

Opprustning av kraftnettet for å redusere energitapet

Rapport nr 1/2004

Opprustning av kraftnettet for å redusere energitapet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Stig Haugen

Forfattere: Stig Haugen, Carl-Petter Haugland, Lisbeth Vingås,
Arne Johnsen-Solløs

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 20

Forsidefoto:

ISBN: 82-410-0495-8

Sammendrag:

Emneord: Energitap, Norge

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Februar 2004

Innhold

| | |
|--|----|
| Forord..... | 5 |
| Sammendrag..... | 6 |
| 1 Innledning | 14 |
| 2 Dagens elektrisitetsnett | 15 |
| 2.1 Kort omtale av elektrisitetsnettets funksjon og utstrekning..... | 15 |
| 2.1.1 Kort om hvordan energitap i elektrisitetsnettet oppstår..... | 15 |
| 2.1.2 Spenningsnivåer..... | 15 |
| 2.1.3 Utstrekning av elektrisitetsnettet i Norge | 17 |
| 2.2 Energitap i elektrisitetsnettet | 17 |
| 2.2.1 Historisk utvikling av energi tap (inkl. kostnader) og investeringer..... | 18 |
| 3 Beskrivelse av metode for vurdering av konsesjonssaker | 23 |
| 3.1 Forenklet samfunnsøkonomisk vurdering | 23 |
| 3.1.1 Forutsetninger | 24 |
| 3.1.2 Investeringskostnader | 25 |
| 3.1.3 Drifts- og vedlikeholdskostnader | 25 |
| 3.1.4 Taps- og flaskehalskostnader | 25 |
| 3.1.5 Avbruddskostnader..... | 28 |
| 3.1.6 Restverdi..... | 28 |
| 3.1.7 Oppsummering og konklusjon | 28 |
| 3.2 Andre samfunnsmessige forhold | 29 |
| 3.2.1 Miljømessige forhold..... | 29 |
| 3.2.2 Beredskap | 30 |
| 4 Dagens inntektsrammeregulering | 31 |
| 4.1 Generelt om inntektsrammemodellen | 31 |
| 4.2 Generelt om incentiver i inntektsrammemodellen..... | 32 |
| 4.3 Håndtering av investeringer, overføringstap og KILE i inntektsrammemodellen..... | 33 |
| 5 Utvikling av elektrisitetsnettet | 35 |

| | |
|---|----|
| 5.1 Toveiskommunikasjon i forhold til nettap og nettinvesteringer | 35 |
| 5.2 Tariffer og utkoblbart forbruk i forhold til nettap og nettinvesteringer | 38 |
| 5.3 Prognosert utvikling av elforbruk og elproduksjon..... | 39 |
| 5.4 Beskrivelse av teknologisk framskritt for overføring av el | 40 |
| 5.4.1 HVDC | 40 |
| 5.4.2 FACTS | 41 |
| 5.5 Mulig investeringsutvikling fordelt på nettnivå for hele landet . | 42 |
| 5.6 Omtale av store og viktige prosjekter..... | 42 |
| 6 Kort omtale av NVEs målsetting tilknyttet prosjekt om økonomisk regulering fra og med 2007 | 44 |
| 7 Behov og eventuelle virkemidler for å styrke insentivene til opprustning av nettet og reduksjon av energitapet..... | 45 |
| 7.1 Behov..... | 45 |
| 7.2 Virkemidler | 46 |
| Referanser..... | 49 |

Forord

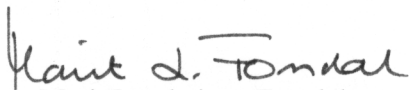
18.juni 2003 fattet Stortinget følgende vedtak nr. 552 (2002-2003):

”Stortinget ber Regjeringen om å lage en plan for opprustning av overføringsnettet med sikte på å redusere energitapene. Planen skal vise hvilket potensial der er for å unngå energitap i ledningsnettet, hva det vil koste og hvilke virkemidler som skal brukes. Denne legges fram for Stortinget innen utgangen av 2003.”

Som oppfølging av dette vedtaket har Olje- og energidepartementet på bakgrunn av innspill fra NVE redegjort i St.meld. nr. 18 (2003-2004) ”Om forsyningssikkerheten for strøm mv.” for ulike forhold knyttet til nettap, hvordan kraftnettet er organisert, hvilke virkemidler og regulering som myndighetene benytter, samt målsetninger i forhold til overføringsnettet for kraft.

Denne rapporten dannet grunnlaget for NVEs innspill.

Oslo, 19.februar 2004


Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør


Hans Olav Ween
seksjonssjef

Sammendrag

Innledning

Det norske kraftnett er bygget opp igjennom vel 100 år. Kraftnettet transporterer elektrisk kraft fra kraftverk til forbruker i de mengder og på det tidspunkt kundene ønsker. Kraftforbruket varierer vanligvis betydelig over året og over døgnet. Kraftnettet må være sterkt nok til å klare forbruket når det er størst, f.eks. kl. 10 en søndag i januar.

Sist vinters anstrengte kraftsituasjon med høye kraftpriser, har økt fokuset på kraftmarkedet og kraftsystemet. Gjennom dereguleringen av kraftsektoren på begynnelsen av 1990-tallet, og ett sterkere fokus på effektivisering av nettmonopolene, har investeringene i både kraftproduksjon og kraftnett blitt betydelig redusert til tross for en fortsatt vekst i kraftforbruket. Dette har medført at utnyttelsen av tidligere investeringer i systemet har økt.

I denne rapporten er det sett på historisk utvikling av energitap og tapskostnader i elektrisitetsnettet i forhold til hvordan investeringene i kraftnettet har utviklet seg. Videre er det sett på hvilke elementer NVE vurderer ifbm. konsesjonsbehandling av nettanlegg. Det er gitt en beskrivelse av dagens inntektsrammeregulering og kort omtalt NVEs målsetting tilknyttet prosjektet om økonomisk regulering fra og med 2007. Det er sett på mulig investeringsutvikling for de ulike nettnivåene og behovet for og eventuelle virkemidler for å styrke insentivene til opprustning av nettet og redusere energitapet.

Dagens elektrisitetsnett

Kraftnettet består av overføringsledninger og kabler sammensatt av elektrisk ledende materialer med lav motstand, som kobber eller aluminium. Når elektrisk kraft transporteres i gjennom slike ledere vil det ut i fra fysiske lover alltid oppstå energitap. Tapene vil være proporsjonale med lederens fysiske motstand og proporsjonal med kvadratet av den mengde strøm som overføres i lederen. Motstanden i lederen vil avhenge av lederens tverrsnitt og lengde. Med andre ord vil nettapene øke med mengde strøm som transporteres og med avstanden kraften skal overføres. Ved å øke spenningen i overføringen (132 kV – 420 kV) kan de samme kraftmengder overføres men med en mindre strøm. På denne måten kan større kraftmengder overføres over større avstander med mindre tap.

Overføring av elkraft i sentralnettet skjer vanligvis over store avstander f.eks. fra Vestlandet til Oslo-området. I regionalnettet overføres vanligvis elkraften over kortere avstander enn på sentralnettsnivå. På grunn av lavere spenningsnivå er tapene større pr overført mengde (en gitt lengde). De største tapene oppstår i distribusjonsnettet som er det siste, og vanligvis det korteste stykket før elkraften kommer fram til forbruker.

Av den totale lengden på det elektriske kraftnettet representerer distribusjonsnettet ca 91 %, regionalnettet ca 6 % og sentralnettet ca 3 %. I distribusjonsnettet er andelen kabel ca

37 % mens den i regional- og sentralnettet er ca 3 %. Dette henger sammen med at kostnadene for kabling er høyere på de høyere spenningsnivåene (regional- og sentralnett) enn på de lavere spenningsnivå (distribusjonsnett). Årsaken til dette er i hovedsak begrunnet i de teknologiske utfordringer som ligger i fremstillingen av kabler på høyere spenningsnivå. Andelen av kabel er ellers mye større i byområder enn i landlige områder. Dette skyldes i all hovedsak utfordringene ved å føre frem plasskrevende nettanlegg i tettbebygde strøk.

De marginale tapene ved overføring av elektrisk kraft fra kraftverk til forbruker, vil ikke bare endres med tid på døgnet og tid på året. Det vil også variere med lokaliseringen av produksjonskilden og forbruket. I områder i Norge er tilgangen til elektrisk energi større enn etterspørselen, mens etterspørselen vil være større enn tilgangen i andre områder. En økning av etterspørselen i overskuddsområder, for eksempel Helgeland, vil medføre lavere nettap enn om økning av etterspørselen skjer i underskuddsområder, for eksempel i Oslo.

Historisk utvikling av investeringer og energitap i kraftnettet

Nettaper i det norske kraftnettet har gradvis økt de tre siste tiårene som følge av den økte etterspørselen av elektrisitet i samme periode. Mens nettapene sett i forhold til kraftforbruket gikk ned på 1970- og 1980-tallet har de relative nettapene økt noe igjennom 1990-tallet. Dette har sammenheng med reduksjonen i investeringer i kraftnettet de siste 10-15 årene. Sett i forhold til årlig kraftforbruk har de årlige nettapene blitt redusert fra ca 10 % på begynnelsen av 1970-tallet til ca 7,5 % på begynnelsen av 1990-tallet. I dagens norske kraftnett er det relative nettaper på ca 8 % hvilket tilsvarer ca 10 TWh/år. Nettapene varierer ellers fra år til år som følge av varierende forbruk gitt av varierende energipriser, temperaturer, konjunkturer og utveksling av kraft med utlandet. De totale årlige nettapene fordeler seg med om lag halvparten på distribusjonsnett, en fjerdedel på regionalnett og en fjerdedel på sentralnett. Tapskostnadene vil variere fra år til år som følge av endringer i fysiske nettap og kraftprisen. Med en kraftpris på 20 øre/kWh (eksklusive avgifter) vil årlige tapskostnader beløpe seg til anslagsvis 1 milliard NOK for distribusjonsnett og 0,5 milliard NOK for henholdsvis regionalnett og sentralnett. Samlet sett utgjør dette om lag 15 % av total årlig inntektsramme for nettselskapene i Norge.

Dagens regelverk og virkemidler

I dagens regulering av kraftbransjen er det flere virkemidler i form av incentivordninger, prosesser og direkte krav som sørger for en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftnettet, herunder virkemidler som styrer energitapene i systemet. I det etterfølgende er de viktigste beskrevet.

- **Energiplanlegging og vurderinger av konsesjonssøknader**

Ved innføring av energiloven i 1990 ble alle anleggskonsesjonærer pålagt å delta i kraftsystemplanleggingen i regional- og sentralnettet. Ved utarbeidelse av ny forskrift om energiutredninger gjeldende fra 1.1.2003, ble det satt ytterligere fokus på nødvendigheten av en koordinert utredningsvirksomhet i regional- og sentralnettet. For sentral- og regionalnettet er Norge for tiden delt inn i 19 utredningsområder hvor en større anleggskonsesjonær er pålagt å koordinere kraftsystemutredningen. Målet for utredningsarbeidet er å bidra til en samfunnsøkonomisk riktig utbygging av regional- og sentralnettet hensyn tatt til aktuelle energibærere for stasjonær energibruk. Videre vil kraftsystemutredningen fortsatt være et viktig grunnlagsdokument i NVEs arbeid med vurdering av konsesjonssøknader for elektriske nettanlegg i sentral og regionalnettet. Dette vil spesielt gjelde konsesjonssøknader for større kraftledninger.

Den nye forskriften om energiutredninger pålegger også alle områdekonsesjonærer å gjennomføre en årlig energiutredning for hver kommune i sitt konsesjonsområde. Utredningen skal presenteres for kommunene i et årlig offentlig møte der også andre interesserte aktører skal ha anledning til å delta. Den lokale energiutredningen skal beskrive nåsituasjonen for energisystemet i kommunen. Dette gjelder ikke bare elsystemet, men også andre typer infrastruktur som er etablert. Utredningen skal vise hvor mye elektrisitet, fjernvarme, olje, gass, og biobrensel som benyttes stasjonært i kommunen. Den skal også gi en beskrivelse av forventet energietterspørsel i kommunen fordelt på ulike energibærere, samt en vurdering av hva som regnes som de mest samfunnsrasjonelle løsningene for å møte den forventede etterspørselen. Etablering av denne type faktagrunnlag er viktig for å legge til rette for en rasjonell utvikling av energisystemet.

Forskriften om energiutredninger åpner for at NVE som forvaltningsmyndighet innenfor energisektoren kan pålegge utredningsansvarlige å utrede nettmessige konsekvenser av spesifiserte endringer i energisystemet.

I de samfunnsmessige vurderinger av netttiltak som vurderes i forbindelse med energiutredninger og senere konsesjonssøknader, vil kostnadene ved energitap være et av flere kostnadselementer som vurderes. Et praktisk optimalitetskriterium for nettinvesteringer er å gjennomføre de nettinvesteringer som maksimerer betalingsviljen for nettinvesteringer fratrukket nåverdien av kostnader i nettet, samtidig som elektrofysiske restriksjoner, krav til leveringsplikt, tekniske standarder, miljøkrav og andre krav oppfylles. De optimale framtidige investeringene bør ses i lys av den historiske gitte strukturen i kraftsystemet. Endelig må det legges til rette for at samfunnsmessige mål om sammensetningen av energiforbruket, fleksibilitet på etterspørselssiden og andre eksplisitt formulerte energipolitiske mål kan nås.

Parallelt med denne utredningsvirksomheten og direkte oppfølgingen av konsesjonssøknader for elektriske anlegg, gis nettmonopolistene økonomiske incentiver til å optimalisere sine anlegg gjennom NVEs økonomiske nettregulering – inntektsrammereguleringen.

- **Regulering av nettselskapenes inntekter**

NVE fastsetter en årlig inntektsramme for hvert enkelt nettselskap. Inntektsrammen angir øvre grense for hvor store inntekter selskapet kan hente inn fra nettvirksomheten og innhenting av inntekter skjer gjennom nettleien.

NVE fastsetter inntektsrammen slik at inntekten over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Av dette følger at NVE regulerer det samlede inntektsnivået for hvert enkelt nettselskap. Innenfor rammene av denne inntekten må selskapene selv disponere midlene på en mest mulig hensiktsmessig måte. Selskapene har dermed incentiv til å avveie kostnadsutviklingen for hver enkelt innsatsfaktor opp mot hverandre, og utfordringen er å minimere den samlede bruken av innsatsfaktorene innenfor det gjeldende regelverk.

Selskapenes investeringsincentiver er komplekse. Ved en typisk investeringsbeslutning må man avveie reduksjonen i selskapets eksisterende kostnader (overføringstap, avbrudd, o.s.v.) opp mot de økte kostnadene investeringen medfører (drifts- og vedlikeholdskostnader og kapitalkostnader). I tillegg må effektene på inntektsrammen tas hensyn til. Dersom effekten av reduksjonen i selskapets eksisterende kostnader samt en eventuell økning i inntektsrammen er større enn de økte kostnadene som følger av investeringen, er investeringen lønnsom.

Siden inntektsrammen fastsettes på bakgrunn av historiske verdier vil ikke selskapenes nyinvesteringer bli reflektert i inntektsrammen i den perioden investeringen skjer. Det innebærer videre en forskyvning i tid mellom selskapet kostnader og inntekter knyttet til nyinvesteringen. NVE justerer på den bakgrunn selskapenes inntektsrammer årlig for nyinvesteringer.

