65. Man ser en systematisk skjevhet mellom beregnede tapsmarginaler mellom nodene og summen av uttaks- og innmatingsmarginalene.

	Beregnet	Innmating	Uttak	Etter tariff	Avvik
Ai til Au	0,00 %	5,67 %	0,08 %	5,75 %	-5,75 %
Ai til Bu	0,15 %	5,67 %	-0,08 %	5,59 %	-5,44 %
Ai til Cu	8,62 %	5,67 %	5,88 %	11,56 %	-2,94 %
Ai til Du	8,72 %	5,67 %	5,99 %	11,66 %	-2,94 %
Ai til Eu	10,12 %	5,67 %	6,97 %	12,64 %	-2,52 %
Bi til Au	0,15 %	5,81 %	0,08 %	5,89 %	-5,74 %
Bi til Bu	0,00 %	5,81 %	-0,08 %	5,72 %	-5,72 %
Bi til Cu	8,84 %	5,81 %	5,88 %	11,69 %	-2,85 %
Bi til Du	8,95 %	5,81 %	5,99 %	11,80 %	-2,85 %
Bi til Eu	10,32 %	5,81 %	6,97 %	12,77 %	-2,45 %
Ci til Au	-8,62 %	0,47 %	0,08 %	0,55 %	-9,17 %
Ci til Bu	-8,84 %	0,47 %	-0,08 %	0,39 %	-9,23 %
Ci til Cu	0,00 %	0,47 %	5,88 %	6,36 %	-6,36 %
Ci til Du	0,09 %	0,47 %	5,99 %	6,46 %	-6,37 %
Ci til Eu	1,48 %	0,47 %	6,97 %	7,44 %	-5,96 %
Di til Au	-8,72 %	0,36 %	0,08 %	0,44 %	-9,16 %
Di til Bu	-8,95 %	0,36 %	-0,08 %	0,28 %	-9,23 %
Di til Cu	0,09 %	0,36 %	5,88 %	6,24 %	-6,15 %
Di til Du	0,00 %	0,36 %	5,99 %	6,35 %	-6,35 %
Di til Eu	1,29 %	0,36 %	6,97 %	7,33 %	-6,04 %
Ei til Au	-10,12 %	-0,61 %	0,08 %	-0,53 %	-9,59 %
Ei til Bu	-10,32 %	-0,61 %	-0,08 %	-0,69 %	-9,63 %
Ei til Cu	-1,48 %	-0,61 %	5,88 %	5,27 %	-6,75 %
Ei til Du	-1,29 %	-0,61 %	5,99 %	5,38 %	-6,67 %
Ei til Eu	0,00 %	-0,61 %	6,97 %	6,36 %	-6,36 %

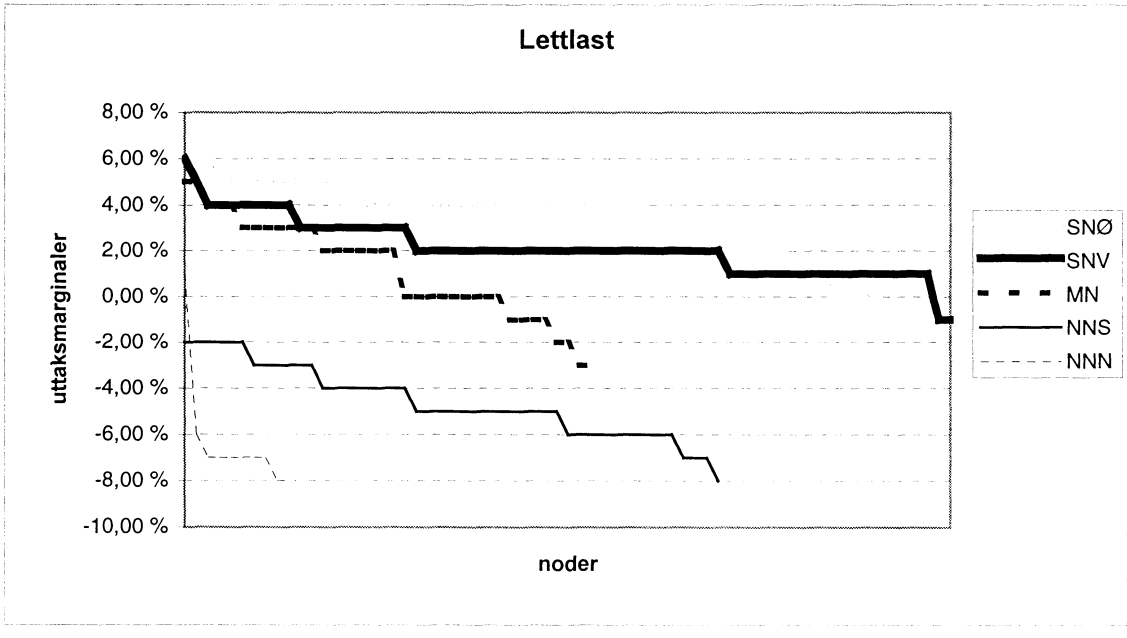
A.2 Nærmere om konsekvenser for aktørene.

Nærmere om resultater fra beregninger med utgangspunkt i prognoser for 1997

I kapittel 5.2 ble uttaksmarginalene for hvert område vist. Nedenfor er det vist tilsvarende figurer for "høylast natt/helg" og "lettlast".



I "lettlast" (se figuren nedenfor) er de gjennomsnittlige uttaksmarginalene lavere i tallverdi enn i "høylast dag" og "høylast natt/helg". Mønsteret er det samme. Uttaksmarginalene i Sør-Norge Øst er høyere enn i Sør-Norge Vest. Uttaksmarginalene i Sør-Norge Vest er høyere enn i Midt-Norge. Uttaksmarginalene i Midt-Norge er høyere enn i Nord-Norge. For innmatings-marginalene er forholdet motsatt.



Diskusjonen om de gjennomsnittlige tapsmarginalene for to områder er like eller ikke er gjort med bakgrunn i statistiske tester. For å teste om gjennomsnittsverdiene i to utvalg er like, benyttes en t-test. Først etableres en nullhypotese som sier at gjennomsnittsverdiene i de to utvalgene er like, og det etableres også en alternativ hypotese der det antas at gjennomsnittsverdiene i de to utvalgene er forskjellig fra hverandre (i dette tilfellet at gjennomsnittet i det ene utvalget er høyere enn i det andre utvalget. I testen forutsettes det at variansen i de to utvalgene er forskjellig fra hverandre. Formelen som benyttes for å bestemme testens statistiske verdi er:

$$t = \frac{\bar{x}_1 - \bar{x}_2}{\sqrt{\frac{S_1^2}{n_1} + \frac{S_2^2}{n_2}}}$$

der $\bar{x}_1$ og $\bar{x}_2$ er gjennomsnittsverdiene i de to utvalgene, n_1 og n_2 er antall observasjoner i utvalgene og S_1^2 og S_2^2 er variansen i de to utvalgene. Dersom kalkulert t-verdi er større enn kritisk t-verdi, må nullhypotesen forkastes og den alternative hypotesen aksepteres. Kritisk t-verdi bestemmes av antall frihetsgrader og signifikansnivået.

Nedenfor er det vist hvilke statistiske tester som er foretatt for å teste om gjennomsnittlige tapsmarginaler for ulike områder i samme lastsituasjon er like. I første kolonne er nullhypotesen og den alternative hypotesen beskrevet. Andre kolonne viser t-statistikken (dvs. kalkulert t-verdi). Tredje kolonne viser kritisk t-verdi. Fjerde kolonne viser resultatet.

