



NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

PLENUMSMØTE

Rica Hotel Oslofjord, Sandvika
20. - 21. november 1996



Konferansen og trykte foredrag

NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEKET

Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging

Rica Hotel Oslofjord, Sandvika, 20.-21. november 1996

TRYKTE FOREDRAG

Innhold:	Side
1. Regional kraftsystemplanlegging - status, erfaringer og oppfølging. Gjennomgang og presentasjon av publikasjonene "Nasjonal utbyggingsplan for overføringsanlegg i kraftsystemet", "NVEs kostnadskatalog" og "Referansebok for regional kraftsystemplanlegging". v/avd.ing. Frode Trengereid, NVE	4
2. Lokal kraftsystemplanlegging - erfaringer, samordning med andre nettnivåer, nytteverdi, planarbeidet fremover. v/adm.dir. Tor Storesund, Ryfylke Energi	16
3. Regional kraftsystemplanlegging og konsesjonsbehandling: Større vekt på estetiske spørsmål/forhold. v/rådgiver Asle Selfors, NVE	24
4. Samfunnsøkonomiske prinsipper for nettplanlegging: Økt vekt på lønnsomhet. v/avd.ing. Nils Ole Kristensen, NVE	28
5. BKKs erfaringer med bruk av samfunnsøkonomiske kriterier for planlegging og utbygging av nettet til BKK. v/sjefing. Tor Andre Berg, BKK	38
6. Sentralnettets utstrekning. v/seksjonsleder Lars Voldhaug, Statnett SF	44
7. Arbeidet med ny inndeling i regionale fellesnett, konsekvenser for regional kraftsystemplanlegging. v/seksjonssjef Arild Syvertsen, Hydro Energi	46
8. Kraftsystemplaner og graderte opplysninger. Hva skal være gradert mht. kart, enlinjeskjema, tabeller osv? Behandling og oppbevaring - Sikkerhetsbestemmelser for kraftforsyningen. Offentlighetsloven. v/førstekonsulent Truls Sønsteby, NVE	48
9. Rasjonering (nye retningslinjer). Vannmangel og energisituasjonen i 1996. v/avd.dir. Kristian Løkke, NVE	60

10.	Omlegging til 132 kV i Oslo. Status - fremdrift. v/fagspesialist Ketil Høgh, Oslo Energi	62
11.	Nytt reguleringsregime - konsekvenser for nettinvesteringer og leverings- kvalitet. v/rådgiver Kjetil Grasto, NVE	74
12.	Effektiv nettdrift - kostnader og forbedringspotensialer (nøkkeltall). v/førstekonsulent Sigrid Opedal, NVE	84
13.	Leveringskvalitet, status avbruddsregistrering, videre arbeid. v/sjefing. Martin Nordby, NVE	86
14.	Star-prosjektet: Bruk av pålitelighetsmetoder. Praktiske eksempler. v/overing. Inge Vognild, Statnett SF	94
15.	Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelfor- bindelsene til kontinentet. v/seksjonsleder Trond H. Carlsen, Statnett SF	100
16.	Sluttbrukerfleksibilitet og nettplasslegging. v/forsker Klaus Livik, EFI	130

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

***1. Regional kraftsystemplanlegging - status, erfaringer og oppfølging.
Gjennomgang og presentasjon av publikasjonene "Nasjonal utbyggingsplan
for overføringsanlegg i kraftsystemet", "NVEs kostnadskatalog" og
"Referansebok for regional kraftsystemplanlegging".
v/avd.ing. Frode Trengereid, NVE***

1. Regional kraftsystemplanlegging

Status

Ordningen med regional kraftsystemplanlegging (tidligere "Kraftsystemplanlegging i fylkene") har nå fungert i snart 9 år. Den ble etablert 01.01.1988 av NVE. Mange kraftselskaper har tilegnet seg nyttig kompetanse gjennom det planarbeidet som har blitt utført i perioden. Etter hvert er det produsert flere gode og oversiktlige kraftsystemplaner som benyttes flittig i det daglige virke hos NVE, hos kraftselskapene og forhåpentligvis hos andre interesserte i kommuner, fylker ol. Det er særlig i forbindelse med nye konsesjonssaker kraftsystemplanene er i bruk, men også når en ønsker en rask oversikt over nettsystemet, nettdata m.m. i andre sammenhenger. NVE benytter bla. kraftsystemplanene flittig i forbindelse med vår nettdatabase (33 kV og oppover) og i utarbeidelse av nasjonal utbyggingsplan.