For distribusjonsnettet vil tillegget til inntektsrammen til det enkelte nettselskap fastsettes på bakgrunn av et anslag på nødvendige nyinvesteringer fratrukket anleggsbidrag og eventuelle andre økonomiske bidrag til investeringen, og en gjennomsnittlig avstand til oppdateringen av kapitalgrunnlaget. Anslaget på nyinvesteringer beregnes med utgangspunkt i en indeks, som skal være et mål på økningen i selskapets oppgave, og nettets nyverdi. Indeksen er basert på antall nybygg i konsesjonsområdet og økningen i levert energi på nasjonalt nivå. I tillegg vil det bli gitt et tillegg for drifts- og vedlikeholdskostnader som følge av nyinvesteringer. For nyinvesteringer i regional- og sentralnett justeres inntektsrammen på bakgrunn av søknad fra selskapene.

Kostnader knyttet til overføringstap behandles på lik linje med andre kostnader knyttet til overføringstjenester. På denne måten sikrer også NVEs regulering at nettselskapene har incentiver til å redusere overføringstapet på lik linje med andre kostnader. Dersom selskapene var garantert kostnadsdekning for kjøp av kraft til dekning av overføringstap ville de kunne økt energitapet mer enn det som var

optimalt. NVE sin ordning bidrar dermed til sammenfall mellom samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomhet.

Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE) ble introdusert i 2001 med den hensikt å bidra til riktig leveringskvalitet i overføringsnett. Selskapenes incentiver til investering i leveringskvalitet ligger i en avveining mellom økte kostnader ved å redusere avbruddene (og dermed øke leveringskvaliteten) og reduserte avbruddskostnader (lavere faktisk KILE-beløp). Dersom verdien av de reduserte avbruddene er større enn økningen i andre kostnader, vil selskapet investere i økt leveringskvalitet.

Incentivene til investeringer i leveringskvalitet må imidlertid naturligvis sees i sammenheng med utviklingen av andre kostnader forbundet med overføringsnett, for eksempel overføringstap og kapitalkostnader.

- **Tariffer og utkoplbar overføring**

Dagens regelverk sier generelt at tariffer skal bestå av et energiledd som skal fastsettes på grunnlag av marginale tapskostnader i nettet, og andre ledd (fastledd – effektledd) som skal dekke de residuale kostnadene. For kunder i distribusjonsnett som ikke er effektmålt (hovedsakelig husholdningskunder) sier tarifforskriften at energileddet som et minimum skal dekke kostnader knyttet til marginale tap, mens fastleddet som et minimum skal dekke kundespesifikke kostnader.

Et energiledd som reflekterer de marginale tapskostnadene i nettet vil synliggjøre kostnaden knyttet til nettap ved overføring av kraft gjennom nettet. For sentralnett og regionalnett fastsettes tapsmarginale punktvis og synliggjør at det er ulikt nettap forbundet med å mate inn eller ta ut kraft på ulike steder i nettet. For distribusjonsnett beregnes normalt gjennomsnittstap i nettet, og ganges ofte med 2, for å få et uttrykk for de marginale tap. Forskriften setter krav til at energileddet skal tidsdifferensieres i regional- og sentralnett. I distribusjonsnett er det et krav at nettselskapet skal tilby en tariff med tidsdifferensiert energiledd til de kunder som i forskrift er pålagt måleravlesning flere ganger i året. Lasten i nettet vil variere over tid (sesong og døgn). Normalt er det slik at høy last i nettet også medfører høye tap i nettet, og motsatt. Ved å tidsdifferensiere energileddet tar man hensyn til at tapene varierer med tidspunkt på døgnet/året og kostnaden ved å overføre kraft knyttet til nettap vil variere tilsvarende. I sentral – og regionalnett er det krav til at energileddet minimum differensieres vinter dag, vinternatt/helg og sommer. For distribusjonsnett er kravet minimum differensiering mellom sommer og vinter. Årsaken til at det ikke er krav til hyppigere differensiering i distribusjonsnett er hovedsakelig at de fleste kundene i distribusjonsnett ikke har timesmålere.

Tarifforskriften sier at nettselskapene er pliktig til å tilby utkoplbar overføring til redusert tariff når kapasitetsforholdene i nettet er slik at det foreligger særlig høy risiko for utkopling av en kunde eller en kundegruppe og til kunder som har elkjeler med driftsklar brenselfyrt reserve. I tillegg har nettselskapene også

mulighet til å tilby slik utkoblbar overføring til redusert tariff til annet uttak som har redusert krav til leveringssikkerhet. Å ha slik fleksibilitet i systemet betyr at nettselskapene har en mulighet til å koble ut last i tilfeller hvor kapasiteten i nettet er begrensende. Denne muligheten kan bidra til å redusere nettapene samt at nettselskapene kan utsette/reducere sine nettinvesteringer.

- **Krav til investeringer**

Områdekonsesjonæren har plikt til å gjennomføre investeringer for å oppfylle sin leveringsplikt. Gjennom leveringsplikten skal områdekonsesjonæren levere elektrisk energi til kundene innenfor det geografiske området konsesjon gjelder for. Når det gjelder plikt til å gjøre tiltak i regional- og sentralnett sier energilovforskriften at omsetningskonsesjonærene skal sørge for markedsadgang for alle som etterspør nettjenester til ikke-diskriminerende og objektive punktтарiffer og vilkår. Ellers har Statnett SF et ansvar for at de samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringene i den sentrale del av overføringsnettet gjennomføres. Dersom aktører i underliggende nett ikke gjennomfører samfunnsmessig rasjonelle investeringer, og det av systemmessige årsaker er nødvendig, kan Statnett foreta investeringer også i regionalnettsanlegg, jf. St.prp. 1 (2001-2002) Del IV for Olje- og energidepartementet og Innst.S. nr. 83 (2001-2002).

Ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder kan nettselskapene fastsette et anleggsbidrag for å dekke anleggskostnadene. Anleggsbidrag ved forsterkning av en tilknytning kan beregnes når kunden krever økt kapasitet eller kvalitet som utløser behov for forsterkning. Anleggsbidrag benyttes normalt ved investeringer i radiale nett, og kun i ekstraordinære tilfeller i maskete nett.

Utvikling av elektrisitetsnettet

Nødvendig utvikling av elektrisitetsnettet vil i årene som kommer være avhengig av endringene i tilbud av og etterspørselen etter elektrisitet. Spesielt vil store økninger i etterspørselen eller tilbudet i bestemte regioner kunne medføre behovet for store investeringer i sentralnettet. I tillegg skjer det stadig en forbedring av anleggskomponenter og overføringsteknologi som benyttes i kraftnettet. Det er imidlertid ingen teknologiske fremskritt de siste årene som synes å medføre vesentlige endringer i energitapene i kraftnettet.

I Statnetts nettutviklingsplan mot 2020 er fremtidige tiltak mht. investeringer i overføringssystemet estimert til ca. 6,2 milliarder NOK i perioden 2003-2010, eller et gjennomsnitt på ca 775 millioner NOK pr. år. Fra 2010 til 2020 er investeringene anslått til 3,4 milliarder NOK eller 340 millioner NOK pr år. Dette gjelder sentralnettet, og inkluderer ikke eventuelle investeringer i kabler til utlandet. Frem mot 2010 representerer dette et betydelig høyere investeringsnivå enn det vi har registrert gjennom de senere årene, men allikevel lavere enn årene før 1996.

På bakgrunn av regionale kraftsystemplaner utarbeidet ved årsskiftet 2002/03 framgår et planlagt investeringsbehov i regionalnettet på om lag 7 milliarder kroner i den kommende 10 års perioden. Dette utgjør et årlig gjennomsnitt på 0,7 milliarder kroner. Dette er et vesentlig høyere investeringsnivået enn det vi har erfart de siste årene.

Behov og eventuelle virkemidler for å styrke insentivene til opprustning av nettet og reduksjon av energitapene

Med dagenes teknologi for overføring av elektrisk energi, vil det alltid være elektriske tap. Størrelsen på tapene må imidlertid vurderes i forhold til både de kvantifiserbare kostnadselementene som investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, flaskehalskostnader og avbruddskostnader, samt de ikke-kvantifiserbare kostnader knyttet til miljø, estetikk, sikkerhet og sårbarhet. Med den reguleringen vi har av nettsystemet og de erfaringer vi har mht. sammensetningen av kostnadselementene som bestemmer investeringsbehovet, er det lite som taler for at tapskostnadene i systemet alene nødvendiggjør et behov for investeringer. Sammenligningsvis ligger vi på samme nivå som i Sverige. Det er de totale kostnadene som er viktig ved tiltak i kraftnettet. En ensidig minimalisering av energitapene i kraftnettet uavhengig av utviklingen i andre kostnader, vil medføre meget store samlede kostnader forbundet med overføringstjenester og være samfunnsmessig lite rasjonelt.

Det er utredet et behov for betydelige investeringer både i sentral- og regionalnettet som på sikt også vil kunne være gunstig i forhold til å redusere energitapene i kraftnettet. Dette vil imidlertid være tiltak som iverksettes for å redusere de totale kostnadene i kraftsystemet og ikke ene og alene for å redusere nettapene. Det er netteierne som må vurdere hvilke tiltak som vil være aktuelle å gjennomføre ut i fra de til enhver tid gjeldende rammevilkår.

Nedenfor er det listet opp ulike måter å redusere overføringstapene i det elektriske overføringssystemet på.

- Innføring av tidsdifferensierte nettariffer og kraftpriser for kundene, vil kunne jevne ut forbruket over døgnet og året. Hos husholdninger kunne for eksempel oppvarming av varmtvann styres. Prissignaler gjennom for eksempel tariffene som reduserer/flytter kundenes forbruk fra tidspunkt der lasten og da normalt nettapene er høye, kan bidra til å utsette/ redusere nettselskapenes behov for investeringer. Dagens regelverk åpner for at nettselskapene kan ta i bruk slike tariffer dersom det er behov for det. I prosjektet "Forbrukerfleksibilitet ved effektiv bruk av IKT" (ferdig sommeren 2004) blir flere slike tariffer testet ut sammen med timesmåling og toveiskommunikasjon. Når det gjelder økt bruk av timesmåling er det allerede vedtatt en senkning av grensen for timesmåling fra et forventet årlig forbruk på 400.000 kWh til 100.000 kWh gjeldende fra 1.1.2005.
- En videre overgang fra 230 til 400 Volt fordelingspenning i distribusjonsnettene vil medvirke til å redusere nettapene.

- Lokalisere mer forbruk til områder med produksjonsoverskudd og/eller lokalisere mer produksjon til områder med produksjonsunderskudd. Kraftkrevende bedrifter kunne oppmuntres til å lokalisere seg i områder med produksjonsoverskudd. Gjennom tapsleddene (energileddet) i tariffen gis produksjon og forbruk kortsiktige lokaliseringssignaler.
- Øke utnyttelsen andre energikilder slik at elforbruket blir mer fleksibelt både i forhold til kortvarige og langvarige prissignaler. Det er her viktig med informasjon, støtteordninger og eventuelt pålegg. I dag er nettselskapene pliktig til å tilby utkoblbar overføring til redusert tariff til kunder som har elkjeler med driftsklar brenselfyrt reserve.

Myndighetene har en sentral rolle i å legge til rette for forutsigbare og stabile rammevilkår som fremmer en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet. En ny forskrift om leveringskvalitet er under utarbeidelse og er planlagt å tre i kraft i løpet av 2004. Denne forskriften vil stille ytterligere krav til netteiere og brukere av nettet om å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftnettet. Forskriften vil være et nytt virkemiddel i utviklingen av et samfunnsmessig rasjonelt kraftsystem.

Det er ingen ting som taler for at energitapene i det norske kraftnettet er for høye. Med de regulatoriske virkemidler som i dag benyttes er det lagt godt til rette for en balansert utvikling av kraftsystemet som ivaretar kostnadene ved energitap i systemet på en god måte. Det er således ikke behov for ytterligere virkemidler for å redusere energitapene i kraftnettet.

Det er viktig å følge nøye med i utviklingen både av investeringer, nettap og leveringspålitelighet i årene som kommer, samt videreutvikle de incentivmessige virkemidler for å sikre en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet.

1 Innledning

Sist vinters anstrengte kraftsituasjon med høye kraftpriser, har økt fokuset på kraftmarkedet og kraftsystemet. Siden dereguleringen av bransjen på begynnelsen av 1990-tallet har investeringene i både kraftproduksjon og kraftnett blitt betydelig redusert. Samtidig har forbruket av elektrisk kraft økt betydelig. Dette har medført at utnyttelsen av tidligere investeringer i systemet har økt..

I notatet er det sett på historisk utvikling av energitap og tapskostnader i elektrisitetsnettet i forhold til hvordan investeringene i kraftnettet har utviklet seg. Videre er det sett på hvilke elementer NVE vurderer ifbm. konsesjonsbehandling av nettanlegg. Det er gitt en beskrivelse av dagens inntektsrammeregulering og kort omtalt NVEs målsetting tilknyttet prosjektet om økonomisk regulering fra og med 2007. Det er sett på mulig investeringsutvikling for de ulike nettnivåene og behovet for og eventuelle virkemidler for å styrke insentivene til opprustning av nettet og redusere energitapet.

2 Dagens elektrisitetsnett

2.1 Kort omtale av elektrisitetsnettets funksjon og utstrekning

Kraftledninger har som formål å transportere elektrisk kraft fra kraftverk til forbruker i de mengder og på det tidspunkt kundene ønsker. Kraftforbruket varierer vanligvis sterkt over året og over døgnet. Kraftledningene må være sterke nok til å klare forbruket når det er størst, f.eks. kl. 10 en sprengkald dag i januar.

2.1.1 Kort om hvordan energitap i elektrisitetsnettet oppstår

Det nasjonale kraftsystemet er bygget opp som et vekselstrømsystem med 3 faser. Valg av tre faser har sammenheng med at tre faser er det minste antall faser som gir et jevnt moment i generatorer og motorer. Dessuten er overføringstapene i et trefase system betydelig lavere enn i et enfase system.

Med konvensjonelle overføringsledninger hvor lederen gjerne er av kobber eller aluminium, oppstår det tap ved overføring av elkraft. Ohmske effekttap øker proporsjonalt med motstanden i lederen, dvs. at tapene øker proporsjonalt med avstanden fra kraftverket til forbruker. Tapet øker derimot proporsjonalt med kvadratet av strømmen som overføres i lederen. Effekten som overføres på en leder er bestemt av produktet av spenning og strøm. Det vil si at tapene i kraftnettet øker proporsjonalt med kvadratet av overført effekt.

Ved overføring av en gitt effektmengde vil en høy spenning gi en lav strøm og vice versa. Overføring av store kraftmengder over lange avstander medfører at en ønsker å ha en høy spenning på lederen for å begrense tapene i lederen.

Kraftnettet består av overføringsledninger og kabler sammensatt av elektrisk ledende materialer med lav motstand, som kobber eller aluminium. Når elektrisk kraft transporteres i gjennom slike ledere vil det ut i fra fysiske lover alltid oppstå energitap. Nettapene øker med avstanden fra kraftverket til forbruker og med overført effekt. Derimot reduseres nettapene med økende spenningsnivået. Overføring av store kraftmengder over lange avstander medfører at en ønsker å ha en høy spenning på lederen for å begrense energitapene i lederen.

2.1.2 Spenningsnivåer

Spenningsnivået i kraftnettet avhenger av kraftmengde og den avstand kraften skal fraktes over. Generelt kan man si at jo større mengde som skal fraktes, og jo lengre avstand kraften skal fraktes, desto høyere spenningsnivå benyttes. Dette gjøres for å unngå at de elektriske tapene i nettet blir for høye.