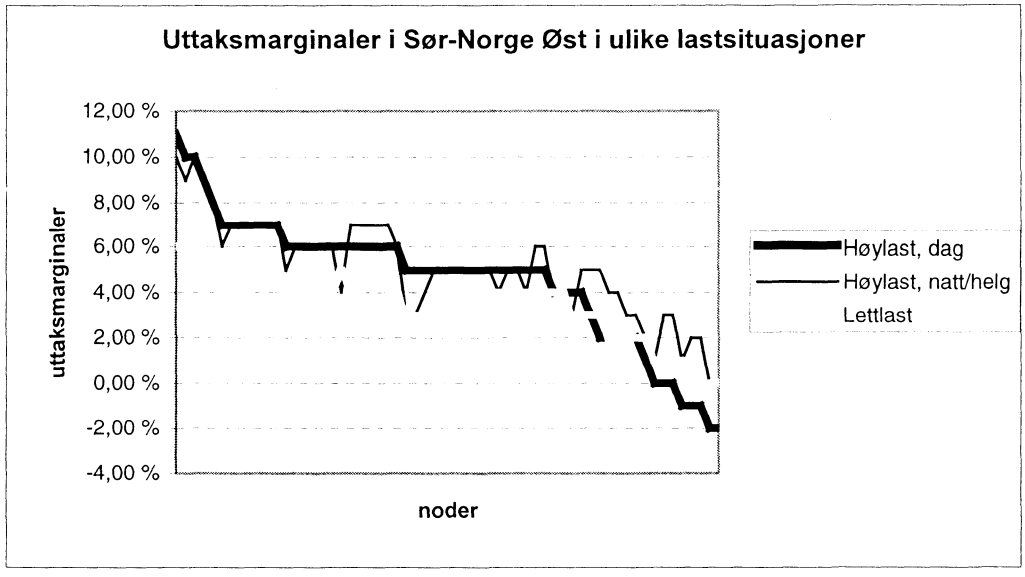
	t-statistikk	kritisk t-verdi	resultat
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ og SNV er like i "høylast dag". Alternative hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ er høyere enn for uttak i SNV i "høylast dag".	8,73	1,66	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ er høyere enn for uttak i SNV i "høylast dag".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNV og MN er like i "høylast dag". Alternative hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNV er høyere enn for uttak i MN i "høylast dag".	4,47	1,68	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNV er høyere enn for uttak i MN i "høylast dag".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN og NNS er like i "høylast dag". Alternative hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN er høyere enn for uttak i NNS i "høylast dag".	15,73	1,67	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN er høyere enn for uttak i NNS i "høylast dag".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i NNS og NNN er like i "høylast dag". Alternative hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i NNS er høyere enn for uttak i NNN i "høylast dag".	-1,36	1,74	: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i NNS og NNN er like i "høylast dag".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ og SNV er like i "høylast natt/helg". Alternative hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ er høyere enn for uttak i SNV i "høylast natt/helg".	7,43	1,66	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ er høyere enn for uttak i SNV i "høylast natt/helg".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNV og MN er like i "høylast natt/helg". Alternative hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNV og uttak i MN er forskjellig fra hverandre[14] i "høylast natt/helg".	-1,3	2,00	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNV og MN er like i "høylast natt/helg".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN og NNS er like i "høylast natt/helg". Alternative hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN er høyere enn for uttak i NNS i "høylast natt/helg".	13,78	1,67	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN er høyere enn for uttak i NNS i "høylast natt/helg".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ og SNV er like i "lettlast". Alternative hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ er høyere enn for uttak i SNV i "lettlast".	5,59	1,66	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ er høyere enn for uttak i SNV i "lettlast".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNV og MN er like i "lettlast". Alternative hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNV er høyere enn for uttak i MN i "lettlast".	2,38	1,67	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNV er høyere enn for uttak i MN i "lettlast".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN og NNS er like i "lettlast". Alternative hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN er høyere enn for uttak i NNS i "lettlast".	13,5	1,67	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN er høyere enn for uttak i NNS i "lettlast".

I kapittel 5 ble det konstatert at det er forskjeller mellom uttaksmarginalene for hvert av områdene i de tre ulike lastsituasjonene. Nedenfor følger detaljer.

For Sør-Norge Øst er uttaksmarginalene under "høylast natt/helg" høyere enn uttaks-marginalene under "lettlast" og "høylast dag. Uttaksmarginalene for "høylast, dag" og "lavlast" er ikke statistisk forskjellig fra hverandre. Et punkt i Sør-Norge Øst som har høye

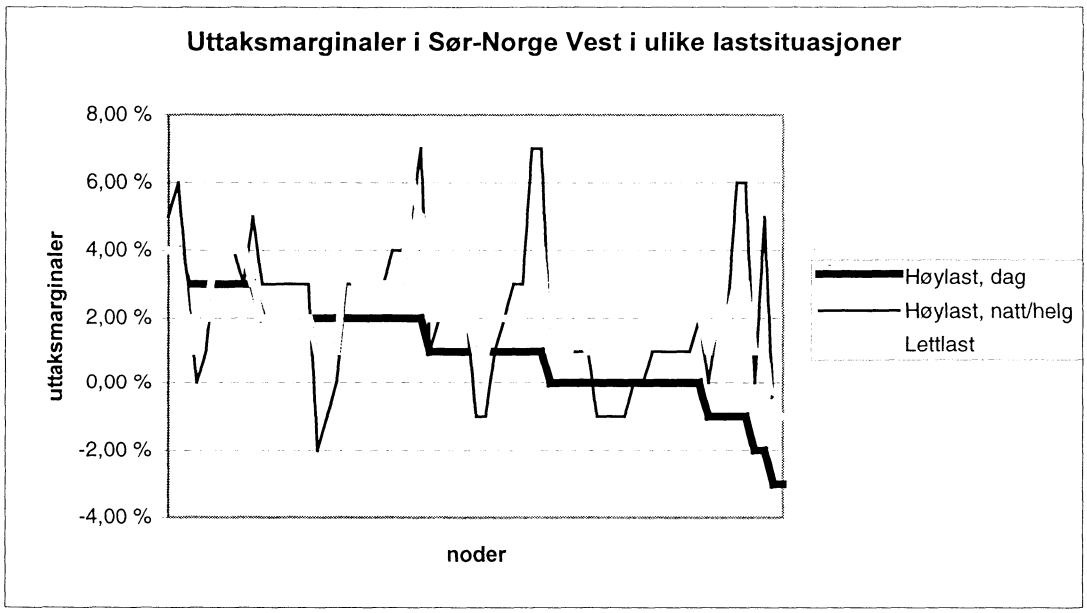
[14] Her har vi foretatt en to-halet test.

uttaksmarginaler i en lastsituasjon, vil også ha høye uttaksmarginaler i de to andre lastsituasjonene. Dette er vist i figuren nedenfor.