Frist for innlevering av nåværende utgave av kraftsystemplanene var 01.04.1994. Noen få kraftselskaper klarte å holde denne fristen. Her følger en kortfattet oversikt over leveringstidspunkt:

- * 2 planansvarlige leverte plan i 1993 (inkl. plan for Sentralnettet),
- * 9 i 1994,
- * 11 i 1995,
- * 1 selskap i 1996.

Alle planområdene har nå levert godkjente kraftsystemplaner. NVE har i egne notater gitt tilbake-melding på kraftsystemplanene og vi har arrangert møter med noen av de planansvarlige der kraftsystemplanene er gjennomgått og diskutert. Noen kraftselskaper er også kommet i gang med neste versjon av kraftsystemplanen som skal være ferdig 01.01.1998 og Statnett SF har utgitt et tillegg til planen for sentralnett fra 1993 i august i år.

Det har ikke vært forandringer i utstrekningen av de ulike planområdene siden forrige plenumsmøte, men Istad Kraft AS har overtatt planansvaret etter Møre og Romsdal Kraftselskap i Møre og Romsdal.

Lokal kraftsystemplanlegging

NVE arrangerte i alt seks møter i 1995 om lokal kraftsystemplanlegging. Møtene ble arrangert i Alta, Bodø, Sandefjord, Hamar, Trondheim og Bergen.

NVEs intensjon med disse møtene var bl.a. å få frem informasjon om kraftsystemplanlegging til everkene og å drøfte betydningen av at nettnivåene betraktes som en struktur, hvor planleggingen bør samordnes.

Oppslutningen til møtene var svært tilfredsstillende (262 deltakere totalt).

NVE anser systemplanlegging av lokalnett som like viktig som planlegging av overordnet nett, men da gjeldende lovgivning konsentrerer seg om regional- og sentralnett vil planlegging av lokalnett hovedsakelig bygge på egen motivasjon og frivillighet.

Deltakerne på møtene om lokal jkraftsystemplanlegging ble bla. bedt om å beskrive everkets deltagelse i det regionale kraftsystemplanarbeidet. Deltakerne uttalte bla. at dialog og

utveksling av synspunkter mellom den planansvarlige og de øvrige kraftselskapene i regionene er viktig. De regionale kraftsystemplanene sendes som regel til everkene på høring. På de fleste steder deltar everkene med eget regionalnett aktivt i planprosessen, everk uten regionalnett har kontakt etter behov. Det er imidlertid vanskelig å gi innspill til den regionale kraftsystemplanen dersom en ikke har utarbeidet egne lokale planer.

Et fåtall av everkene hadde utarbeidet komplette planer, men mange verk var imidlertid godt i gang med planarbeidet. Noen så også på planarbeidet som en prioritert oppgave som de ønsket å komme i gang med. Andre everk var i tilbudsfasen for ekstern hjelp.

Temamøter om lokal kraftsystemplanlegging vil også fremover bli en del av vår oppfølging av prosessen med planlegging av lokalnettet.

En kort oppsummering av NVEs evalueringer av kraftsystemplanene mottatt fra 1993-1996

Jeg skal nå gå igjennom noen av de inntrykk som NVE sitter igjen med etter å ha evaluert og vurdert alle kraftsystemplanene på regional- og sentralnettsnivå for perioden 1995-2005.

Jeg har delt opp gjennomgangen i noen underpunkter:

- * Innledende vurderinger.
- * Organisering av planarbeidet.
- * Målsettinger - mål for det fremtidige nettsystemet.
- * Planforutsetninger.
- * Teknisk-/økonomiske analyser, leveringskvalitet og pålitelighetsstudier.
- * Effekt og energi.
- * Tariffer.
- * Miljø konsekvenser.
- * Oversikter og vedlegg.

Innledende vurderinger

Utgangspunktet er at alle anlegg som krever anleggskonsesjon skal begrunnes i kraftsystemplanene. Noen kraftselskaper har utvidet områdekonsesjon for kabelanlegg (66 kV og 132 kV). Når disse kraftselskapene har nye utbyggingsplaner i områder der det kan være aktuelt å bygge linjer istedenfor kabler, skal også disse planene inngå i kraftsystemplanene. Det er selvsagt fint om en velger å ta med alle anlegg over 22 kV som kommer inn under den utvidede anleggskonsesjonen.