Kraftnettet deles gjerne inn i 3 nivåer; sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Sentralnettets funksjon er å binde sammen produksjon og forbruk i ulike landsdeler, gi

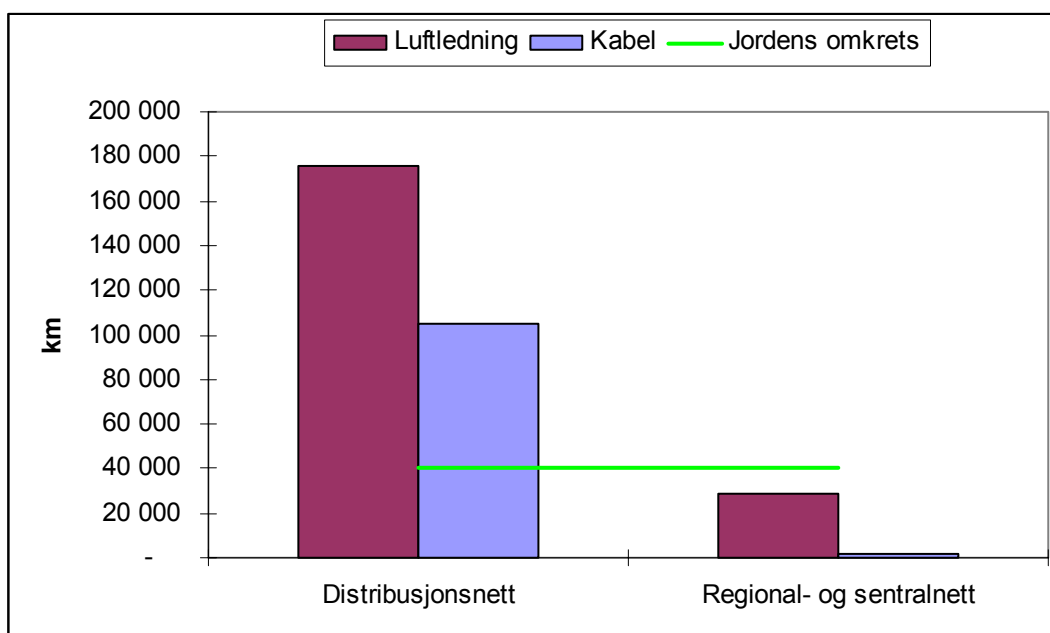
aktører i alle landsdeler adgang til markedsplass og sørge for sentrale utvekslingspunkter i alle landsdeler. Sentralnettet består således av anlegg som opereres på de høyeste spenningsnivåene i landet; 420 kV, 300 kV og 132 kV. Fra 1. januar 2003 omfatter sentralnettet også anlegg for nedtransformering til regionalnettspenning.

Til å fordele kraften til forbrukere nedtransformeres kraften gradvis. Først gjerne til spenningsnivåer fra 50 til 132 kV som betegnes regionalnett, og deretter til et distribusjonsnett. Nedtransformeringen skjer i krafttransformatorer som står i egne stasjoner sammen med andre komponenter som blant annet brytere og vern. Brytere og vern skal gi beskyttelse til anlegg samt bidra til stabil og sikker drift av kraftsystemet. Nettnivået under regionalnett kalles høyspent distribusjonsnett og har normalt et spenningsnivå på 22 eller 11 kV. For å distribuere kraften til mindre forbrukere, nedtransformeres kraften i fordelingstransformatorer til 230 volt eller 400 volt.

Det lavspente distribusjonsnettet overfører kraften det siste stykket til mindre forbrukere som småbedrifter og husholdninger. Større industribedrifter, jernbanen etc. tar gjerne kraften på et høyere spenningsnivå.

De relative tapene ved transport av den elektriske kraften øker med redusert spenning. Overføring av elkraft på hovednettet (sentralnettet) skjer vanligvis over store avstander f.eks. fra Vestlandet til Oslo-området. I hovedfordelingsnettet (regionalnettet) transporteres vanligvis elkraften over kortere avstander enn på hovednettsnivå, men på grunn av lavere spenningsnivå er tapene relativt sett større. De største tapene oppstår i fordelingsnettet (distribusjonsnettet) som er det siste, og vanligvis det korteste stykket før elkraften kommer fram til forbruker.

2.1.3 Utstrekning av elektrisitetsnettet i Norge



Figur 1: Antall kilometer kabel og luftledning på distribusjonsnett samt regional- og sentralnett sammenlignet med jordens omkrets

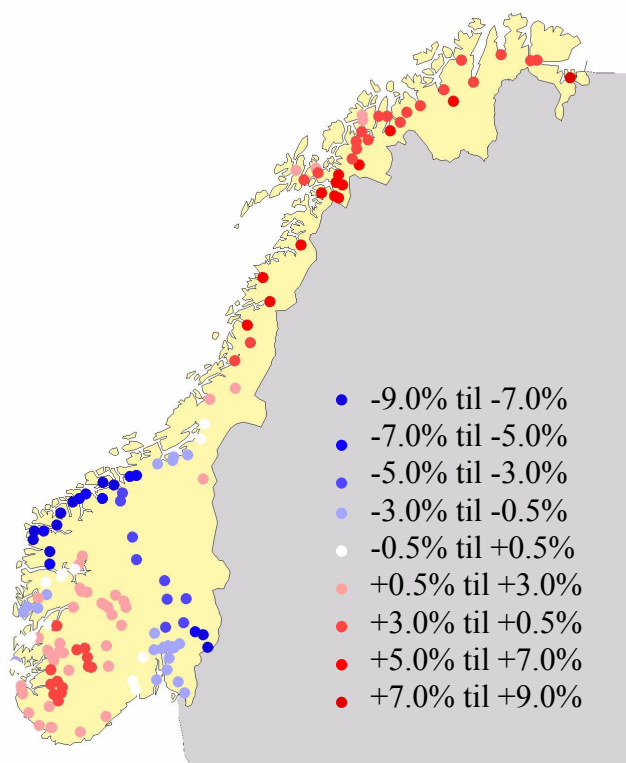
Som figur 1 viser, er lengden på distribusjonsnettet mye lenger enn regional- og sentralnettet. Av den totale lengden på det elektriske nettet representerer distribusjonsnettet ca 91 %, regionalnettet ca 6 % og sentralnettet ca 3 %. I distribusjonsnettet er andelen kabel ca 37 % mens den i regional- og sentralnettet er ca 3 %. Dette henger sammen med at kostnadene for kabling er høyere på de høye spenningsnivåene (over 22 kV) enn på lavere spenningsnivå. Andelen av kabel er ellers mye større i byområder enn i landlige områder på grunn av areal- og miljømessige forhold.

2.2 Energitap i elektrisitetsnettet

Forbruket varierer vanligvis en god del både gjennom døgnet og gjennom året. Tapet ved å overføre den elektriske kraften vil dermed også variere. Ved maksimal belastning vil også tapene være størst. For en gitt tidsperiode f.eks. et år, vil kvotienten mellom overført energi og maksimal overført effekt kalles belastningens brukstid. Kvotienten mellom energitap og maksimalt effekttap kalles tapenes brukstid. Tapsbrukstiden er mindre enn belastningens brukstid for samme tilfelle.

Marginaltapene ved overføring av elkraft fra kraftverk til forbruker, vil ikke bare endres med tid på døgnet og tid på året. Det vil også variere med lokaliseringen av kraftverket eller forbruket. I visse områder i Norge er det et overskudd av elproduksjon mens det i andre områder er underskudd på produksjon. En økning av forbruket i områder med produksjonsoverskudd for eksempel Helgeland, vil medføre lavere nettap enn om økning av forbruket kom i områder med produksjonsunderskudd for eksempel i Oslo.

Sammen med systemprisen, utgjør marginaltapet energileddet i sentralnettstariffen. Marginaltapet i et punkt angir marginal endring av tap i totalsystemet ved marginal endring i innmating eller uttak fra dette punktet.



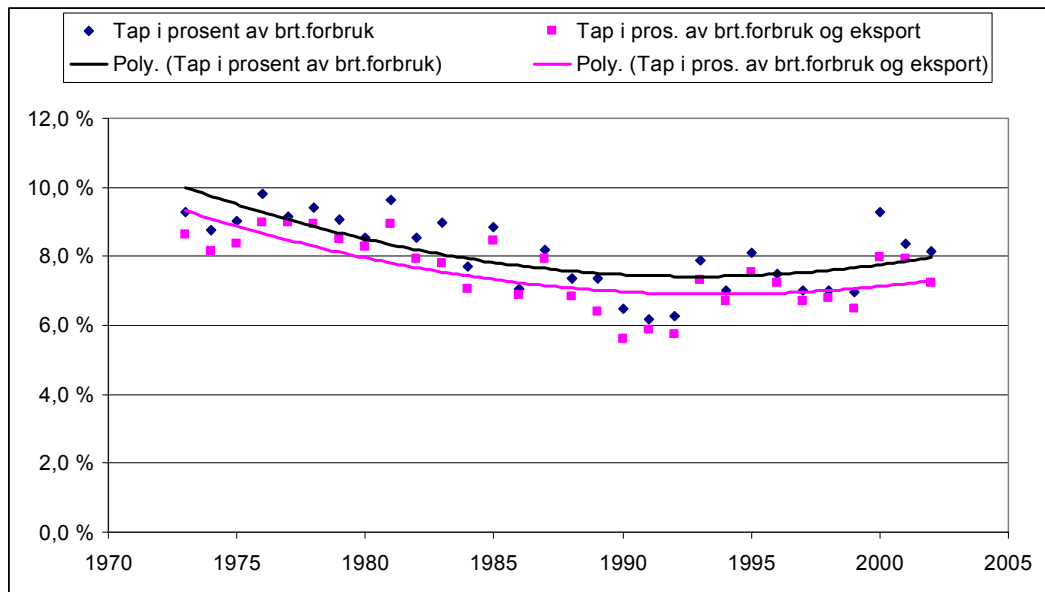
Marginaltapet er symmetrisk om null for innmating og uttak for hvert punkt. Hvis marginaltapet for økt innmating (produksjon) i et punkt er 4 %, så vil marginaltapet for økt uttak (belastning) i samme punkt være -4 %. Marginaltapet for Møre-kysten er -6 % for økt produksjon og i Kirkenes er det +8 %. Det vil si at en produksjonsøkning på 100 MW vil gi en effektilgang på 106 MW på Møre-kysten, mens effektilgangen i Kirkenes vil bli 92 MW. Satsene som er brukt her er et beregnet gjennomsnitt for årene 2000- 2002. Marginaltapet for landet

som helhet endrer seg lite fra sesong til sesong.

Figur 2: Marginaltap relatert til innmating ihht. sentralnettstariffen for hele året, gjennomsnitt for årene 2000-2002.

2.2.1 Historisk utvikling av energi tap (inkl. kostnader) og investeringer

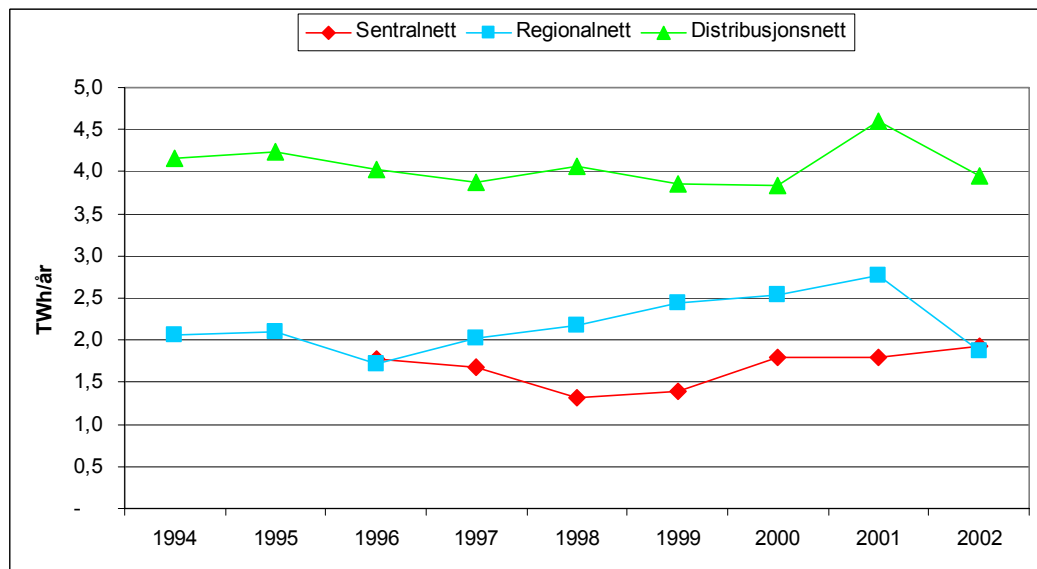
De fysiske tapene i elektrisitetsnettet varierer hele tiden dvs. gjennom døgnet, uken, året og fra år til år. Dette henger sammen med ulik belastning av nettet og endringer i kraftnettet. Figuren under viser utviklingen av årlige nettap i Norge i forhold til brutto elforbruk og i forhold til brutto elforbruk inklusive eksport for perioden 1973-2002.



Figur 3: Utvikling i årlig totale nettap (inkl. statistisk differanse) i det norske kraftnettet i forhold til brutto forbruk og i forhold til brutto forbruk og eksport for perioden 1973-2002. Kilde SSBs elektrisitetsstatistikk.

Figur 3 over viser at de totale årlige tapene i det norske kraftnettet reduseres i perioden 1973 til begynnelsen av 1990-tallet. Deretter er det en gradvis økning i nettapene. Som en ser av figuren over er de relative tapene noe lavere når en ser tapene i forhold til brutto forbruk inklusive eksport enn når men ser kun i forhold til brutto forbruk.

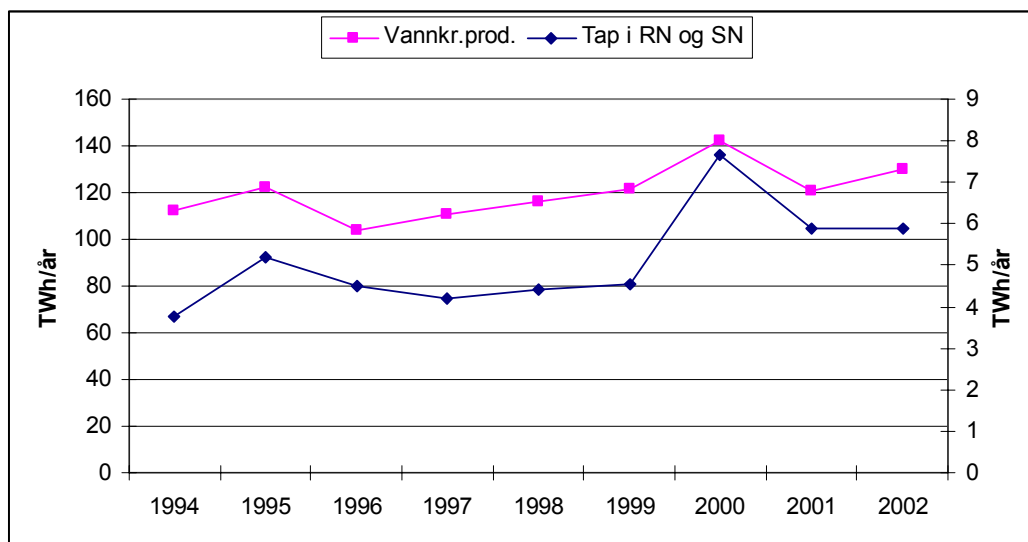
I figur 4 under er vist utviklingen i årlige energitap i elnettet fordelt på henholdsvis sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett for perioden 1994-2002.