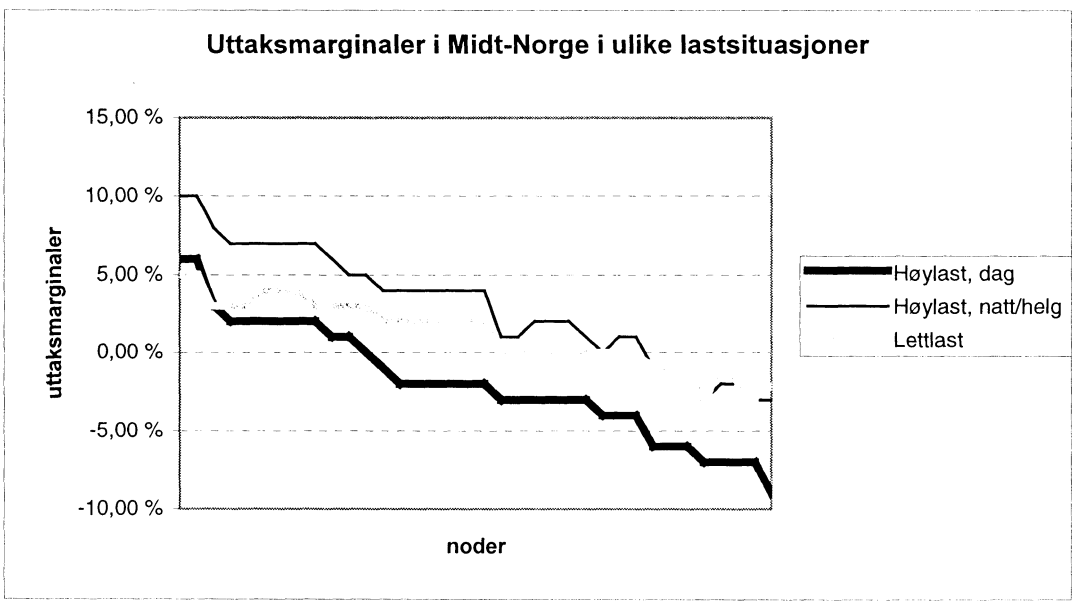
Uttaksmarginalene i Sør-Norge Vest er lavere under "høylast dag" enn "høylast natt/helg" og "lavlast". I Sør-Norge Vest er sammenhengen mellom et punkts tapsmarginaler i en last-situasjon og samme punktets uttaksmarginaler i de øvrige lastsituasjonene relativt svak sammenliknet med Sør-Norge Øst. Dette gjelder spesielt sammenhengen mellom uttaks-marginalene i "høylast dag" og "høylast natt/helg". Sammenhengen mellom et punkts tapsmarginaler i "lettlast" og punktets tapsmarginaler i "høylast natt/helg" er relativt høy.

I "høylast dag" har en del punkter i Sør-Norge Vest negative uttaksmarginaler. I de andre lastsituasjonene har punktene positive uttaksmarginaler. Dette kan forklares ved at produksjonen på Vestlandet reduseres mer enn uttaket i "høylast natt/helg" sammenliknet med "høylast dag". Dette kan forklares ved at norske vannkraftprodusenter som disponerer magasiner opererer som "svingprodusenter". Reguleringskostnadene for magasinverk er små, og derfor vil disse kraftverkene ha incentiv til produsere i høylast når prisene er høye. En stor andel av kraftverkene med høy reguleringsevne og relativt store magasiner er lokalisert i Sør-Norge Vest. Uttaksmarginalene for Sør-Norge Vest for de tre ulike lastsituasjonene er vist i tabellen nedenfor.



Gjennomsnittlige uttaksmarginaler i Midt-Norge under "høylast natt/helg" er høyere enn under "lettlast" som igjen er høyere enn under "høylast dag". Et punkt i Midt-Norge som har relativt høye uttaksmarginaler i en lastsituasjon, vil typisk også ha det i en annen lastsituasjon.

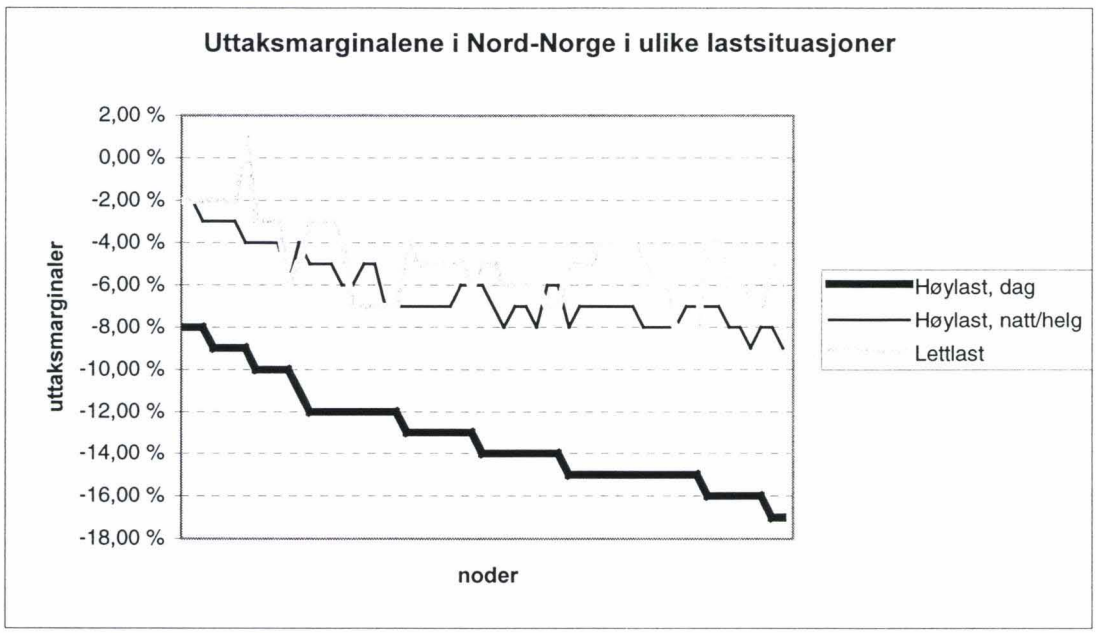
I "høylast dag" er Midt-Norge et overskuddsområde hvor kraftflyten går fra Midt-Norge til Nord-Norge, til Sør-Norge og til Sverige. Uttak i Midt-Norge vil redusere tapene i systemet og dette kan forklare hvorfor uttaksmarginalene i Midt-Norge er negative i "høylast dag". I "lettlast" og "høylast natt/helg" er ikke dette lenger tilfelle. Dette forklarer hvorfor uttaksmarginalene er lavere i "høylast dag" enn i "lettlast" og "høylast natt/helg". Nedenfor er tapsmarginalene for Midt-Norge i de tre ulike lastsituasjonene vist.



Uttaksmarginalene i Nord-Norge er mindre negative i "høylast natt/helg" enn i "høylast dag". De gjennomsnittlige uttaksmarginalene i "lettlast" er mindre negative enn i "høylast natt/helg". Det er en relativt klar positiv sammenheng mellom uttaksmarginalene i ulike

lastsituasjoner (dvs. at et punkt med relativt lave tapsmarginaler i en lastsituasjon typisk vil ha relativt lave tapsmarginaler i en annen lastsituasjon).

For å forklare de svært lave uttaksmarginaler i Nord-Norge, er det viktig å være klar over at det norske og svenske systemet sees på som et samlet system. Ettersom det i alle last-situasjoner overføres kraft fra Nord-Sverige til sør i Sverige, vil dette kunne medføre lave tapsmarginaler for uttak i Nord-Norge ettersom avstanden mellom Nord-Norge og Nord-Sverige er kortere enn avstanden mellom Nord- og Sør-Sverige, samt at det er kapasitet i nettet for å overføre kraft mellom Nord-Norge og Nord-Sverige. Uttak i Nord-Norge reduserer kraftflyten fra nord til sør i Sverige. Kortere avstander medfører lavere tap. For systemet som helhet vil det medføre lavere tap dersom kraften tas ut i nord (både Norge og Sverige) enn om den transporteres til Sør-Sverige eller Sør-Norge. I "høylast dag" flyter det kraft fra Nord-Norge til Sverige, mens flyten går motsatt vei i "høylast natt/helg" og "lavlast". Dette er en forklaring på hvorfor uttaksmarginalene i Nord-Norge er høyere i "høylast dag" enn i "lavlast" og "høylast natt/helg". Uttaksmarginalene i Nord-Norge i de ulike lastsituasjonene er vist i figuren nedenfor.