Planene har nå som regel en bra struktur, og gir en god oversikt over dagens system. Planenes struktur følger i stor grad anbefalingene gitt i NVEs "Veileder for regional kraftsystemplanlegging." Dette er gunstig når NVE skal evaluere de ulike planene og vurdere innholdet i dem opp mot hverandre. Noen planer mangler imidlertid en gradert vedleggsdel og avviker noe fra NVEs veileder.

Planene i sin nåværende form vil alle i mer eller mindre grad være et tilstrekkelig referansegrunnlag for kommende konsesjonssøknader og forhåndsmeldinger i regionen de nærmeste årene. Men ennå har noen kraftsystemplaner vesentlige mangler som jeg konkret vil komme

tilbake til senere i mitt innlegg, og det er ønskelig at de planansvarlige tar kommentarene vi har gitt i evalueringsnotatene til følge ved neste revisjon av planene.

Alle planene skal totalrevideres innen 1/1 - 1998, men vi minner om at kraftsystemplanleggingen er en kontinuerlig prosess, og det er nødvendig at planarbeidsutvalg opprettholder nødvendig aktivitetsnivå i periodene mellom hver revisjon. Skjer det radikale endringer i forutsetningene for planleggingen skal det utarbeides ny plan. NVE ønsker oversendt minst to eksemplarer av neste utgave av kraftsystemplanen for alle planområdene.

Hovedinntrykket er at alle planene er forbedret i forhold til tidligere innsendte versjoner mht. oppbygging og innhold. Ja, noen er blitt betydelig forbedret i forhold til tidligere innsendte versjoner. Og de fleste planene virker godt gjennomarbeidet.

Organisering av planarbeidet

NVE ønsker at høringsprosessen beskrives og at det gis en oversikt over hvem som har mottatt planen til høring. Dette punktet er i varierende grad ivaretatt i planene. Fylkesmannen, fylkeskommunen og kommunene bør tas med i høringsrunden. Det bør vurderes om en skal utgi en forenklet og kortfattet versjon av kraftsystemplanen til bruk overfor personer i kommunene, fylkeskommunen mfl. Det kan være vanskelig for disse å sette seg inn i og forstå planene slik de blir presentert i dag. Mange vanskelige begreper og detaljer finnes ofte her. Det er tross alt ofte politikerne i kommunene og fylkene som sitter i styret hos mange kraftselskaper og som bla. får fremtidige konsesjonssaker fremlagt til vurdering. Vesentlige kommentarer fra høringsprosessen i forbindelse med revisjon av planen bør automatisk følge oversendelse av endelig plan til NVE.

Selve planprosessen ser ut til å være godt ivaretatt i de fleste planområdene, bl.a. gjennom egne nettutvalg. I noen områder er det uklart hvorvidt et planutvalg for regionalnettsplanlegging er etablert. Dersom et slikt planutvalg ikke er etablert (jfr. veileder nr. 25/92), vil NVE sterkt anbefale at dette gjøres.

Også samarbeidet med de tilgrensende regionale planområder bør omtales i planene. For det fremtidig system er det ønskelig at behovet for en samordnet planlegging av regional og sentralnettsanlegg i de aktuelle grensesnitt vurderes. Videre er det ønskelig at det vurderes hvordan mulige utbygginger i sentralnettet påvirker utformingen av regionalnettet og omvendt.

Målsettinger - mål for det fremtidige nettsystemet

Kraftsystemplanene mangler ofte gode målsettinger. Det er vanligvis mål for leveringskvalitet, beredskap (reservemateriell, planer og beredskapslagre) og mål for hvordan miljøet skal ivaretas (estetikk; kabler/luftlinje, fargevalg, mastetyper m.m, magnetfelt; krav til målinger og maksimalgrenser, byggeforbudsoner m.m) som er dårligst beskrevet i planene.

Noen planer beskriver et sett av mål for det fremtidige system. Bla. at investeringer skal vurderes etter et samfunnsøkonomisk kostnadsgrunnlag, hvor en tar hensyn til økonomi

(herunder; kapitalkostnader, tapskostnader, avbruddskostnader, driftskostnader m.m), miljø og samfunnsmessige interesser og krav. Imidlertid forekommer det at få eller ingen tiltak er vurdert i henhold til disse målene i planene. Det må være en sammenheng mellom målsettingene og planleggingsarbeidet. Målsettingene skal ikke bare være tomme ord som ikke etterleves.