Figur 4: Utvikling i årlige nettap i sentral-, regional- og distribusjonsnettet i perioden 1994-2002. Data for sentralnettet mangler for årene 1994 og 1995. Kilde NVEs teknisk-økonomiske rapportering.

Av figur 4 er det vanskelig å si noe generelt om utvikling av nettapene på de ulike nettnivåene.

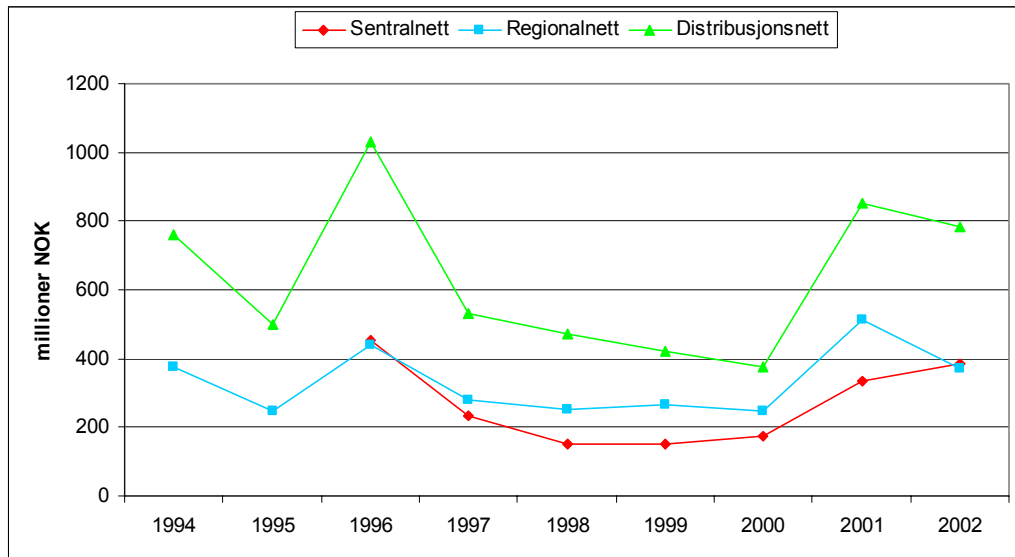
Dersom vi sammenlikner årlig vannkraftproduksjon med årlige tap i sentral- og regionalnettet som vist i figur 5 under, synes det å være en klar sammenheng.



Figur 5: Utvikling i årlige nettap i sentral- og regionalnettet samt årlig vannkraftproduksjon i perioden 1994-2002.

Figur 5 over viser at nettapene i sentral- og regionalnettet er høyere i år med høy vannkraftproduksjon og lavere i år med lav vannkraftproduksjon. Totale tapstall er hentet fra SSB og fratrukket nettapene for distribusjonsnettet som er innrapportert til NVE fra nettselskapene. Summerer man tapstallene for de tre nettnivåene som er innrapportert til NVE får man lavere tall enn de som SSB offentliggjør. Dette kan ha sammenheng med mange ulike forhold som blant annet mangel på målere som medfører at nettselskapene må beregne tapene, feilavlesning, målerfeil, tastefeil og statistiske avvik.

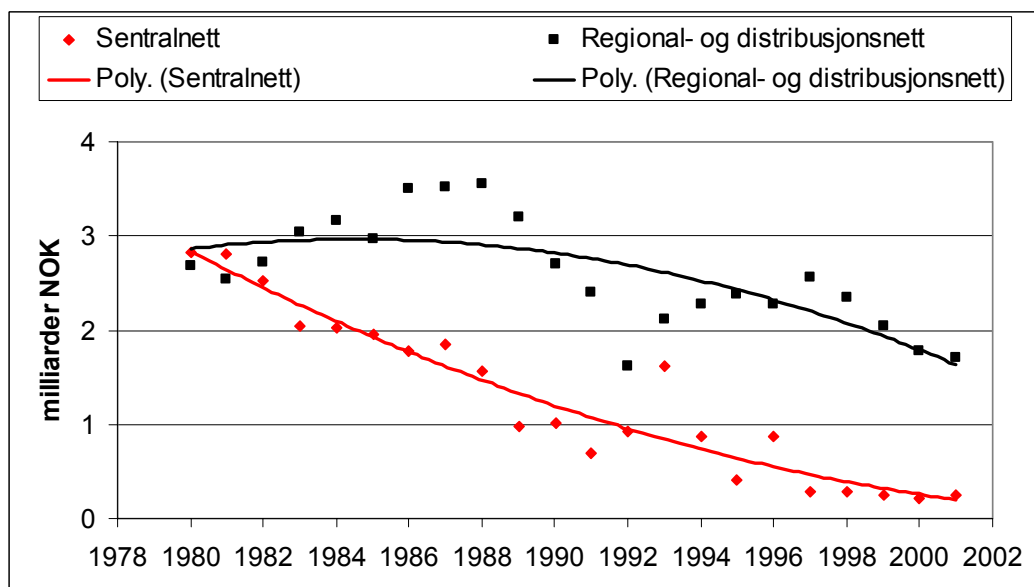
Dersom en tar utgangspunkt i de fysiske nettapene som er innrapportert til NVE og multipliserer med elspotprisen (for Oslo) får en et bilde på hva tapene koster. I figur 6 under har vi tatt årlig nettap og multiplisert med gjennomsnittlig årlig elspotpris for perioden 1994-2002.



Figur 6: Utvikling i tapstkostnader for henholdsvis sentral-, regional- og distribusjonsnett for perioden 1994-2002.

Figur 6 viser at tapstkostnadene varierer betydelig gjennom perioden. Spesielt høye er tapstkostnadene i 1996, 2001 og 2002. Dette har i stor grad sammenheng med at elspotprisen i 1996, 2001 og 2002 var høye.

For å se nærmere på bakgrunnen for reduksjonen av nettapene i forhold til forbruket fra 1970-tallet til begynnelsen av 1990-tallet hvor tapene begynte å øke igjen, er det i figur 7 under presentert utviklingen i nettinvesteringer fra 1980 til 2001.



Figur 7: Utvikling i brutto investeringskostnader for henholdsvis sentralnett og regional- og distribusjonsnett for perioden 1980-2001 (tallene i milliarder NOK er referert 2001).

Figur 7 viser at det har vært en betydelig men ganske jevnt nedgang i investeringer i sentralnettet helt siden 1980. Det synes også å ha vært en nedgang i investeringer i regional- og distribusjonsnettet, men der synes investeringene og svinge mer i sykluser.

Reduksjonen i investeringene spesielt fra slutten av 1980-tallet har medført at den tidligere utviklingen med reduksjon i årlige nettap i forhold til forbruk, har snudd til en gradvis økning i årlige nettap i forhold til forbruk fra begynnelsen av 1990-tallet.

3 Beskrivelse av metode for vurdering av konsesjonssaker

Før en konsesjonær kommer så langt som å søke om konsesjon for elektriske anlegg, skal tiltaket være omtalt i kraftsystemplan for regionalnett eller sentralnett. Etter energiloven som kom i 1990 plikter alle anleggskonsesjonærer å delta i kraftsystemplanleggingen. NVE utarbeidet ny forskrift om energiutredninger gjeldende for fra 1.1.2003. NVE har delt inn Norge i 19 utredningsområder hvor en større anleggskonsesjonær er pålagt å koordinere kraftsystemutredningen. Målet for utredningsarbeidet er å bidra til en samfunnsøkonomisk riktig utbygging av regional- og sentralnettet hensyntatt aktuelle energibærere for stasjonær energibruk. Videre skal kraftsystemutredningen fortsatt være et viktig grunnlagsdokument i NVEs arbeid med vurdering av konsesjonssøknader. Dette vil spesielt gjelde konsesjonssøknader for større kraftledninger.

Kraftsystemutredningen skal beskrive dagens kraftnett, framtidige overføringsforhold, samt forventede tiltak og investeringer. Herunder skal det presenteres statistikk med data for produksjon, overføring og forbruk av elektrisk energi, samt beskrive forhold som er av betydning for utviklingen av kraftsystemet i utredningsområdet. Utredningsansvarlig skal også beskrive ulike alternativer for utviklingen av kraftsystemet. Det skal gjennomføres forenklete samfunnsøkonomiske vurderinger av alternativene.

Den nye forskriften om energiutredninger pålegger dessuten alle områdekonsesjonærer å gjennomføre en årlig energiutredning for hver kommune i sitt konsesjonsområde. Utredningen skal presenteres for kommunene i et årlig offentlig møte der også andre interesserte aktører skal ha anledning til å delta. Den lokale energiutredningen skal beskrive nåsituasjonen for energisystemet i kommunen. Dette gjelder ikke bare elsystemet, men også andre typer infrastruktur som er etablert. Utredningen skal vise hvor mye elektrisitet, fjernvarme, olje, gass, og biobrensel som benyttes stasjonært i kommunen. Den skal også gi en beskrivelse av forventet energietterspørsel i kommunen fordelt på ulike energibærere, samt en vurdering av hva som regnes som de mest samfunnsrasjonelle løsningene for å møte den forventede etterspørselen. Etablering av denne type faktagrunnlag er viktig for å legge til rette for en rasjonell utvikling av energisystemet.

3.1 Forenklet samfunnsøkonomisk vurdering

Bygging av overføringsnett er meget kapitalkrevende og representerer miljøinngrep i varierende grad. Før bygging av en overføringslinje bør alternative tiltak vurderes med hensyn til samfunnsøkonomi. Før en overføringslinje bygges må den dimensjoneres både mekanisk og elektrisk. Riktig spenningsnivå og linetykkelse for en bestemt kraftledning må beregnes fra overføringsbehov og avstand. Hvis man velger for lave spenningsnivå og/eller for lite ledertverrsnitt gir dette for høye tap og behov for flere ledninger. Velger

man for høyt spenningsnivå og/eller for stort ledertverrsnitt gir dette betydelige ekstra investeringskostnader.

I Norge utsettes luftlinjer for både vind og snø/is, dessuten går linjen ofte i kupert terreng, og dette må det tas hensyn til ved mekanisk dimensjonering. Ved elektrisk dimensjonering er det viktig å ta hensyn til at spennings- og stabilitetskriterier oppfylles samt at ledningens overføringsevne (termiske grenselast) ikke overskrides.

Kostnader av elektriske tap er en av flere parameter ved dimensjonering av kraftnett. En samfunnsøkonomisk optimalisering av nettinvesteringer er å maksimere betalingsviljen for nettinvesteringer fratrukket nåverdien av kostnader i nettet, samtidig som elektrofysiske restriksjoner, krav til leveringsplikt, tekniske standarder, miljøkrav og andre krav oppfylles. Nettkostnadene omfatter følgende kostnader::

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Tapkostnader
- Flaskehalskostnader
- Avbruddskostnader

I de deler av kraftnettet som normalt driftes masket som sentral- og deler av regionalnettet (420-132 kV) må kost/nytte til alle disse elementene vurderes. I de deler av kraftnettet som normalt driftes radielt som deler av regional- og hele distribusjonsnettet vil flaskehalskostnader normalt ikke være aktuelt å vurdere.

3.1.1 Forutsetninger

For å beregne de ulike kostnadselementene må en del forutsetninger klargjøres. Dette er fysisk levetid for prosjektet, analyseperiode, kalkulasjonsrente, referansetidspunkt, referansebanen og fysiske nettbegrensninger.

Det skilles mellom fysisk og økonomisk levetid. Fysisk levetid er tiden anlegget antas å utføre en funksjon og dermed gjøre nytte for samfunnet. Man benytter gjerne en "restverdi" for å representere den gjenværende verdi i anlegget når den økonomiske levetiden settes kortere enn fysisk levetid.

Det tidsrommet som skal analyseres, kalles analyseperiode. Analyseperioden settes normalt lik økonomisk levetid som er den perioden anlegget regnskapsmessig avskrives over. Økonomisk levetid er lik eller kortere enn fysisk levetid.

Diskonteringsrenten som benyttes i en samfunnsøkonomisk analyse kalles kalkulasjonsrente. Ved store eller viktige enkeltprosjekter skal det foretas egne anslag på kalkulasjonsrente, mens det ved mindre prosjekter brukes standardiserte rentesatser inndelt i forhåndsdefinerte risikoklasser.

Referansetidspunkt er starttidspunktet for analysen. Dersom referansetidspunktet settes lik tidspunkt for oppstart av anleggsarbeidet, skal det ikke beregnes renter i byggeperioden. Dersom referansetidspunktet settes lik dato for idriftsettelse av anlegget, skal det beregnes renter i byggeperioden.

Referansebanen: Ved beregning av fremtidige størrelser legges det til grunn en forventet utvikling i kraftmarkedet. Dette vil kunne omfatte prognoser for belastning og brukstid for alminnelig forsyning og kraftintensiv industri, for eksempel hvordan forbruket i alminnelig forsyning og kraftintensiv industri antas å utvikle seg. Det må også klargjøres hvordan produksjonssiden antas å utvikles. Dette vil igjen bestemme hvilken utvikling vi legger til grunn for balansen mellom produksjon og forbruk.

3.1.2 Investeringskostnader

Det er store variasjoner i investeringskostnader avhengig av spenningsnivå og om kabel eller luftlinje velges. Investeringskostnadene for luftledninger er i hovedsak sammensatt av kostnader til master, strømførende liner, isolerende oppheng samt transport, montasje, oppmåling, prosjektering, administrasjon, grunnerstatning og skogrydding. Materiell og transport er ikke en knapp faktor og prisene baseres på markedspris eksklusive fiskale avgifter. Arbeidskraft og grunnerstatning behandles som knapp faktor og prisen settes lik lønn inklusive avgifter (og sosiale kostnader). For 420 kV kraftlinjer ligger investeringskostnadene på i størrelsesorden 2-4 millioner NOK pr. kilometer avhengig av linetverrsnitt og terreng/topografiske forhold. Ved jordkabel vil kostnadene i stor grad være avhengig av grunnforhold og kabelanleggets lengde.

3.1.3 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader vil avhenge av klimatiske forhold, kabel- og mastetype, topografiske forhold, mannskapsstyrke, vedlikeholdsfilosofi og kompetanse. Vedlikehold for luftledninger kan omfatte blant annet skogrydding, reimpregnering av tremaster, korrosjonsbeskyttelse og utbedring av mastefundamenter.

Stipulerte drifts- og vedlikeholdskostnader beregnes for hele analyseperioden. Disse kan bestå av materiell, transport og arbeidskraft. Som for investeringskostnader skal arbeidskraft og eventuelle grunnerstatninger prises inklusive alle avgifter, mens andre kostnader skal betraktes eksklusive fiskale avgifter.

Dersom det ikke er mulig å anslå driftskostnadene direkte, kan årlig driftskostnad eksklusive avgifter anslås som 1,5 % av investeringskostnaden. Anslaget er basert på erfaringer.

3.1.4 Taps- og flaskehalskostnader

Ved all kraftoverføring vil en del av overført energi forsvinne som varmetap til omgivelsene. Dette kalles nettap og medfører at effektuttaket fra nettet er mindre enn det som mates inn. Nettapet øker proporsjonalt med kvadratet av strømstyrken noe som gir et sterkt økende nettap når overføringsvolumet nærmer seg den fysiske kapasitetsgrensen.