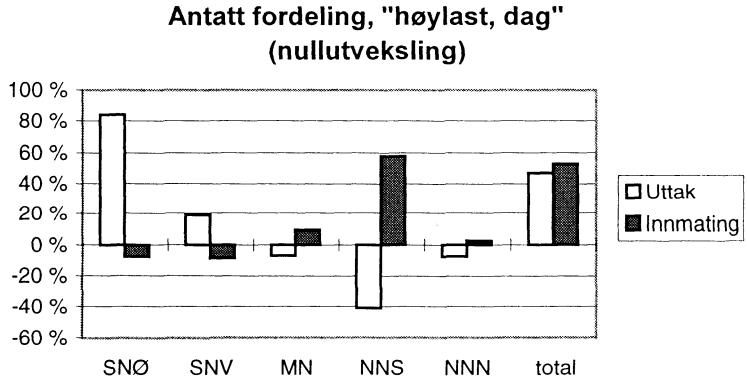
Nedenfor følger en oversikt over resultatene fra ulike t-tester der tapsmarginalene for de ulike områdene er sammenliknet. I første kolonne ser man nullhypotesen og den alternative hypotesen. Andre kolonne viser t-statistikken (kalkulert t-verdi). Tredje kolonne viser kritisk t-verdi. Fjerde kolonne viser resultatene.

	t-statistikk	kritisk t-verdi	Resultat
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ under "høylast dag" og "høylast natt/helg" er like Alternativ hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ under "høylast dag" er lavere enn under "høylast natt/helg".	4,43	1,66	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ under "høylast dag" er lavere enn under "høylast natt/helg".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ under "høylast natt/helg" og "lavlast" er like Alternativ hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ under "høylast natt/helg" er høyere enn under "lavlast".	2,65	1,66	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ under "høylast natt/helg" er høyere enn under "lavlast".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ under "høylast dag" og "lavlast" er like Alternativ hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ under "høylast dag" er høyere enn under "lavlast".	-0,89	1,66	: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNØ under "høylast dag" og "lavlast" er like
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNV under "høylast dag" og "høylast natt/helg" er like Alternativ hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNV under "høylast dag" er lavere enn under "høylast natt/helg".	3,43	1,66	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i SNV under "høylast dag" er lavere enn under "høylast natt/helg".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN under "høylast natt/helg" og "lettlast" er like Alternativ hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN under "høylast natt/helg" er høyere enn under "lettlast".	2,56	1,67	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN under "høylast natt/helg" er høyere enn under "lettlast".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN under "høylast dag" og "lettlast" er like Alternativ hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN under "høylast dag" er lavere enn under "lettlast".	4,31	1,67	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i MN under "høylast dag" er lavere enn under "lettlast".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i Nord-Norge under "høylast natt/helg" og "lettlast" er like Alternativ hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i Nord-Norge under "høylast natt/helg" er lavere enn under "lettlast".	3,93	1,66	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i Nord-Norge under "høylast natt/helg" er lavere enn under "lettlast".
Nullhypotesen: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i Nord-Norge under "høylast dag" og "høylast natt/helg" er like Alternativ hypotese: Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i Nord-Norge under "høylast dag" er lavere enn under "natt/helg".	17,28	1,66	Gjennomsnittlig marginaltap for uttak i Nord-Norge under "høylast dag" er lavere enn under "natt/helg".

I kapittel 5.2 ble det vist figurer for henholdsvis innmatingsmarginalene i prosent av innmatingens størrelse og uttaksmarginaler i prosent av uttakets størrelse. Figuren nedenfor viser hvor stor andel av netteiers samlede inntekter og kostnader til marginaltapet som betales av henholdsvis uttak og innmating i de ulike områdene[15]. Positive prosentsatser vil si at

[15] Netteiers samlede inntekter er gitt ved

aktørene i gjennomsnitt betaler et positivt energiledd til netteier, og negative prosentsatser vil si at aktørene mottar utbetalinger fra netteier i form av et negativt energiledd.



En ser at marginaltapskostnadene deles omlag 50/50 mellom uttak og innmating i Norge. Uttaket i Sør-Norge Øst og innmatingen i Nord-Norge betaler en stor andel av kostnadene. Uttak i Nord-Norge mottar utbetalinger fra netteier.

Nærmere om hvordan høy import og høy eksport påvirker tapsmarginalene

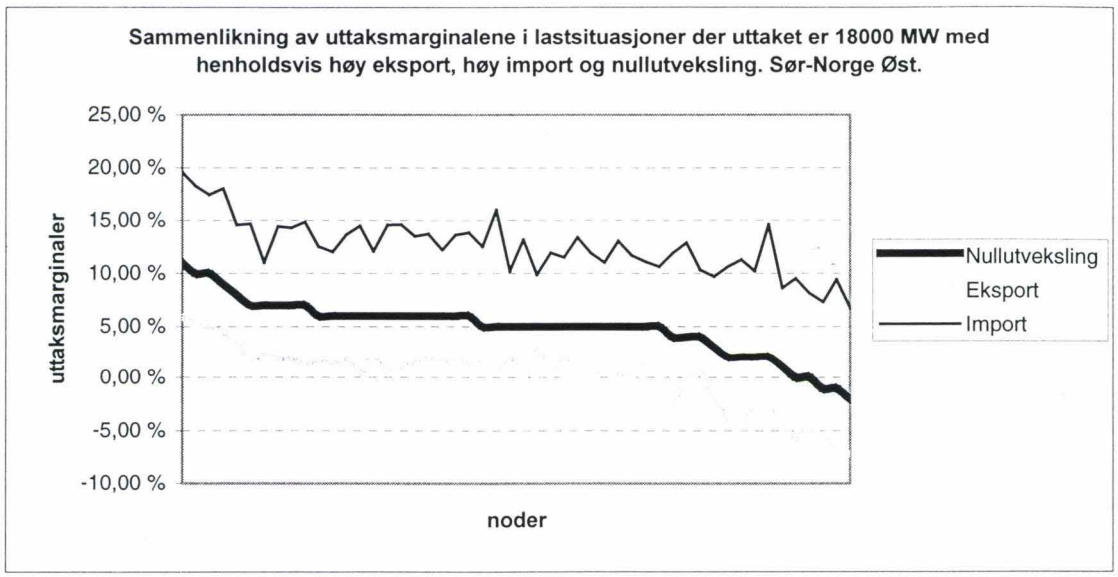
I kapittel 5.3 ble det vist en figur med tre lastsituasjoner som kan representere "høylast dag" der det var forutsatt henholdsvis høy eksport, høy import og nullutveksling. I figuren i kapittel 5.3 var dette vist for hele Norge. Nedenfor følger tilsvarende figurer for de ulike områdene.

For Sør-Norge Øst er dette:

$\sum_{u=1}^{U} \text{marginal tapsprosent}_u \cdot p \cdot \text{uttak}_u + \sum_{i=1}^{I} \text{marginal tapsprosent}_i \cdot p \cdot \text{innmating}_i$

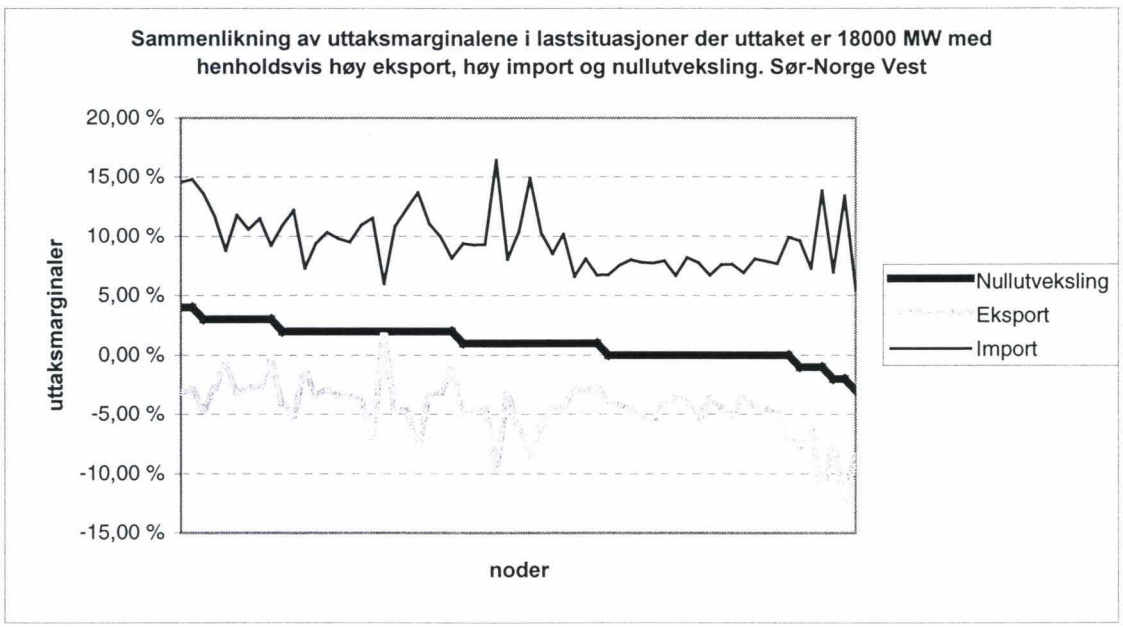
Netteiers samlede inntekter for innmating i et område er gitt ved