Planforutsetninger

Hovedinntrykket er at planforutsetningene for en stor del er beskrevet i samsvar med NVEs anbefalinger.

Økonomiske og tekniske forutsetninger er i noen tilfeller meget generelt beskrevet og vil kunne komme i konflikt med de skisserte målsettinger. Det bør derfor i noen tilfeller legges opp til en detaljering av hvilke konkrete forutsetninger som legges til grunn for planleggingen. Uklarheter mellom de overordnede målsettingene og virkemidlene/forutsetningene i planen bør ikke forekomme.

En beskrivelse av driftsforholdene i dagens system savnes i noen planer. Sammen med en beskrivelse av kritiske feilsituasjoner er dette viktig bakgrunnsinformasjon ved vurdering av forhåndsmeldinger og konsesjonssøknader.

Særegne forhold innenfor planområdene kan også ofte omtales nærmere i kraftsystemplanene. Eksempelvis:

- Områder med mye industri (kraftkrevende, prosess, etc.),
- områder som kjennetegnes ved at de har mye produksjon og lite forbruk eller omvendt,
- naturgitte problemområder f.eks. ufremkommelig terreng, saltbelegg på isolatorer, snø og islaster, rasfarlige områder, vind/trefall, hakkespettangrep etc.
- områder med spesielt høye krav til leveringspålitelighet (leveringskvalitet) etc.

Teknisk-/økonomiske analyser - leveringskvalitet og pålitelighetsstudier

NVE krever at behovet for overføringsanlegg dokumenteres ved samfunnsøkonomiske lønnsomhetsanalyser. En slik analyse skal dokumentere prosjektets samfunnsmessige kostnader og gevinster. Denne dokumentasjonen vil spille en sentral rolle i konsesjonsbehandling. NVE vil utdype dette temaet i et eget innlegg senere i dag.

Resultater fra nettanalyser og nytte/kostandsanalyser av alternative nettløsninger bør inngå i kraftsystemplanene. Det bør legges mer vekt på samfunnsøkonomiske begrunnelser for behovet for nyanlegg. De fleste vurderinger av tiltak er fortsatt kvalitative vurderinger basert på N-1 kriteriet eller hensynet til driftssikkerhet. Men dette forutsetter bl.a en kvantifisering av leveringssikkerheten i området, noe som ofte er mangelfullt beskrevet. Noen planområder har imidlertid kommet langt i å foreta samfunnsøkonomiske vurderinger av de ulike utbyggingsalternativene. NVE ser en klar positiv utvikling i så henseende. Det mangler imidlertid en god del før vi er fornøyd med de samfunnsøkonomiske analysene i alle planområdene.

Planene skal kun inneholde resultatene av kostnad/nytte vurderinger for de planlagte prosjektene, og for mulige alternative løsninger, ikke hele utredningen. Ved å vise til slike

vurderinger, vil begrunnelsen for de valgte løsninger være mer fullstendig. NVE ønsker oversendt de referanser (kostnad/nytte vurderinger) som det er henvist til i planen når konkrete konsesjonssøknader foreligger.

Det vil være ønskelig med oversikt over årlige taps- og avbruddskostnader for lokalområder, fordelt på produksjon og belastningspunkter, samt for kraftkrevende industri. Ennå er det svært få planansvarlige som har egne erfaringstall for avbruddskostnadene i sin region, men det er flere som signaliserer at dette er undersøkelser som vil bli satt i gang.

De fleste kraftsystemplaner benytter seg av tapskostnader basert på tall fra EFI gitt i publikasjonen TR A3886. Denne tar utgangspunkt i korttids grensekostnad for ny krafttilgang i Norge, og har både et effekt- og et energiledd. Enkelte regioner påstår at tapstallene er tilpasset lokale forhold i regionen, uten at det kommer klart frem hva dette innebærer. Svært få kraftsystemplaner oppgir hvilke tapsbrukstider som ligger til grunn for tapsberegningene. Det er ønskelig at de planansvarlige blir seg mer bevisst dette og begrunner sine valg også av tpskostnader.

Vi anbefaler at det gjennomføres pålitelighetsstudier for nettet i de ulike regionene for å kunne si noe om forventet leveringskvalitet. Resultatene av dette arbeidet bør finnes igjen i kraftsystemplanene. Bruk av pålitelighetsmetoder blir nærmere omtalt i bla. Inge Vognild sitt innlegg i morgen.