Kapasitetspris, noen ganger omtalt som flaskehalskostnad, er en skyggepris som oppstår når det er knapphet på overføringskapasitet. Kapasitetsbegrensningen kan i prinsippet også skyldes knapp tilgang på elektrisitet.

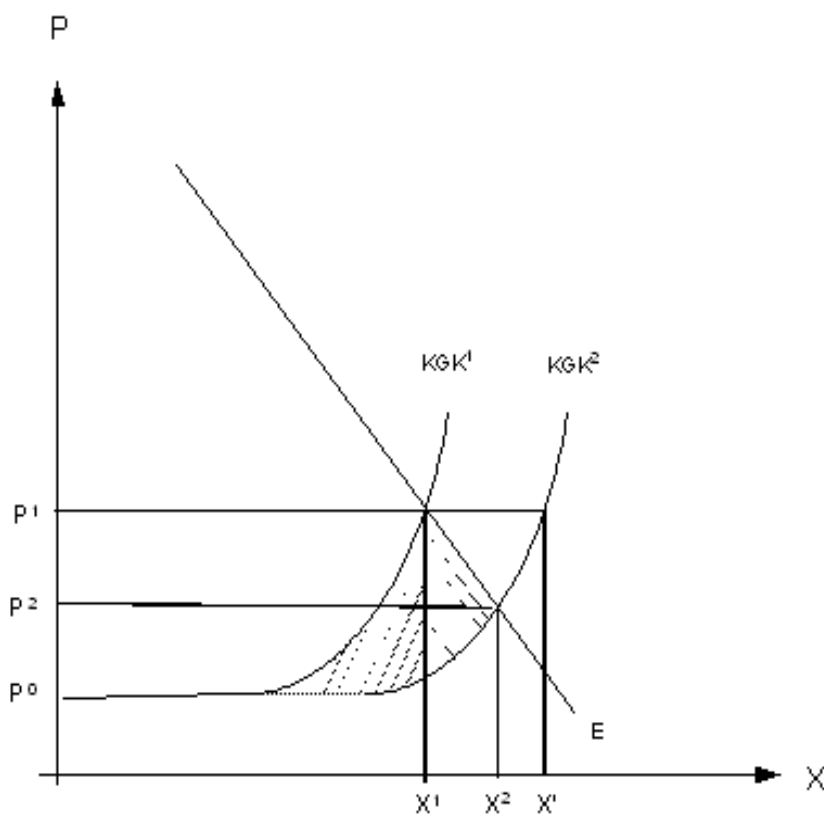
Dersom den fysiske overføringskapasiteten (og elektrisitetsproduksjonen) er større enn etterspørselen etter el, vil skyggeprisen på kapasitet være null. Grensekostnaden på el gis da av brenselkostnad/vannverdi og nettap alene. Om kapasiteten er mindre enn etterspørselen vil det oppstå en pris på kapasiteten. Kapasitetsprisen vil normalt øke tiltakende med økende knapphet. Markedsprisen på el er lik brenselkostnad, nettap og skyggepris på kapasitet når kapasitet er en begrensende faktor (jf. elspotområder).

Blant annet kapasitetspris og nettap gjør at kortsiktig grensekostnad for levert elektrisitet øker tiltakende med overføringsvolumet. Men det finnes også andre mekanismer som bidrar til dette. Et annet eksempel er at det nordiske kraftsystemet fylles opp med stadig dyrere produksjonskapasitet når etterspørselen øker.

To grensekostnadskurver for levert el er illustrert (KGK^1 og KGK^2) i figur 8. Dette er bare illustrasjoner, og både helning og beliggenhet er svært forskjellig på ulike tidspunkter og i ulike områder. Den samfunnsøkonomiske verdi av redusert nettap eller økt kapasitet i en gitt tidsperiode kan illustreres i figuren.

Som eksempel ser vi i det følgende på et tiltak som medfører redusert nettap.

Begrunnelsen for å fastsette samfunnsøkonomisk verdi av å øke overføringskapasiteten (reduere en flaskehals) vil imidlertid følge samme resonnerement.



Figur 8 Konsument og produsentoverskudd ved redusert nettap/økt kapasitet.

Kortsiktig grensekostnad for levert elektrisitet er i utgangspunktet gitt ved KGK^1 . Kurven stiger tiltakende ettersom kvantum nærmer seg den øvre fysiske grense for hva som kan leveres til sluttforbruk i området. Reservasjonsprisen P^0 er den laveste pris tilbyder er villig til å levere kraft til. Denne er vanligvis bestemt av vannverdi + variable driftskostnader i vannkraftsystemet.

I skjæringspunktet mellom KGK^1 og etterspørselskurven, E , finner vi likevektspris P^1 og likevektskvantum X^1 , der krafthandelen finner sted med et gitt nettap. Vi tenker oss så at det blir gjennomført (et investeringsmessig kostnadsfritt) tiltak som vil redusere det fysiske nettaket. Det vil da være mulig å levere samme mengde elektrisitet til sluttbrukere, for eksempel X^1 , men med lavere produksjonsvolum fordi man nå taper mindre elektrisitet i overføringen. Dette vil medføre at kortsiktig grensekostnad flytter seg fra KGK^1 til KGK^2 .

For et hvilket som helst kvantum elektrisitet levert til sluttbruk, for eksempel X^1 , vil det nå mates mindre elektrisitet inn i nettet enn før tiltaket. Leverandørens kostnader reduseres dermed med $P^1(X^2 - X^1)$ fordi han nå kjøper mindre strøm fra produsenten for å levere X^1 til sluttbruker. Det produseres mindre kraft og brukes dermed mindre brensel (som sett i en nordisk sammenheng enten er i form av vann, gass, olje, kull eller kjernedrivstoff). Dersom sluttleveransen av elektrisitet opprettholdes i X^1 , er den samfunnsøkonomiske kostnadsgevinsten av redusert nettap gitt av det skraverte området til venstre for X^1 . Kostnadsinnsparingen er bare avhengig av tilbudskurvens helning og form og ikke av etterspørselskurven, ut over at den krysser i P_1X_1 .

Frigjort brensel kan spares til senere perioder eller bidra til økt sluttleveranse av elektrisitet i den samme perioden. Dersom man ønsker å tilby sluttbrukere den frigjorte kraften, må prisene senkes fordi en ny tilpasning må skje langs etterspørselskurven. I figuren er den nye tilpasningen i (P^2, X^2) . Verdien av økt sluttleveranse er gitt av differansen mellom produksjonskostnad og etterspørselskurven ved det skraverte området til høyre for X^1 . Verdien av frigjort elektrisitet i en tidsperiode er større med en flat enn ved en bratt etterspørselskurve. I det ene ekstremtilfellet, med en vertikal etterspørsel, vil brukerne ikke kjøpe den frigjorte elektrisiteten innen tidsperioden uansett pris.

Total samfunnsøkonomisk verdi av redusert nettap innen tidsperioden er hele det skraverte området i figuren. Vi må neddiskontere alle velferdsgevinstene over prosjektets levetid for å komme frem til den totale velferdsgevinsten.

Siden etterspørselskurvens beliggenhet varierer mellom ulike tidsavsnitt vil verdien av økt kapasitet eller redusert nettap også variere sterkt mellom perioder. Det er derfor vanskelig å anslå disse to størrelsene basert på faste gjennomsnittspriser.

For sentral- og regionalnettet lar det seg i praksis gjøre å beregne verdien av redusert nettap/økt kapasitet ved hjelp av datamodellen Samlast. Dette er en integrasjon av Samkjøringsmodellen og et lastflytprogram, Optlast. Samlast er en markedsmodell hvor tilsig, produksjon, forbruk og overføringsnettet modelleres (Hornnes 1995). Modellen beregner markedsklarering for eksempelvis 4 prisavsnitt pr. uke over 60 år (1941-2000). Samlast tar hensyn til beregnede fysiske nettap samt nettbegrensninger i beregningen av det totale produsent- og konsumentoverskuddet (Hornnes 2002).

3.1.5 Avbruddskostnader

Avbrudd vil hovedsakelig medføre kostnader for forbrukerne. Avbruddskostnadene vil variere svært mye avhengig av kundetype og nettkonfigurasjon.

Ved beregning av avbruddskostnader, må det vurderes hvilke feil som kan medføre avbrudd for sluttbrukere. Dette kan være feil på ulike anleggskomponenter som kraftlinjer, kabler, krafttransformatorer, effektbrytere samt vern og kontrollutstyr.

Feil på anleggskomponenter vil vanligvis ha ulik frekvens og varighet, og årsaken til feilene kan for eksempel være lynnedslag, is/snø, vind, trefall, stein-/jordras, snøras, fugler, overbelastning/ustabilitet eller feil ved konstruksjon/montasje. Kraftlinjer er spesielt utsatt for lynnedslag og vind, mens krafttransformatorer, vannkraftaggregater, vern og kontrollutstyr er spesielt utsatt for feil i forbindelse med konstruksjon/montasje og innstilling.

Statnetts årsstatistikk for driftsforstyrrelser i 33-420 kV nettet benyttes til fastsettelse av feilfrekvens og utetid (kopleingstid evt. reparasjonstid) dersom ikke mer representativ statistikk foreligger.

Spesifikke avbruddskostnader for større brukere i området bør undersøkes. Dersom slike undersøkelser ikke er tilgjengelig, kan man basere seg på (SEfAS, 2002) / NVEs KILE-satser.

3.1.6 Restverdi

Restverdi oppstår fordi det er en differanse mellom analyseperiode og fysisk levetid for en investering. Restverdien skal representere at anlegget fortsatt vil kunne bidra til kraftoverføring etter at kapitalen er avskrevet.

Ved utløp av analyseperioden på for eksempel 30 år vil anlegget ha en restverdi som må tas hensyn til. Dette skyldes at den fysiske levetiden (for eksempel 50 år) er lenger enn analyseperioden og den økonomiske levetiden (for eksempel 30 år). Restverdien beregnes for eksempel ved at anlegget avskrives lineært over 50 år slik at restverdien utgjør $((50-30)/50 =) 40\%$ av investeringskostnaden referert analyseperiodens slutt. Denne må så diskonteres til referanseåret.

3.1.7 Oppsummering og konklusjon

Nytteverdien og kostnadene for alle alternativene skal sammenfattes slik at man kommer frem til en nettonåverdi for hvert av dem. Betingelsen for at prosjektet skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt, er at nettonåverdien er positiv. Negativ nettonåverdi innebærer at prosjektet er samfunnsøkonomisk ulønnsomt. Før man tar en beslutning om å anbefale/avvise et prosjekt bør man se nettonåverdien i sammenheng med miljøinngrep og eventuelle andre prosjekter som vil påvirke/bli påvirket av det aktuelle prosjektet.

Når det eksisterer flere gjensidig utelukkende alternativer er det ikke uten videre gitt at man skal velge det prosjektet som har høyest nettonytte. I slike tilfeller må man vurdere nettonåverdien i forhold til ressursinnsatsen. Siden vi ikke tar hensyn til miljøkostnader i nettonåverdien, vil det være mest riktig å sette nettonytten i forhold til de finansielle kostnadene. Nyttekostnadsbrøken skal da beregnes etter følgende formel uten miljøkostnad (U):

$$N/K = \frac{N - I - D}{I + D}$$

3.2 Andre samfunnsmessige forhold

I tillegg til de elementene som er nevnt i kapittelet foran, gjøres det vurderinger av andre samfunnsmessige forhold som beredskapsmessige forhold, lokale samfunnsmessige virkninger (herunder kommunale inntekter, arbeidsplasser, behov for varer og tjenester) og miljømessige forhold.

3.2.1 Miljømessige forhold

Overføring av kraft har konsekvenser for arealbruk og miljø. I de senere år er det blitt økende fokusering på slike spørsmål.

Det som særpreger kraftledninger som naturinngrep er at virkninger primært rammer mennesker gjennom negativ estetisk påvirkning av bomiljø og landskap forøvrig. Natur i betydningen flora og fauna vil i mindre grad påvirkes. Standardproblemer i de tilfeller det skal bygges nye kraftledninger er estetikk og nærføring, andre spørsmål kommer inn i varierende grad. Virkningene av kraftledninger kan ordnes i følgende hovedgrupper:

1. Ved nærhet til bebyggelse kan kraftledninger gi estetiske ulemper og frykt for helseskade.
2. Friluftsliv og rekreasjon kan påvirkes negativt av kraftledninger. Spesielt vil naturområder som fra før er lite berørte av inngrep kunne få redusert rekreasjonsverdi.
3. Naturvernområder og kulturminner kan berøres direkte eller påvirkes estetisk.
4. Fugler vil kunne kollidere med kraftledninger. Vilt kan forstyrres av anleggene.
5. For jordbruk og skogbruk kan kraftledninger gi driftsulemper og redusert produksjon.
6. Kraftledninger vil generelt legge beslag på betydelige arealer som kan ønskes utnyttet til andre formål.

Tiltak for å redusere miljøeffekter

For å fjerne eller redusere ulempene fra kraftledninger finnes en rekke tiltak. Alle disse vurderes som et ledd i arbeidet fram mot en eventuell konsesjon. Dette gjelder:

1. Kritisk vurdering av behov for nye ledninger og mulighet for sanering.
2. Kabling som alternativ til luftledning
3. God traséplanlegging og vurdering av parallellføring og fellesføring
4. Bedre form og farger på master, isolatorer og liner
5. Tiltak for å unngå kollisjon fra fugl
6. Skånsomme metoder innen anlegg og drift, herunder moderat trasérydding.

Miljømessig er det normalt en fordel å erstatte luftledninger med jordkabler, men kabling er svært kostbart ved høye spenningsnivåer. Her velges normalt andre tiltak, både i Norge og i andre land. På de lavere spenningsnivåer er kabling imidlertid vanlig.

3.2.2 Beredskap

NVE arbeider langsiktig innenfor rammen av strategidokumentet om beredskap innen NVEs forvaltningsområder som ble utarbeidet i 2001. Overordnet formål med beredskapsarbeidet innen kraftforsyningen er å bidra til å sikre en kontinuerlig og robust forsyning under ordinære og ekstraordinære forhold.

4 Dagens inntektsrammeregulering

Nettleie er betaling for det å være tilknyttet elektrisitetsnettet, samt for transport av elektrisitet fra produsent til forbruker. Innenfor sitt geografiske område har nettselskapet monopol på leveranse av netttjenester.

Det er på denne bakgrunn at NVE regulerer nettselskapens inntekter. NVE fastsetter årlig en øvre grense for hvor store inntekter hvert enkelt nettselskap kan hente inn gjennom nettleien (inntektsrammen). Leveranse av andre tjenester enn netttjenester er ikke finansiert gjennom nettleien.

4.1 Generelt om inntektsrammemodellen

Årlig inntektsramme for hvert enkelt nettselskap fastsettes av NVE slik at inntekten over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet samt gi en rimelig avkastning på investert kapital, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Til grunn for beregning av årlig inntektsramme legges inngangsverdier. Inngangsverdiene baseres på hvert enkelt selskaps historiske kostnader og verdier, og for inneværende reguleringsperiode (2002-2006) er inngangsverdiene fastsatt på bakgrunn av regnskapsårene 1996-1999. Inngangsverdiene består av gjennomsnittlige drifts- og vedlikeholdskostnader 1996-1999, avskrivninger 1999, avkastningsgrunnlag (bokført verdi 31.12.1999 + 1 % arbeidskapital) og gjennomsnittlig nettap 1996-1999.