$\sum_{i=1}^{I,o} \text{marginal tapsprosent}_i \cdot p \cdot \text{innmating}_i$, der toppskrift o indikerer område. Netteiers samlede inntekter for uttak i et område finnes på tilsvarende måte. Andel av netteiers kostnader for uttak og innmating i et område finnes ved å dividere netteiers samlede inntekter for innmating (eventuelt uttak) i området med netteiers samlede inntekter.



Tapsmarginalene for uttak i Sør-Norge Øst er høyere i en situasjon med høy import enn i en situasjon med nullutveksling. I en situasjon med høy import, er uttaksmarginalene i Sør-Norge Øst mellom drøye 5% og 20%, der hovedvekten ligger på mellom 10 og 15% Videre er uttaksmarginalene i Sør-Norge Øst høyere i en situasjon der det forutsettes nullutveksling enn i en situasjon der det forutsettes høy eksport. I en situasjon med høy eksport er taps-marginalene for uttak mellom om lag 6 og –7% der gjennomsnittet er om lag 0%. Et punkt i Sør-Norge Øst som har høye uttaksmarginaler i for eksempel en situasjon med høy eksport, vil typisk ha relativt høye uttaksmarginaler i situasjoner med henholdsvis nullutveksling og høy import. For innmatingsmarginalene er forholdet motsatt.

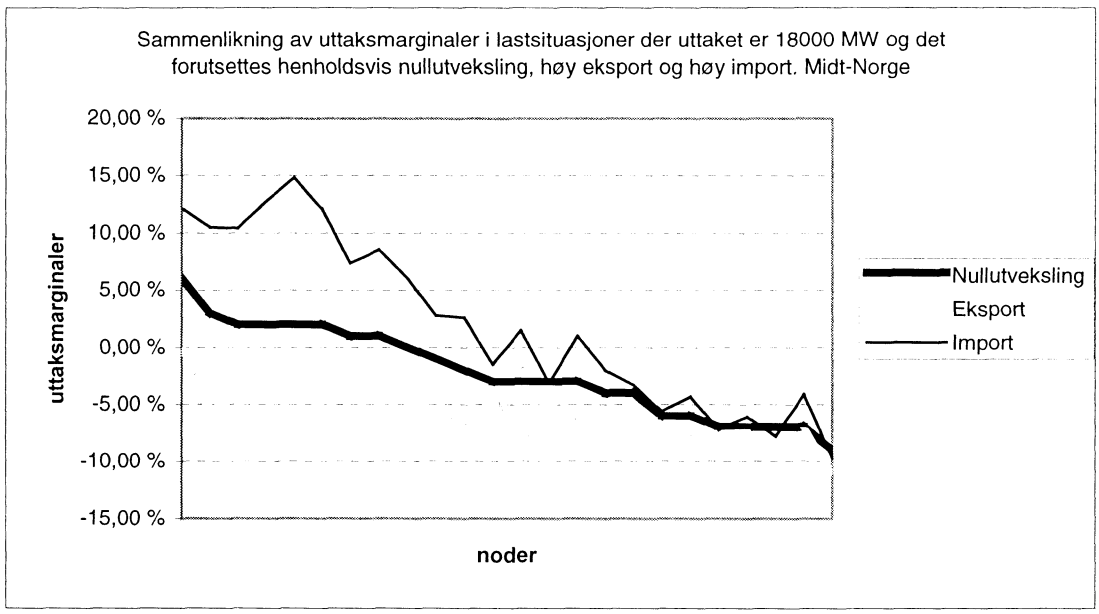
For Sør-Norge Vest er dette:



Tapsmarginalene for uttak i Sør-Norge Vest er høyere i en situasjon med høy import enn i en situasjon med nullutveksling. I en situasjon med høy import, er uttaksmarginalene i Sør-

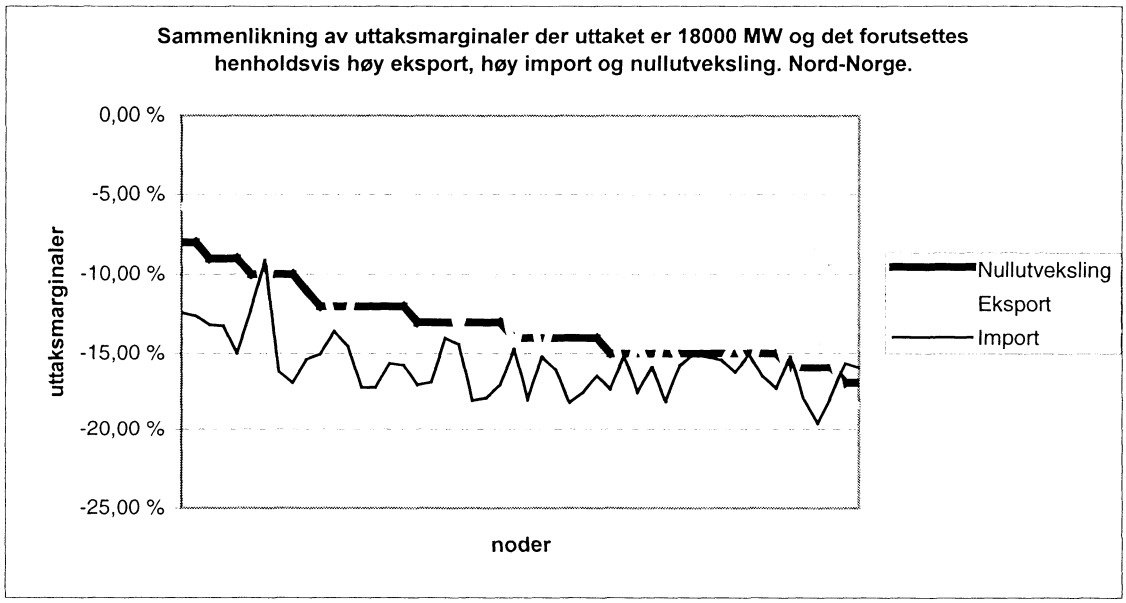
Norge Vest mellom 5-6% og drøye 15%, der hovedvekten ligger på omlag 10%. Videre er uttaksmarginalene i Sør-Norge Vest høyere i en situasjon der det forutsettes nullutveksling enn i en situasjon der det forutsettes høy eksport. I en situasjon med høy eksport er tapsmarginalene for uttak mellom 2% og -13% der hovedvekten av uttaket har tapsmarginaler på om lag –5%. Av figuren ser man at et punkt med relativt høye uttaksmarginaler i en situasjon med eksport, typisk vil ha relativt lave uttaksmarginaler i en situasjon med import. En ser også at sammenhengen mellom uttaksmarginalene i en situasjon men nullutveksling og situasjoner med henholdsvis høy import og høy eksport er lav.