Ved fastsettelsen av inntektsrammen skal den generelle produktivitetsutviklingen i samfunnet samt selskapets egen kostnadseffektivitet tas hensyn til. NVE fastsetter derfor både et generelt og et eventuelt individuelt effektivitetskrav. Det individuelle effektivitetskravet påløper dersom selskapet ikke anses som effektivt i de sammenliknende effektivitetsanalysene NVE utfører. Det samlede kravet (det generelle + det individuelle) forteller hvor mye selskapets tillatte inntekt blir redusert med årlig.

Årlig inntektsramme fremkommer ved å summere inngangsverdiene for drifts- og vedlikeholdskostnader, avskrivninger og avkastningsgrunnlaget multiplisert med referanserenten. Dette leddet inflasjonsjusteres til det aktuelle året og summeres med markedsverdien på energitap. Deretter reduseres det framkomne beløpet med det totale effektivitetskravet, før man kommer fram til total tillatt inntekt (inntektsrammen). Inntektsrammen justeres i tillegg årlig for kostnader ved nyinvesteringer.

4.2 Generelt om incentiver i inntektsrammemodellen

Reguleringsperiodens lengde er 5 år, og ved overgang fra en periode til en annen oppdateres inngangsverdiene som legges til grunn for beregning av årlig inntektsramme. Denne oppdateringen sikrer selskapene kostnadsdekning **over tid** ved at alle regnskapsår og aktuelle kostnader, på ett eller annet tidspunkt, vil inngå i beregningsgrunnlaget for inntektsrammen.

Den norske inntektsrammereguleringen er incentivbasert, noe som innebærer at selskapene har incentiv (motivasjon) til å redusere sine kostnader, og derigjennom oppnå høyere avkastning. Incentivene i NVEs reguleringsmodell oppstår som en konsekvens av at hvert enkelt selskaps faktiske kostnader er frikopleet fra deres tillatte inntekter innenfor reguleringsperioden. Med andre ord fordi NVE legger historiske verdier til grunn for årlig inntektsramme. Ved oppdatering av beregningsgrunnlaget vil deler av selskapenes effektiviseringsgevinster dermed tilfalle kundene.

Innenfor reguleringsperioden er inngangsverdiene i prinsippet faste. Det innebærer at endringer i selskapenes kostnadsnivå innenfor reguleringsperioden ikke reflekteres i tilsvarende endringer av inntektsrammene. Dette gjelder både ved bortfall av kostnader og ved tilgang av nye kostnader. Svingninger i kostnadsnivået innenfor reguleringsperioden fanges opp av risikopremien, og skal dekkes innenfor årlig inntektsramme. Praksisen åpner for at dersom selskapene klarer å redusere det samlede kostnadsnivået i forhold til det som legges til grunn ved beregning av inntektsrammen, vil det kunne hente ut høyere avkastning.

Sentralt i reguleringen er at selskapene **ikke** skal være garantert kostnadsdekning for hver enkelt innsatsfaktor. NVE regulerer **det samlede** inntektsnivået for hvert enkelt nettselskap, og selskapene må selv disponere midlene på en mest mulig hensiktsmessig måte. Det medfører at selskapene har incentiv til å avveie kostnadsutviklingen for hver enkelt innsatsfaktor opp mot hverandre. Dersom økt bruk av en innsatsfaktor leder til større reduksjon i bruken av en annen innsatsfaktor, vil tiltaket være lønnsomt å gjennomføre.

Selskapets oppgave, dersom de ønsker høyest mulig avkastning, blir dermed å minimere den samlede bruken av innsatsfaktorene innenfor det gjeldende regelverk.

4.3 Håndtering av investeringer, overføringstap og KILE i inntektsrammemodellen

Investeringer som selskapet gjennomfører, vil etter hvert komme inn i beregningsgrunnlaget, og derigjennom bli reflektert i inntektsrammen. På grunn av tidsetterlepet mellom investeringstidspunkt og oppdateringen av beregningsgrunnlaget, vil det imidlertid også være forskyvning i tid mellom selskapets kostnadsstrøm og inntekter forbundet med investeringen.

Med dagens praksis vil det ta fra 3 til 7 år før investeringen kommer med i beregningsgrunnlaget for inntektsrammen. Det innebærer at anlegget vil være delvis avskrevet før det reflekteres i inntektsrammene. NVE har derfor innført en justeringsparameter knyttet til nyinvesteringer for å kompensere for dette. Reinvesteringer skal finansieres innenfor inntektsrammen.

Nyinvesteringer i distribusjonsnett utløses i betydelig grad av leveringsplikten. Det innebærer at investeringstidspunkt og valg av løsning ofte er gitt. Selskapene har likevel stor grad av frihet i beslutningsprosessen, blant annet når det gjelder dimensjonering. I regional- og sentralnett utløses nyinvesteringer i vesentlig større grad av økonomiske kriterier.

Selskapenes investeringsincentiver er komplekse. Ved en typisk investeringsbeslutning må man avveie reduksjonen i selskapets eksisterende kostnader (overføringstap, avbrudd, o.s.v.) opp mot de økte kostnadene investeringen medfører (drifts- og vedlikeholdskostnader og kapitalkostnader). I tillegg må effektene på inntektsrammen tas hensyn til. Dersom effekten av reduksjonen i selskapets eksisterende kostnader samt en eventuell økning i inntektsrammen er større enn de økte kostnadene som følger av investeringen, er investeringen lønnsom.

I dagens inntektsrammeregulering behandles kostnader knyttet til overføringstap på lik linje med andre kostnader. Det innebærer at selskapet selv må vurdere alternative tiltak opp mot hverandre. Dersom økningen i kostnadene ved å redusere overføringstapet er større enn reduksjonen i markedsverdien av overføringstapet, er ikke tiltaket lønnsomt, verken samfunnsøkonomisk eller bedriftsøkonomisk. Motsatt, dersom kostnadene ved å redusere overføringstapet er mindre enn reduksjonen i overføringstapets markedsverdi, vil det være samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomt å redusere energitapene.

På denne måten sikrer NVEs regulering at nettselskapene har incentiver til å redusere overføringstapet på lik linje med andre kostnader i selskapet. Dersom selskapene var garantert kostnadsdekning for kjøp av kraft til dekning av overføringstap ville de kunne økt energitapet mer enn det som var optimalt. NVE sin ordning bidrar dermed til sammenfall mellom samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomhet.

Før innføringen av kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE) hadde selskapene ingen økonomiske incentiver til å ta hensyn til leveringskvalitet. KILE-ordningen ble introdusert i 2001 med den hensikt å bidra til riktig leveringskvalitet i overføringsnett. KILE-ordningen innebærer at årlig inntektsramme gis et fradrag eller tillegg basert på selskapets avsetning eller aktivering av mer-/mindreinntekt på grunn av

KILE. Med mer-/mindreinntekt på grunn av KILE menes differansen mellom forventet årlig KILE-beløp og faktisk KILE-beløp.

Selskapenes incentiver til investering i leveringskvalitet ligger i en avveining mellom økte kostnader ved å redusere avbruddene (og dermed øke leveringskvaliteten) og reduserte avbruddskostnader (lavere faktisk KILE-beløp). Dersom verdien av de reduserte avbruddene er større enn økningen i andre kostnader, vil selskapet investere i økt leveringskvalitet.

Incentivene til investeringer i leveringskvalitet må imidlertid sees i sammenheng med utviklingen av andre kostnader forbundet med overføringsnettet, for eksempel overføringstap og kapitalkostnader.

5 Utvikling av elektrisitetsnettet

5.1 Toveiskommunikasjon i forhold til nettap og nettinvesteringer

A. Redusert nettap

Redusert Topplast

Det området toveiskommunikasjon kan bidra mest i forhold til å redusere nettapene er ved at det blir mulig å redusere lasten i høylasttimene. Nettapene øker kvadratisk med lasten, derfor vil redusert topplast bety reduserte nettap. Det er hovedsakelig to måter toveiskommunikasjon kan bidra til redusert topplast på:

1. Gjennom mer detaljerte prissignal
2. Gjennom fjernutkobling

Toveiskommunikasjon muliggjør timemåling, det betyr at sluttbrukerne som i dag bare avregnes i henhold til periodiske avlesninger (for eksempel kvartalsvis eller annenhver måned) kan avregnes time for time. Hvis disse kundene blir avregnet time for time og får tariffier som varierer hyppigere enn i dag (for eksempel flere ganger over døgnet), så vil sluttbrukerne få incentiv til å redusere lasten sin i høylast periodene hvor tariffene er høyere enn i lavlast periodene. Hvis slike sluttbrukere i tillegg velger kraftprodukter hvor prisene varierer over døgnet, så vil disse prissignalene ytterligere forsterkes og sluttbrukerne vil ha et enda sterkere incentiv til å legge om forbruksmønstret sitt.

I tillegg til prissignaler gitt gjennom kraftpriser og overføringstariffer, så har Statnett opprettet et regulerkraft-opsjonsmarked (RKOM). Der kan man inngå avtale om at man skal anmelde hvor stort forbruk man kan koble ut på kort varsel i gitte perioder. Man får betalt for å inngå en slik avtale, samt at man får betalt de gangene anmeldingene blir aktivert i regulerkraftmarkedet. Minimumskravet for å delta i RKOM er at man har mulighet til å koble ut minimum 25 MW. Det betyr at kun store sluttbrukere kan delta direkte. Det er også noen nettselskap som deltar ved at de har inngått avtaler med mindre sluttbrukere om at de kan koble ut last hos disse i de tilfellene nettselskapets anmelding blir aktivert i regulerkraftmarkedet. En slik aktivering vil typisk skje i høylast timene når prisene er høye. På denne måten bidrar RKOM markedet med prissignaler som fører til redusert topplast og reduserte nettap.

Andre utkoblingsmuligheter som blir tilgjengelig ved hjelp av toveiskommunikasjon kan være ved at sluttbrukerne inngår avtale med for eksempel nettselskap eller kraftleverandør om at deler av forbruket skal kobles ut når spotprisene går over et visst nivå for å spare penger. Prisene er som regel høye i høylasttimene, dermed vil dette føre til at topplasten reduseres og dermed også nettapet.

Bedre nettinformasjon

Innføring av toveiskommunikasjon vil gi nettselskapene mer detaljert informasjon om forbruk og nettap i de ulike delene av nettet sitt da de vil få både timeverdier for innmating og uttak. I dag er innmatingen timemålt, mens uttaket til husholdningskunder og mindre næringskunder ofte blir avlest kvartalsvis og fordelt i henhold til innmatingen og ikke forhold til det faktiske uttaket. Hvis et nettselskap innfører toveiskommunikasjon og timemåling til alle målepunkt i sitt nett, vil det være mulig å beregne de faktiske nettapene i de ulike delene av nettet. Dermed kan nettselskapet få kartlagt om det er enkelte linjer i nettet som har uforholdsmessig høye nettap og som derfor bør kontrolleres før andre for å redusere nettapene.

Annet

Toveiskommunikasjon vil også gjøre det mulig å redusere de ”fiktive” nettapene. Det er noen sluttbrukere som bevisst sender inn for lave målestander ved selvavlesning. Når nettselskapet skal beregne de totale nettapene i løpet av et år så vil den energien sluttbrukerne har brukt, men som de bevisst har unnlatt å rapportere, fremkomme som ”nettap” i nettselskapenes beregninger. Hvis man installerer toveiskommunikasjon så vil man få fjernavlesning og det vil ikke være mulig for sluttbrukerne å foreta slike ”kreative” avlesninger.

Et annet ”fiktivt” nettap man kan få bukt med ved hjelp av toveiskommunikasjon er jordfeil. I forbindelse med jordfeil går deler av strømmen i et anlegg rett i jord og anlegget får et unormalt høyt forbruk. Hvis man har toveiskommunikasjon og fjernavlesning kan nettselskapet etablere rutiner som registrerer unormalt store forbruksøkninger. Dermed kan nettselskapet mye raskere få indikasjoner på anlegg med jordfeil og man får rettet opp disse feilene mye tidligere enn ellers.

B. Nettinvesteringer

Topplast dimensjonering

Toveiskommunikasjon kan bidra til redusert last i høylasttimene. Det betyr at nettselskapene kan utsette sine nettinvesteringer da behovet for økt kapasitet reduseres hvis toveiskommunikasjon og dets muligheter er tatt i bruk. Et eksempel på dette er i Drammen hvor Buskerud Kraftnett har satset på toveiskommunikasjon, noe som har bidratt til investering i ny innføringsstasjon til byen er revurdert. Husholdningskunder er et av de kundesegmentene Buskerud Kraftnett har satset på. Varmtvannsberedere og varmekabler representerer forbruk som kundene kan la nettselskapet styre. I tillegg har det vært gjort tilsvarende innsats i andre kundesegmenter, det vil si hos større kunder. Gjennom å bevisstgjøre kundene og synliggjøre problemstillingen som økt effektuttak representerer, har en oppnådd lavere vekst i effektuttaket, samt gjort avtale om å koble ut last når de har kapasitetsproblemer i nettet. Dette har bidratt til at de opprinnelige planene om bygging av en ny innføringsstasjon er skrinlagt. De ser i stedet på enklere utbygginger, siden effektveksten skjer mer kontrollert.

Investering i linjer med stort nettap

Hvis nettselskapene bruker den informasjonen toveiskommunikasjon gjør tilgjengelig til å investere i linjer med stort nettap først, så vil effekten av nettinvesteringene på nettapet være større enn ellers.

Distribusjonsnett

I nettselskap med kapasitetsproblemer vil investering i toveiskommunikasjon kunne bidra til at både nettapene minimeres samtidig som nettinvesteringene kan utsettes. Det er en generell oppfatning i bransjen at det bare er et fåtall av nettselskap som har kapasitetsproblemer i distribusjonsnettet. NVE har ikke detaljert informasjon om dette og kan følgelig verken bekrefte eller avkrefte dette. Hvis det er korrekt at det bare er et fåtall av nettselskap som har kapasitetsproblemer, betyr det at innføring av toveiskommunikasjon vil ha en begrenset effekt på nettinvesteringene.

Regional-/sentralnett

Det er timemåling og toveiskommunikasjon i de fleste utvekslingspunkt i regional- og sentralnettet, derfor er det ikke noe potensiale for utbygging av toveiskommunikasjon her. Derimot kan man se for seg at investering i toveiskommunikasjon i distribusjonsnett sett i sammenheng med RKOM-markedet kan redusere behovet for nettinvesteringer i regional- og sentralnettet over tid.

C. Utfordringer i forhold til utbygging av toveiskommunikasjon

I april 2003 konkluderte NVE med at dagens toveiskommunikasjonssystemer er såpass nyutviklede og lite utprøvde at de er for ustabile til å settes i drift i stor skala. Derfor fattet NVE et vedtak om at senking av grensen for timemåling fra et forventet årlig forbruk på 400.000 kWh til 100.000 kWh skulle utsettes med ett år fra 1. januar 2004 til 1. januar 2005.

NVE er også deltager i prosjektet "Forbrukerfleksibilitet ved effektiv bruk av IKT" hvor nettselskapene Buskerud Kraftnett og Skagerak Nett bygger ut toveiskommunikasjon til 10.000 sluttbrukere. I dette prosjektet har nettselskapene opplevd betydelige tekniske utfordringer med å få toveiskommunikasjonsutstyret og de tilhørende systemene til å fungere tilfredsstillende. NVE mener derfor at man må være observant overfor de tekniske utfordringene innføring av toveiskommunikasjon medfører.