For Midt-Norge er uttaksmarginalene i de ulike lastsituasjonene:



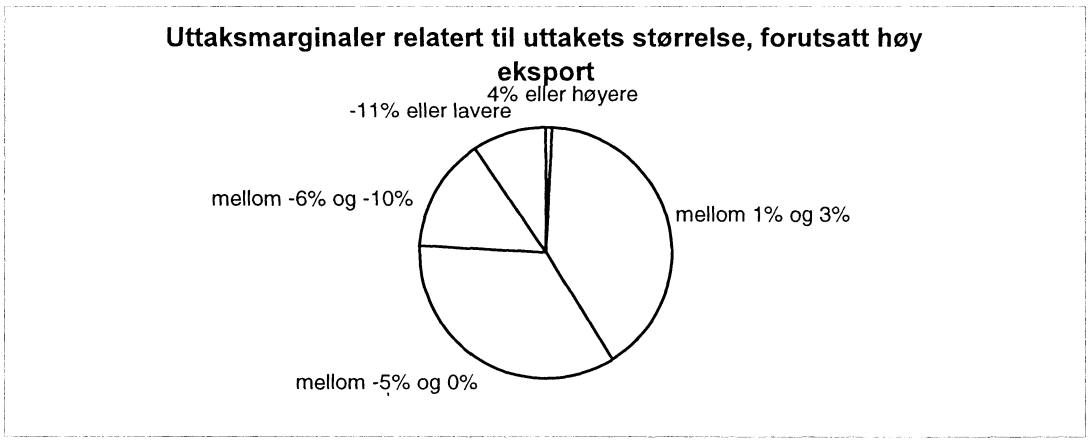
Generelt er uttaksmarginalene i Midt-Norge høyere i en situasjon med høy import enn i en situasjon med nullutveksling og høyere i en situasjon der det forutsettes nullutveksling enn i en situasjon der det forutsettes høy eksport. Dette mønsteret er noe svakere i Midt-Norge enn i Sør-Norge. I en situasjon med høy import, varierer uttaksmarginalene i Midt-Norge fra 15% til –10%. I en situasjon med høy eksport er uttaksmarginalene negative og varierer fra 0% til –10%.

I Nord-Norge er uttaksmarginalene i situasjoner der det er henholdsvis høy eksport, høy import og nullutveksling.



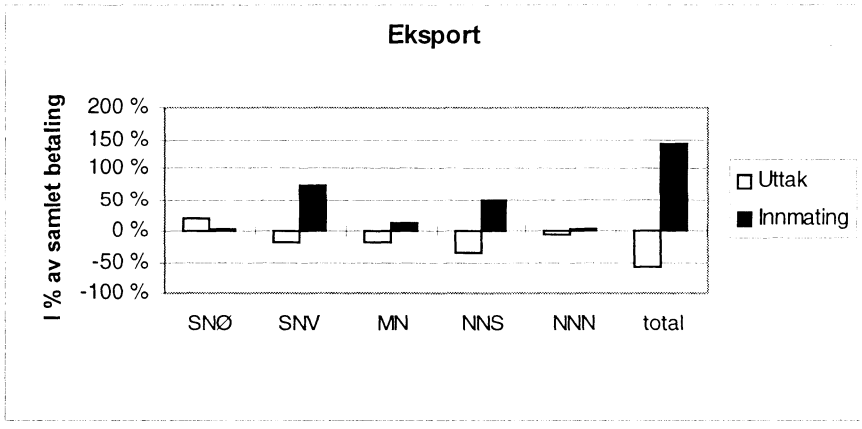
I Nord-Norge (både Nord-Norge Sør og Nord-Norge Nord) er uttaksmarginalene i en situasjon med høy eksport mindre negative enn i en situasjon med nullutveksling, og uttaksmarginalene i en situasjon med nullutveksling er mindre negative enn i en situasjon med høy import. Sammenhengen mellom punktenes uttaksmarginaler i de ulike lastsituasjonene er relativt svak.

Figuren nedenfor viser uttaksmarginalene relatert til uttakets størrelse dersom det forutsettes høy eksport. Man ser at over halvparten av uttaket møter negative uttaksmarginaler, og en svært liten andel av uttaket møter uttaksmarginaler som er 4% eller høyere.

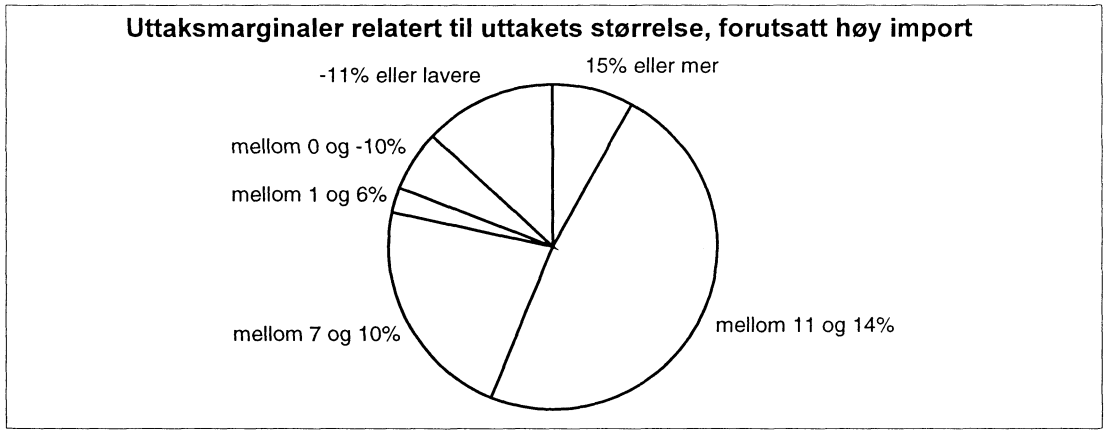


Man ser av figuren nedenfor at i en situasjon med høy eksport vil uttaket samlet motta kompensasjon gjennom et negativt energiledd (det er ikke sagt her at aktørenes totale nett-kostnader er negative; med andre ord er det ikke sagt at et negativt energiledd er større i tallverdi enn det positive effektleddet slik at aktørenes samlede kostnader er negative). Det er kun uttak i Sør-Norge Øst som betaler et positivt bidrag til nettet gjennom energileddet, men dette bidraget er lite tatt i betraktning uttakets størrelse. Primært er det innmating i Sør-Norge Vest og Nord-Norge Sør som betaler den største andelen av nettets tapskostnader.

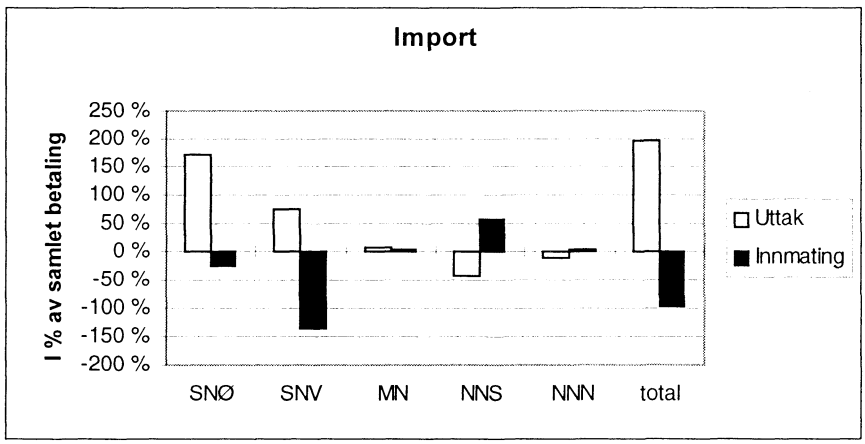
I en situasjon med høy eksport vil uttakskundene samlet motta kompensasjon gjennom negative energiledd. Det er kun i Sør-Norge Øst at uttak samlet bidrar positivt til å dekke tapskostnadene. Den største andelen av tapskostnadene dekkes av innmating i Sør-Norge Vest og Nord-Norge Sør. Dette er vist i figuren nedenfor.



Figuren nedenfor viser uttaksmarginalene relatert til uttakets størrelse i en situasjon der det forutsettes høy eksport. Man ser at i dette tilfellet vil over halvparten av uttaket møte uttaksmarginaler høyere enn 10%.



I en situasjon med høy import vil innmatingen samlet motta kompensasjoner fra netteier gjennom negative tapsledd. Uttak i Sør-Norge og innmating i Nord-Norge vil bære de høyeste tapskostnadene. Innmating i Sør-Norge Vest og Nord-Norge Sør vil motta relativt høy kompensasjon gjennom et negativt energiledd. Samlet vil både innmating og uttak i Midt-Norge betale en liten andel av tapskostnadene, men da det er store forskjeller mellom punktene innad i området, vil enkeltaktører kunne oppleve relativt høye tapskostnader, mens andre aktører vil kunne motta relativt store beløp gjennom negative energiledd. Dette er vist i figuren nedenfor

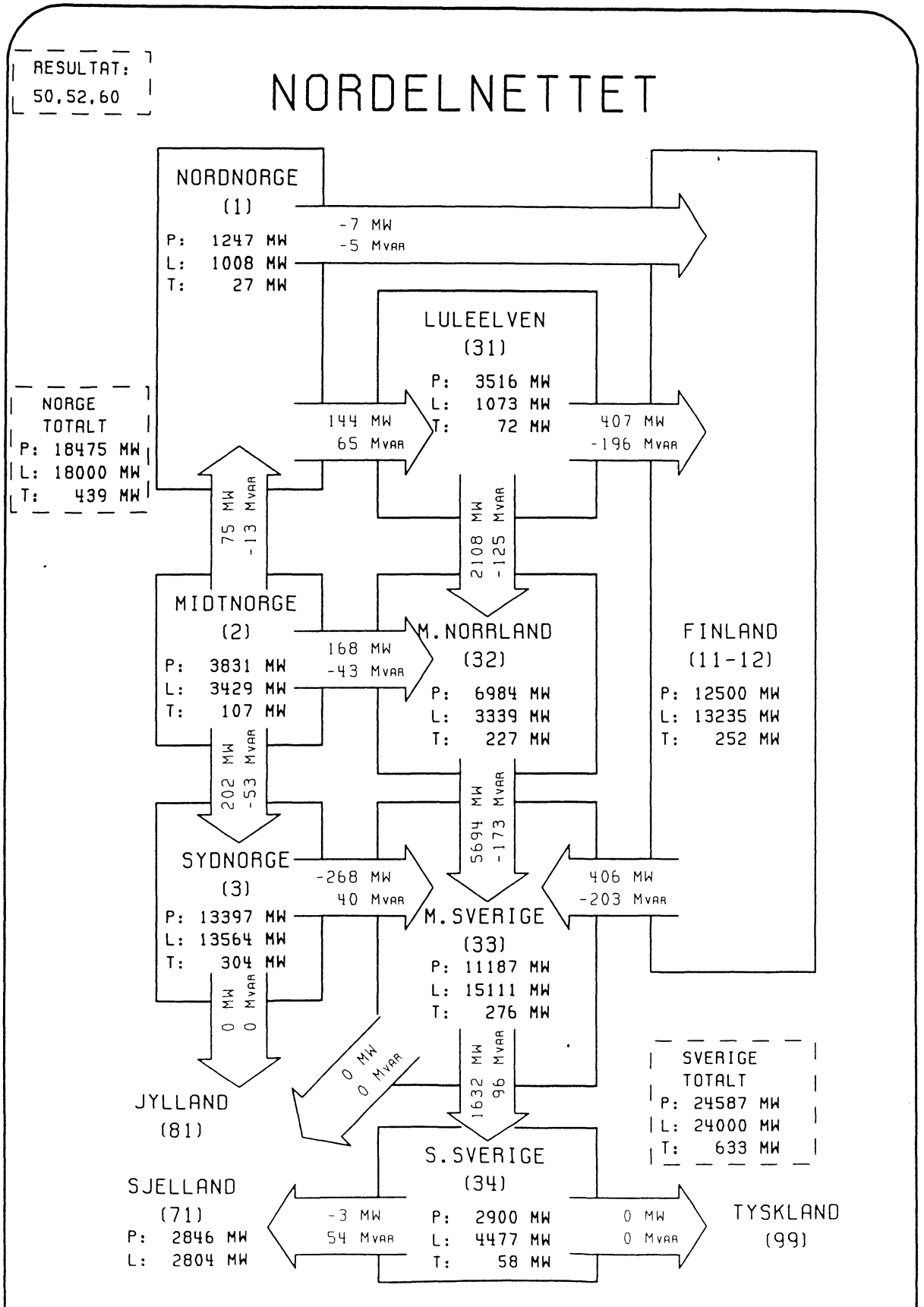


Nærmere om uttak i "produksjonsnære distrikt".

I kapittel 5.4 ble det konkludert med at uttak i det som ble definert som "produksjonsnære" punkt i Sør- og Nord-Norge hadde lavere uttaksmarginaler enn andre punkt i de respektive områdene. Nedenfor følger en tabell over hvilke t-tester som ble utført.

	t-statistikk	kritisk t-verdi	resultat
Nullhypotesen: I SNØ er gjennomsnittlige uttaks-marginaler i "produksjonsnære" punkt og andre punkt like. Alternativ hypotese: I SNØ er gjennomsnittlige uttaksmarginaler i "produksjonsnære" punkt lavere enn i andre punkt.	5,2	1,7	I SNØ er gjennomsnittlige uttaks-marginaler i "produksjonsnære" punkt lavere enn i andre punkt.
Nullhypotesen: I SNV er gjennomsnittlige uttaks-marginaler i "produksjonsnære" punkt og andre punkt like. Alternativ hypotese: I SNV er gjennomsnittlige uttaksmarginaler i "produksjonsnære" punkt lavere enn i andre punkt.	5,7	1,7	I SNV er gjennomsnittlige uttaks-marginaler i "produksjonsnære" punkt lavere enn i andre punkt.
Nullhypotesen: I MN er gjennomsnittlige uttaks-marginaler i "produksjonsnære" punkt og andre punkt like. Alternativ hypotese: I MN er gjennomsnittlige uttaksmarginaler i "produksjonsnære" punkt lavere enn i andre punkt.	1,5	1,7	I MN er gjennomsnittlige uttaksmarginaler i "produksjonsnære" punkt og andre punkt like.
Nullhypotesen: I NN er gjennomsnittlige uttaks-marginaler i "produksjonsnære" punkt og andre punkt like. Alternativ hypotese: I NN er gjennomsnittlige uttaksmarginaler i "produksjonsnære" punkt lavere enn i andre punkt.	2,7	1,7	I NN er gjennomsnittlige uttaksmarginaler i "produksjonsnære" punkt lavere enn i andre punkt.