Når det gjelder de økonomiske utfordringene i forhold til utbygging av toveiskommunikasjon mener NVE at det fortsatt er forbundet såpass stor usikkerhet til både kostnader og nytteverdier ved toveiskommunikasjonsteknologi, at man i det minste bør vente på resultatet av prosjektet "*Forbrukerfleksibilitet ved effektiv bruk av IKT*" (ferdig sommeren 2004). Denne usikkerheten gjør det vanskelig å få finansiert innføring av toveiskommunikasjon. Selv etter at dette prosjektet er avsluttet vil det etter NVEs syn

gjenstå vesentlige ubesvarte spørsmål i forbindelse med kostnader og nytteverdier for enkeltaktører.

NVE mener derfor at dagens modell, hvor den som tar initiativet til installasjon av toveiskommunikasjon må bære kostnadene, er den beste frem til man har fått mer konkret informasjon om kostnader og nytteverdier ved toveiskommunikasjonsteknologi.

5.2 Tariffer og utkoblbart forbruk i forhold til nettap og nettinvesteringer

Dagens regelverk sier generelt at tariffer skal bestå av et energiledd som skal fastsettes på grunnlag av marginale tapskostnader i nettet, og andre ledd (fastledd – effektledd) som skal dekke de residuale kostnadene. For kunder i distribusjonsnettet som ikke er effektmålt (hovedsakelig husholdningskunder) sier forskriften at energileddet som et minimum skal dekke kostnader knyttet til marginale tap, mens fastleddet som et minimum skal dekke kundespesifikke kostnader. De resterende kostnadene er det i stor grad opp til nettselskapet selv hvordan de vil fordele mellom fastledd og energiledd for denne kundegruppen. Ut fra en gjennomsnittsbetraktning kan vi antyde at kostnaden ved marginale tap ved levering til en husholdning er rundt 5 øre/kWh. Landsgjennomsnittet for energileddet til husholdninger er i 2003 på 21,2 øre/kWh (inkl.mva.). Normalt er det altså vanlig at nettselskapene praktiserer et energiledd for husholdninger som dekker mer enn kostnaden ved marginale tap.

Et energiledd som reflekterer de marginale tapskostnadene i nettet vil synliggjøre kostnaden knyttet til nettap ved overføring av kraft gjennom nettet. For sentralnettet og regionalnett (spenning over 30 kV) fastsettes tapsmarginalene punktvis og synliggjør at det er ulikt nettap forbundet med å mate inn eller ta ut kraft på ulike steder i nettet. For distribusjonsnettet (≤ 22 kV) beregnes normalt gjennomsnittstap i nettet, og ganges ofte med 2, for å få et uttrykk for de marginale tap. Forskriften setter krav til at energileddet skal tidsdifferensieres i regional- og sentralnettet. I distribusjonsnettet er det et krav at nettselskapet skal tilby en tariff med tidsdifferensiert energiledd til de kunder som i forskrift er pålagt måleravlesning flere ganger i året. Lasten i nettet vil variere over tid (sesong og døgn). Normalt er det slik at høy last i nettet også medfører høye tap i nettet, og motsatt. Ved å tidsdifferensiere energileddet tar man hensyn til at tapene varierer i ulike tidspunkt på døgnet/året og kostnaden ved å overføre kraft knyttet til nettap vil variere tilsvarende. I sentral – og regionalnettet er det krav til at energileddet minimum differensieres vinter dag, vinternatt/helg og sommer. For distribusjonsnettet er kravet minimum differensiering mellom sommer og vinter. Årsaken til at det ikke er krav til hyppigere differensiering i distribusjonsnettet er hovedsakelig at de fleste kundene i distribusjonsnettet ikke har timesmålere.

Prissignaler gjennom for eksempel tariffene som reduserer/flytter kundenes forbruk fra tidspunkt der lasten og da normalt nettapene er høye, kan bidra til å utsette/reducere nettselskapenes behov for investeringer. Dagens regelverk åpner for at nettselskapene kan

ta i bruk slike tariffer dersom det er behov for det. I prosjektet ”Forbrukerfleksibilitet ved effektiv bruk av IKT” som NVE deltar i og som ledes av EBL Kompetanse blir flere slike tariffer testet ut sammen med timesmåling og toveiskommunikasjon.

Forskriften sier at nettselskapene er pliktig til å tilby utkoblbar overføring til redusert tariff til kunder som har elkjeler med driftsklar brenselfyrt reserve, samt at nettselskapene også har mulighet til å tilby slik utkoblbar overføring til redusert tariff til annet uttak som har redusert krav til leveringssikkerhet. Å ha slik fleksibilitet i systemet betyr at nettselskapene har en mulighet til å koble ut last i tilfeller hvor kapasiteten i nettet er begrenset. Denne muligheten kan også bidra til at nettselskapene kan utsette/ redusere sine nettinvesteringer. Laststyring blir også testet i sluttbrukerfleksibilitetsprosjektet som det refereres til ovenfor. Timesmåling og toveiskommunikasjon gir nettselskapene større muligheter til å fjernutkoble last samt muligheten til momentan utkobling av kunder. Dette bidrar til enda mer fleksibilitet.

Gitt at all produksjon var lokalisert i henhold til hvor det var forbruk, ville dette kunne bidra til reduserte nettap. Gjennom tapsleddene (energiledet) i tariffen gis produksjon kortsiktige lokaliseringssignal. Å gi langsiktige lokaliseringssignal til produksjon som skal påvirke hvor man etablerer ny produksjon er derimot en mye større utfordring.

5.3 Prognosert utvikling av elforbruk og elproduksjon

Etterspørselen innen alminnelig forsyning har de siste ti årene vært jevnt økende, men de siste årene i perioden ser det ut til å være en tendens til utflating av etterspørsel. Vurdering av den fremtidige utviklingen av elforbruket er vanskelig. NVE gjorde i fjor en vurdering av det fremtidige elforbruk og elproduksjon, NVE-rapport nr. 4/2002 ”Kraftbalansen i Norge mot 2015”.

Statnett har i ”Nettutviklingen i sentralnettet frem mot 2020” lagt til grunn at alminnelig forbruk øker med 12 TWh til 2020, noe som tilsvarer en gjennomsnittlig økning på 0,8 % p.a. En vesentlig nedgang fra forrige tiårsperiode forklares med at overgangen fra olje til elektrisitet som energikilde for oppvarming i stor grad er fullført, samt at det forutsettes en økning i forbruk av andre energikilder (vannbåren varme) på hhv. 4 og 6 TWh i 2010 og 2020. Kraftintensiv industri og treforedling forutsettes omtrent på dagens nivå. Det er forutsatt nytt forbruk på hhv. 4 og 8 TWh i 2010 og 2020 relatert til utvinning og foredling av olje og gass (Snøhvit, Ormen Lange, Troll med mer).

Statnett har i ”Nettutviklingen i sentralnettet frem mot 2020” lagt til grunn ny 3 TWh vannkraft, 3 TWh vindkraft og 5 TWh gasskraftproduksjon (inkl. forsyning av Snøhvit med 1,7 TWh) innen 2010. 1,4 TWh (400 MW) av ny vindkraft forutsettes lagt i

Finnmark og Troms, og 1,6 TWh i Midt-Norge. Med unntak konkrete og større vannkraftprosjekter som Sauda og Øvre Otta, er økningen i vannkraft relatert til en rekke mindre prosjekter. Gasskraftverk forutsettes kun på Kårstø (400 MW). Mellom 2010 og 2020 er det forutsatt ytterligere 2 TWh vannkraft, 2 TWh vindkraft og 6 TWh gasskraft. Økningen i vindkraften fordeler deg omtrent likt mellom Finnmark/Troms og Midt-Norge med hhv. 0,8 TWh (220 MW) og 0,9 TWh. Gasskraft forutsettes i tillegg på Tjeldbergodden (800 MW).

5.4 Beskrivelse av teknologisk framskritt for overføring av el

5.4.1 HVDC

Ved overføring av store mengder elektrisk kraft over lange avstander vil det kunne være økonomisk gunstigst å velge høyspent likestrøm (High Voltage Direct Current = HVDC). Den elektriske kraften konverteres da fra vekselstrøm til likestrøm i en omformerstasjon og overføres via kraftlinje eller kabel til mottakspunktet hvor elkraften konverteres tilbake til vekselstrøm i en annen omformerstasjon. I Norden er dette benyttet på de undersjøiske forbindelsene som Skagerrak (Norge-Jylland), Kontiskan (Jylland-Sverige) og Fennoskan (Finland-Sverige). En av fordelene med bruk av HVDC på lange undersjøiske kabler er at overføringstapene er betydelig mindre enn ved bruk av vekselstrøm (HVAC). Ved lange nok undersjøiske forbindelser vil bruk av vekselstrøm medføre så store tap at hele kapasiteten på kablen brukes opp. Dessuten brukes HVDC til å koble sammen separate kraftsystemer hvor tradisjonell AC-forbindelser ikke kan brukes.

Når kraftlinjer benyttes vil også bruk av HVDC kunne være økonomisk fordelaktig ved overføring av store mengder kraft over store avstander. HVDC brukes vanligvis på overføring av kraftmengder på mer enn 100 MW og mange anlegg er på 1000-3000 MW.

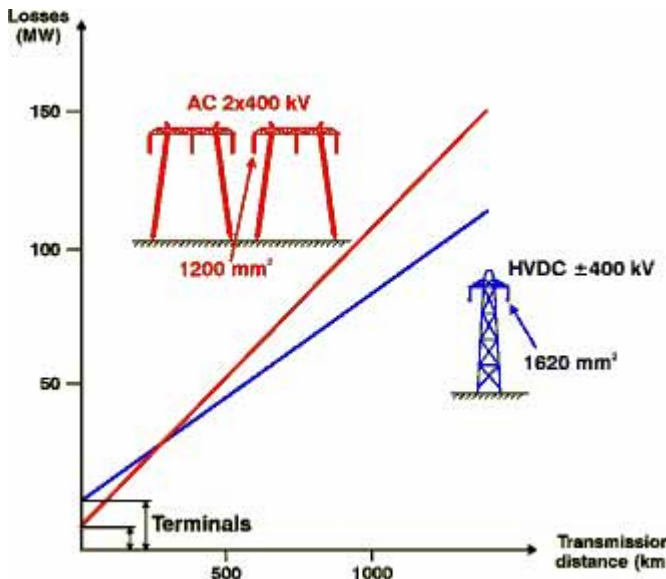
En annen fordel med HVDC er at kraftflytens nivå og retning kan bli styrt raskt og nøyaktig. Denne muligheten er ofte brukt til å bedre utnyttelsen av det tilknyttede vekselstrømsnettet.

For mindre overføringsvolum er det utviklet nye løsninger innen høyspent likestrømsoverføring, nemlig voltage source converters (VSC), som ofte går under betegnelsen HVDC-light. Dette er teknologi utviklet av ABB hvor det brukes transistorer i stedet for tyristorer som ventilerer i strømretterne (Siemens har en tilsvarende teknologi som går under betegnelsen HVDC-Plus). Teknologien har for tiden en spenningsbegrensning på ca 150 kV, hvilket begrenser overføringskapasiteten til ca 400 MW.

HVDC-light er blant annet benyttet på Gotland for å overføre vindkraftproduksjon. Der er det bygget to omformerstasjoner med kapasitet på 50 MW som er knyttet sammen med to 70 km lange jordkabler. HVDC-light ble valgt pga. lavere budsjetterte investeringskostnader enn en AC-løsning (115 millioner SEK mot 125 millioner SEK). I tillegg har HVDC-light fordeler med at den bidrar positivt på følgende måte:

- kompenserer variabel lastflyt som følge av variasjon i kraftproduksjon og hjelper til å bevare et stabilt spenningsnivå.
- optimaliserer den reaktive balansen med hensyn til tap og spenningsstabilitet
- gir lave miljøvirkningene som følge av kabling i forhold til bruk av kraftlinje

En optimalisert HVDC kraftlinje har lavere tap enn AC kraftlinjer med den samme overføringskapasiteten. Selv om tapene i omformerstasjonene, utgjør om lag 0,6 % av overført kraft i hver stasjon, regnes de totale tapene ved likestrøm å være lavere enn ved vekselstrøm i alle praktiske tilfeller. Også HVDC-kabler har lavere tap enn AC-kabler. I figur 9 under sammenliknes tapene for 1200 MW AC og HVDC kraftlinje.



Figur 9: Sammenlikning av overføringstap for HVDC og AC kraftlinjer med overføringskapasitet på 1200 MW. (Referanse: www.abb.com).

På grunn av de høye investeringskostnadene spesielt for omformerstasjonene er det ofte dyrere å benytte HVDC-teknologi enn AC-teknologi til å overføre kraft. Hvorvidt det er samfunnsøkonomisk gunstigst å velge HVDC må imidlertid vurderes fra prosjekt til prosjekt.

5.4.2 FACTS

FACTS (Flexible AC Transmission Systems) dekker en rekke teknologier som øker sikkerheten, kapasiteten og fleksibiliteten i kraftsystemer. FACTS løsninger gjør det mulig for netteiere å øke overføringskapasiteten i eksisterende kraftnett samtidig som en kan bevare eller øke de nødvendige marginene for å sikre en stabil drift av systemet. Som en følge av dette kan mer kraft nå fram til forbrukerne uten at nye kraftlinjer eller kraftverk trengs å bygges. Økt utnyttelse av kraftnettet vil imidlertid medføre økte energitap i nettet.

5.5 Mulig investeringsutvikling fordelt på nettnivå for hele landet

Sentralnett

I henhold til Statnetts nettutviklingsplan mot 2020 vil tiltakene med de gitte forutsetninger om forbruk og produksjon estimeres til å medføre investeringer i økt overføringskapasitet i størrelsesorden 6,2 milliarder NOK i perioden 2003-2010, eller et gjennomsnitt på ca 775 millioner NOK pr. år. Fra 2010 til 2020 er investeringene anslått til 3,4 milliarder NOK eller 340 millioner NOK pr år. Dette er beløp for sentralnettet, og eksklusive investeringer i kabler til utlandet. Frem mot 2010 er dette betydelig høyere enn det investeringsnivå som er gjennomført de senere årene, men allikevel betydelig lavere enn årene før 1996.

Regionalnett

På bakgrunn av regionale kraftsystemplaner utarbeidet ved årsskiftet 2002/03 framgår at totale investeringstiltak i regionalnettet vil beløpe seg til om lag 7 milliarder kroner kommende 10 års periode. Dette utgjør et årlig gjennomsnitt på 0,7 milliarder kroner. Dette er et vesentlig høyere investeringsnivået enn det som har vært de siste årene.

5.6 Omtale av store og viktige prosjekter

Store og viktige prosjekter i kraftnettet som er konsesjonsgitt, under konsesjonsbehandling eller under vurdering hos Statnett er presentert i tabell 1 under.

| Anlegg | Byggeperiode | Investeringskostn., mill.NOK |
|---|--------------|---------------------------------|
| 600 MW kabel Norge-Nederland (NorNed) | | 1900* |
| 600 MW kabel Norge-Jylland (Skagerrak 4) | | 1920* |
| 420 kV linje Evje-Holen | | 600 |
| Utbygging av 420 kV linje Klæbu-Viklandet og Viklandet transformatorstasjon i forbindelse med utvidelsen av Hydro Aluminium på Sunndalsøra. | 2003-4 | 650 |
| Utbygging av 420 kV linje fra Viklandet til Istad transformatorstasjon. | 2005-6 | 250 |
| Utbygging av 420 kV linje/kabel fra Istad til Nyhamna og videre til Ørskog ifbm. Ormen Lange. | 2005-7 | 715 |
| Utbygging av 420 kV linje Nea-Järpstrømmen | | 400 |

Tabell 1: Oversikt over store og viktige prosjekter i kraftnettet med byggeperiode og investeringskostnad (* norsk andel av investeringskostnadene).