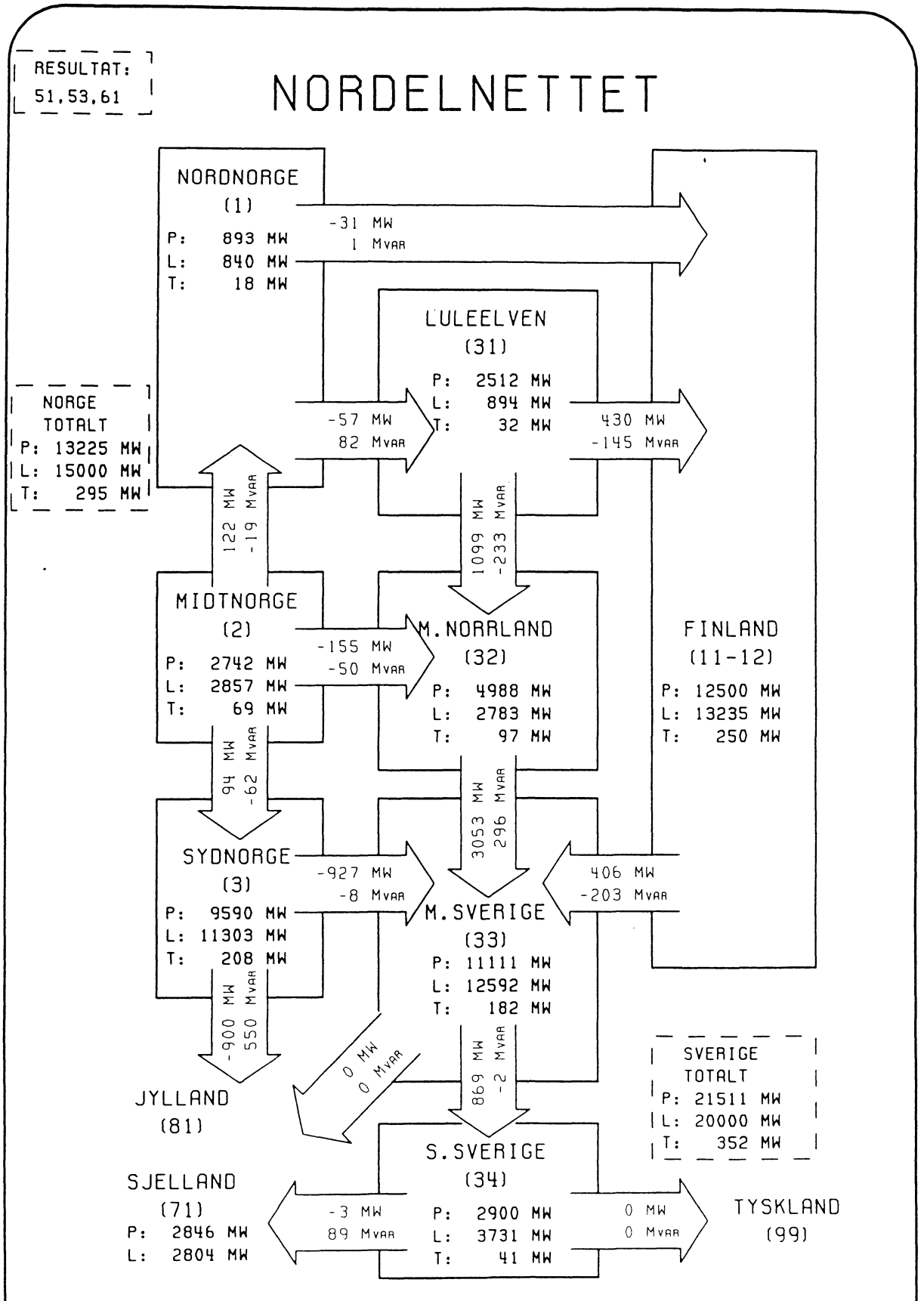
Höylast dag



NORSK TUNGLASTDATASETT FRA 18.01.95 - HVDC KABLER SOM LAST
NY LAST KORRIGERT AREA-INNDELING FOR MARGINALTAPSBEREGNINGER

STATNETT DKN Magne Meisingset Nettdrift	TUE, OCT 29 1996 13:33

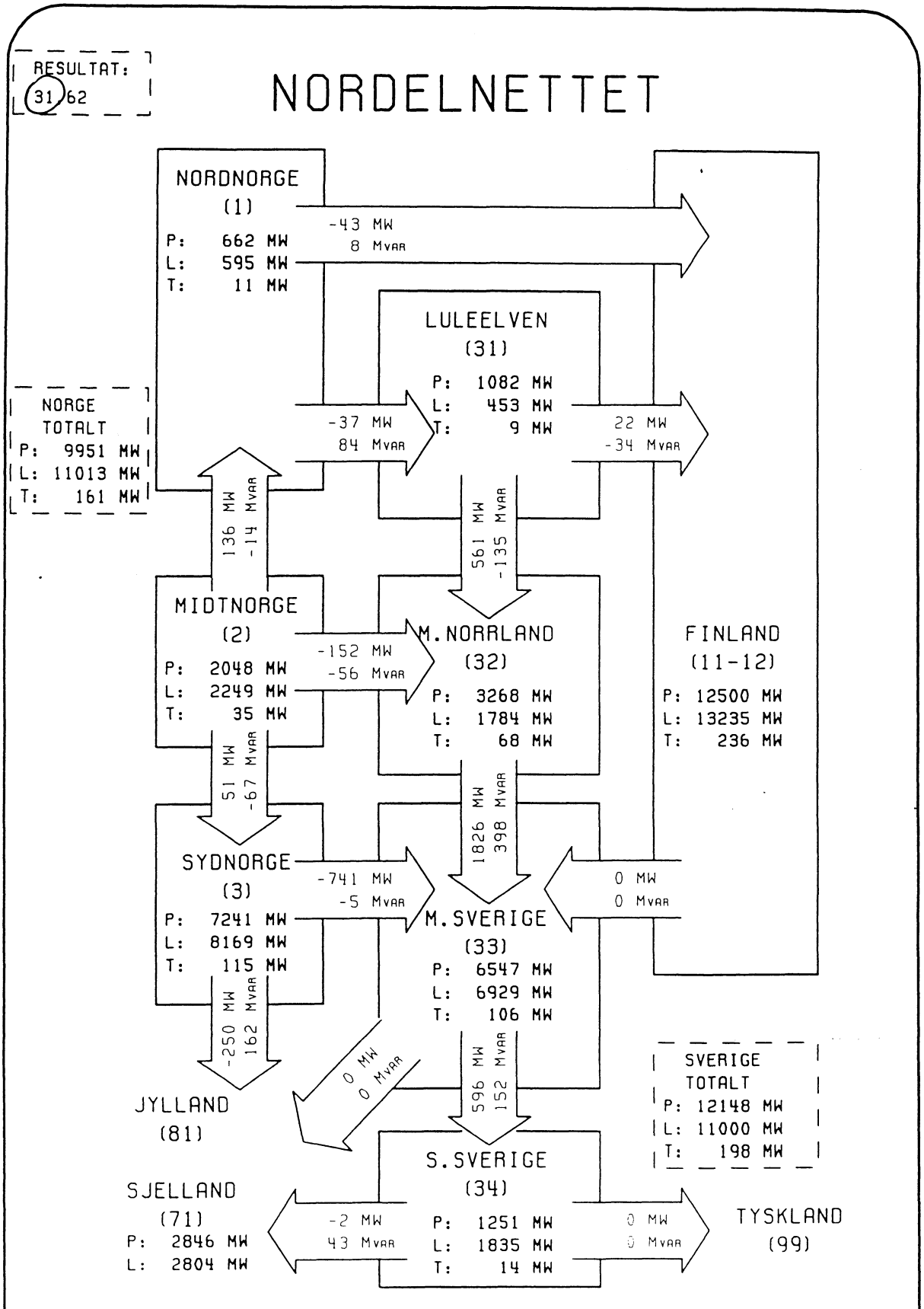
Höglast nattlast



NORSK TUNGLASTDATASETT FRA 18.01.95 - HVDC KABLER SOM LAST
NY LAST KORRIGERT AREA-INNDELING FOR MARGINALTAPSBEREGNINGER

STATNETT DKN Magne Meisingset Nettdrift	TUE, OCT 29 1996 13:34

Lehklast



NORSK TUNGLASTDATASETT FRA 18.01.95 - HVDC KABLER SOM LAST
LAST KORRIGERT I NY AREA-INNDELING FOR MARGINALTAPSBEREGNING

STATNETT DKN Magne Meisingset Nettdrift	TUE, OCT 29 1996 14:32

NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIDIREKTORAT
72026639