Prosjektet med ny 600 MW kabel fra Norge (Fedra) til Nederland (Emshaven) kalt NorNed baseres på en kraftutvekslingsavtale mellom Statkraft og nederlandske Sep (nå NEA), som ble inngått i løpet av første halvdel av 90-årene. Forholdene i Nederland er vesentlig endret etter avtaleverket ble signert, noe som har medført langvarig utsettelse av prosjektgjennomføringen.

Statnett og Eltra har i samarbeid utredet tekniske og økonomiske forhold rundt en fjerde kabel over Skagerrak. Begge de samarbeidende parter ser positivt på den effekt en slik forbindelse vil ha.

På Sørlandet synes det å være små behov for nettførsterkninger ifølge Statnetts nettutviklingsplan 2003, såfremt det ikke blir bygget mer enn en utenlandskabel ut av området. Ved to eller flere kabler vil økte tap og spenningsustabilitet sannsynligvis gjøre det aktuelt med økt overføringskapasitet. Det vil da være aktuelt å bygge Evje-Holen, eventuelt spenningsoppgradere hele eller deler av strekningen Lyse-Fedra-Rød. Med en kabel begrenses investeringen til oppgraderinger av stasjoner, vern og lignende.

Midt-Norge preges av betydelige økninger i forbruk i industrien og ved Ormen Lange. Ny produksjon av større omfang er usikkert, og uten ny produksjon vil det være behov for økt overføringskapasitet inn til området ifølge Statnetts nettutviklingsplan 2003. Statnett vurderer det som nødvendig å forsterke/bygge nye ledninger på strekningene Järpströmmen-Klæbu-Viklandet-Hyhamna-Ørskog.

I Nord-Norge vil nettførsterkninger være avhengig av hvilke mengder ny vindkraft som kommer i Finnmark og Troms. Investeringsomfanget vil også være sterkt avhengig av geografisk lokalisering. Allerede ved etablering av mer enn anslagsvis 200 MW vindkraft i Finnmark, vil det være aktuelt med store forsterkninger fra Balsfjord mot Guolas og Alta kraftverk. Ved mer enn 400 MW ny kraftproduksjon i Finnmark vil det være behov for en ny 420 kV ledning på strekningen Balsfjord-Adamselv (Statnetts nettutviklingsplan 2003).

6 Kort omtale av NVEs målsetting tilknyttet prosjekt om økonomisk regulering fra og med 2007

NVE har fått i oppdrag av OED å gjennomføre prinsipielle og faglige analyser av aktuelle modeller for regulering av nettvirksomheten. OED har gitt føringer om at analysen ikke skal avgrenses av gjeldende energilov eller forskrifter samt satt en frist for fremleggelse av hovedprinsippene for modell innen 1. mars 2004. Modellen som velges skal tre i kraft fra og med 2007.

NVEs målsetting er at den valgte reguleringsmodellen skal bidra til et samfunnsmessig rasjonelt energisystem. OED har videre signalisert at modellen kan omfatte andre deler av reguleringen enn inntektsreguleringen, for eksempel prinsipper for tariffing. NVE vil beskrive modellens virkemåte i forhold til følgende faktorer:

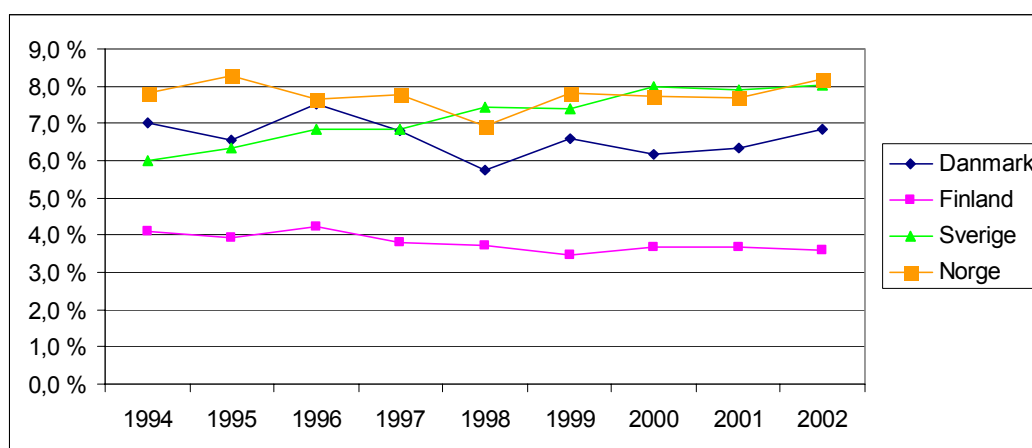
- effektivitet
- investeringer i nett
- leveringskvalitet
- nettkundene
- andre energikilder enn elektrisitet
- NVE vil også skissere relevante praktiske forhold knyttet til implementering av modellen

Dette er et stort og omfattende arbeid, og det er lagt vekt på at prosjektet skal være en åpen prosess. Omtrent 30 personer som representerer ulike parter i bransjen er involvert i prosjektet. Deltakerne representerer nettselskap, interesseorganisasjoner, kundesiden og NVE. På denne måten oppnår man at NVE nyter godt av den eksisterende kompetansen i bransjen samt at bransjen er kjent med utfordringene knyttet til den økonomiske reguleringen og hvilke problemstillinger som utredes.

7 Behov og eventuelle virkemidler for å styrke insentivene til opprustning av nettet og reduksjon av energitapet

7.1 Behov

Et utgangspunkt for å vurdere om det er behov for opprustning av nettet i Norge for å redusere energitapene, er en sammenlikning av nettap i Norge i forhold i Danmark, Finland og Sverige. I figur 10 under er presentert nivå og utvikling i nettapene i forhold til brutto forbruk for disse landene i perioden 1994-2002.



Figur 10: Sammenlikning av nettapene i forhold til brutto forbruk i Danmark, Finland, Sverige og Norge for perioden 1994-2002.

Som figur 10 over viser er nettapene i forhold til brutto forbruk i Norge og Sverige omtrent like store og større enn i Danmark og Finland. Nå kan man ikke direkte sammenlikne disse 4 landene, men det gir et grunnlag for å vurdere hvorfor det eventuelt er forskjeller. Bosetningsmønsteret og topografi i disse 4 landene er ulik slik at kostnader for å bygge ut kraftnettet også er ulik. Det vil derfor ikke være slik at et optimalt nettapnivå i Sverige nødvendigvis er et optimalt nivå i Norge.

Det som trekker i retning av at tapene i Norge ikke er på et for høyt nivå sammenliknet med våre naboland er blant annet at det er vesentlig rimeligere å bygge 400 kV kraftlinjer (sentralnett) i Sverige og Finland sammenliknet med i Norge. Vanskeligere topografi i Norge med fjell og fjorder, enn i Sverige, Finland og Danmark forsterker bilde av at det er og har vært mer kostnadskrevende å bygge ut kraftnettet i Norge enn i våre naboland. Et annet forhold som medfører lavere nettap i Finland, Sverige og Danmark er at

lavspentnettet er bygget ut med 400 volt spenning mens det i Norge i hovedsak er bygget ut med 230 volt.

Årsaken til at Finland har så vidt mye lavere nettap enn Norge og Sverige, kan skyldes at de har stor andel av storindustri som skogs- metall og kjemisk industri. Andelen i Finland er ca 50 % av totalt elforbruk. Disse tar ut forbruket sitt på et høyere spenningsnivå slik at tapene blir lavere. I Norge utgjør andelen store forbrukere med uttak på sentral og regionalnett om lag 25 % av det totale elforbruket. En annen årsak kan være at regionalnettet i Finland i hovedsak består av 110 kV-nett og dermed har lavere tap enn i det norske nettet med mye 50 og 66 kV. I tillegg har Finland mye av produksjonen nær forbruket og importerer dessuten mye elkraft fra Russland som ligger relativt nærme stor forbrukssentra.

Ut ifra disse vurderingene har vi ingen indikasjon på at nettapene i Norge er på et urimelig høyt nivå sammenliknet med våre naboland. Det skulle heller ikke være noen grunn til å tro at nettapene ikke er på et rimelig fornuftig nivå. Hva som er et optimalt nivå på energitapet i kraftnettet er imidlertid meget vanskelig å si da nettapene kun er et av flere elementer som må vurderes ifbm. tiltak i kraftnettet. Det er de totale kostnadene som er viktig ved tiltak i kraftnettet. En minimalisering av energitapene i kraftnettet uavhengig av utviklingen i andre kostnader, vil medføre meget store samlede kostnader forbundet med overføringstjenester og være samfunnsmessige lite rasjonelt.

7.2 Virkemidler

Det er andre hensyn enn energitapene som gjør det aktuelt å gjennomføre tiltak på sikt som også vil kunne være gunstig for energitapene i kraftnettet. Dette vil være tiltak som iverksettes for å redusere de totale kostnadene i utviklingen av kraftnettet og kraftsystemet og ikke ene og alene for å redusere nettapene. Dette er for eksempel reduksjon av maksimalbelastningen i et område for å unngå eller utsette nettinvesteringer. I utviklingen av det lavspente fordelingsnettet vil økt bruk av 400 volt i stedet for 230 volt synes å være rasjonelt. Det er netteierne som fra situasjon til situasjon må vurdere hvilke tiltak som vil være aktuelt å gjennomføre i kraftnettet. Myndighetene må imidlertid legge forholdene til rette for en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet.

Nedenfor er det listet opp ulike måter å redusere overføringstapene i det elektriske overføringssystemet på.

- Jevnere forbruk over døgnet og året. Innføring av tidsdifferensierte nettariffer og kraftpriser for kundene, vil kunne jevne ut forbruket. Hos husholdninger kunne for eksempel oppvarming av varmtvann styres. Prissignaler gjennom for eksempel tariffene som reduserer/flytter kundenes forbruk fra tidspunkt der lasten og da normalt nettapene er høye, kan bidra til å utsette/ redusere nettselskapenes behov for investeringer. Dagens regelverk åpner for at nettselskapene kan ta i

bruk slike tariffer dersom det er behov for det. I prosjektet "Forbrukerfleksibilitet ved effektiv bruk av IKT" (ferdig sommeren 2004) som NVE deltar i og som ledes av EBL Kompetanse blir flere slike tariffer testet ut sammen med timesmåling og toveiskommunikasjon.

- Lokalisere mer forbruk til områder med produksjonsoverskudd og/eller lokalisere mer produksjon til områder med produksjonsunderskudd. Kraftkrevende bedrifter kunne oppmuntres til å lokalisere seg i områder med produksjonsoverskudd. Gjennom tapsleddene (energileddet) i tariffen gis produksjon og forbruk kortsiktige lokaliseringssignal.
- Øke utnyttelsen av andre energikilder slik at elforbruket blir mer fleksibelt både i forhold til kortvarige og langvarige prissignaler. Det er her viktig med informasjon, støtteordninger og eventuelt pålegg. I dag er nettselskapene pliktig til å tilby utkoblbar overføring til redusert tariff til kunder som har elkjeler med driftsklar brenselfyrt reserve.

Ser man på investeringene i kraftnettet de siste 20 årene har disse svingt en del spesielt i regional- og distribusjonsnettet. I sentralnettet har det vært en betydelig nedgang. Investeringene i kraftnettet vil svinge en del pga. varierende behov. Reinvesteringer henger sammen med tilstand på eksisterende nett som igjen har sammenheng med blant annet alder og tidligere vedlikehold på kraftnettet. Nyinvesteringer varierer i forhold til økt forbruk og produksjon.

Inntektsrammereguleringen ble innført i 1997 og er derfor ganske ny. Endringene som er gjort i inntektsrammeregulering de siste årene har styrket investeringssignalene såpass mye at det bør bidra til å stoppe opp eller snu investeringsutviklingen både i sentral-, regional og distribusjonsnettet. Med innføring av KILE-ordningen i 1.1.2001 må nettselskapene ta hensyn til leveringspålitelighet i alle tiltak de gjør i nettet. Hittil har dette medført redusert ikke-levert energi.

I tillegg er inntektsrammeforskriften nylig endret slik at det gis et tillegg til inntektsrammen for å ivareta nyinvesteringer. Bakgrunnen for dette er at når inntektsrammene fastsettes på bakgrunn av historiske verdier vil ikke nyinvesteringer bli reflektert i inntektsrammen i den perioden investeringen skjer. En nyinvestering vil ikke bli ivaretatt av den initielle inntektsrammen før 3-7 år etter at investeringen er fortatt. Dette medfører en tidsforskyvning mellom kostnadene og inntektene fra en investering. Avhengig av investeringstidspunktet vil 65 – 95 % av investeringskostnadene bli dekket gjennom fremtidig inntektsrammer. Tillegget for nyinvesteringer er blant annet ment å dekke det nåverditapet (5 – 35 %) som oppstår som følge av tidsforskyvelsen fra investeringstidspunktet og kostnadene som følge av investeringen. Justeringen kan imidlertid også hensynta andre forhold.

For distribusjonsnettet vil tillegget til inntektsrammen til det enkelte nettselskap fastsettes på bakgrunn av et anslag på nødvendige nyinvesteringer fratrukket anleggsbidrag og eventuelle andre økonomiske bidrag til investeringen, og en gjennomsnittlig avstand til oppdateringen av kapitalgrunnlaget. Anslaget på nyinvesteringer beregnes med

utgangspunkt i en indeks, som skal være et mål på økningen i selskapets oppgave, og nettets nyverdi. Indeksen er basert på antall nybygg i konsesjonsområdet og økningen i levert energi på nasjonalt nivå. I tillegg vil det bli gitt et tillegg for drifts- og vedlikeholdskostnader som følge av nyinvesteringer.

Disse endringene i inntektsrammereguleringen kan medføre økte investeringer som igjen kan redusere eller stoppe opp den gradvise økningen i nettapene sett i forhold til forbruk, som er observert siden begynnelsen av 1990-tallet.

Utover de virkemidlene som nevnt ovenfor er det ikke vurdert som nødvendig å innføre ytterligere virkemidler pr i dag for å redusere energitapene i kraftnettet.

Referanser

- 1 Brochure: Gotland HVDC Light project, Näs-Bäcks, Sweden. www.abb.com.
- 2 Gotland HVDC Light transmission – world`s first commercial small scale DC transmission. Presented at the CIRED Conference in Nice, France, May 1999.
- 3 NVEs Energistatus 2003
- 4 NVE-rapport nr. 4/2002: Kraftbalansen i Norge mot 2015.
- 5 NVE-håndbok nr. 1/2003: Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter. Mai 2003.
- 6 Nettutviklingen i sentralnettet frem mot 2020. Statnett. Juli 2003. www.statnett.no.
- 7 Kraftforsyning fra land til sokkelen. NVE og Oljedirektoratet. November 2002.
- 8 Elmarknaden 2002. ET 9:2002.. Ekskilstuna, mai 2002. www.stem.se.
- 9 Preliminary energy statistic 2002. Statistics Finland. Energia 2003:1. www.stat.fi
- 10 Elektrisitetsstatistikk 1999. SSB. www.ssb.no
- 11 NORDELs årsstatistikker 1994-2001. www.nordel.org
- 12 Unit costs of constructing new transmission assets at 380 kV within the European Union, Norway and Switzerland, ICF Consulting Ltd, London, October 2002

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2004

Nr. 1 Stig Haugen (red.): Opprustning av kraftnettet for å redusere energitapet (40 s.)