Effekt og energi

Balanser både for energi og effekt for planområdet, samt prognoser for energibalansen og effektbalansen i de ulike planområdene bør finnes i kraftsystemplanene. De fleste planene inneholder noe om dette, men flere av planene er mangelfulle på dette området.

For å kunne vite noe om hvordan dagens nett vil klare eventuelle fremtidige belastningsøkninger må en ha prognoser for denne belastningsøkningen.

Tariffer

Vi har tidligere påpekt at det skal foretas en vurdering av hvordan tariffene påvirkes av de planlagte tiltakene. Vi vil ikke kreve fremlagt slike vurderinger i de kommende kraftsystemplanene. Det har vist seg at NVE har liten nytte av resultatene fra disse beregningene. De ulike kraftselskapene kan imidlertid selv være interessert i å se hvordan tariffene påvirkes av investeringer i planperioden.

Miljøkonsekvenser

For det fremtidige kraftsystem bør miljøkonsekvenser, tilpasninger og tiltak for aktuelle nettinvesteringer beskrives nærmere også i kraftsystemplanene. Dette etterlyses mer og mer i forbindelse med nye konsesjonssaker.

Asle Selfors vil komme mer inn på dette punktet i det neste innlegget i dag.

Oversikter og vedlegg

Alle omtalte stedsnavn for ledninger og transformatorstasjoner, både eksisterende og

planlagte, bør vises på kart og enlinjeskjema i kraftsystemplanene. Det er også ønskelig at kommunegrenser inntegnes på oversiktskart. De detaljerte kartene og enlinjeskjemaene skal plasseres i den graderte vedleggsdelen, men enkle prinsippsskisser som viser planlagte anlegg skal også finnes i hoveddelen.

Oversikter over eksisterende anlegg vha. kart og enlinjeskjemaer er som oftest gode for eksisterende systemer, mens fremtidige anlegg ofte kan presenteres bedre.

Enkle og oversiktlige enlinjeskjemaer påført installert effekt, spenningsnivå, linjelengde, linetype og navn på de ulike kraftanleggene skal finnes i alle planene (i BEGRENSET vedlegg).

Det bør utarbeides beskrivelser av reservemateriell og beredskapslagre i kraftsystemplanene. Dette innebærer ikke detaljerte komponentlister etc., men en generell beskrivelse av hvorvidt beredskapsplaner er utarbeidet, om tilstrekkelige beredskapslagre er opprettet etc. Noen få har sagt noe om dette pr. i dag.

Lastflytskjemaer for dagens og fremtidig system (feks. år 2000 og 2005) bør inngå i planen (i vedleggsdelen). Slike skjemaer er utarbeidet i flere av planene. Det er imidlertid viktig at forutsetningene for analysene kommer klart frem.

Noen av de eksisterende planene er i sin helhet gradert BEGRENSET iht. Sikkerhetsinstruksen. Dette må forandres i neste utgave av planen. Hoveddelen av kraftsystemplanen skal ikke være gradert. De graderte opplysningene skal samles i en vedleggsdel som er gradert BEGRENSET iht. Sikkerhetsinstruksen (jfr. Sikkerhetsbestemmelser for kraftforsyningen). Opplysningene som eventuelt blir sløffet i hoveddelen må fortsatt finnes igjen i vedleggsdelen. Det finnes også noen planer der det ikke er laget noen vedleggsdel og hvor graderte opplysninger er plassert i den ugradert hoveddelen. Dette må utbedres i neste utgave av kraftsystemplanene. Nærmere redegjørelse om bla. hva som skal sikkerhetsgraderes vil bli omtalt i Truls Sønstebys innlegg senere i dag.

NVEs oppfølging videre

Fellesnett

NVE ønsker å gjennomgå planområdene fremover for å se på mulighetene for å lage en bedre områdeinndeling (færre områder). Noen planområder lider i dag av at det er for små planleggingsmiljøer og få nye planer i regionalnettet. Det medfører bla. at planarbeidet ikke blir en kontinuerlig prosess. Vi i NVE følger nøye med utviklingen av etableringen av fellesnett i Norge, men gjennomgangen av planområdene vil skje uavhengig av om det opprettes fellesnett eller ikke. I utgangspunktet er vi positiv til nye fellenettsområder i plansammenheng dersom det medfører at vi totalt sett får færre planområder og dersom vi får større og bedre planleggingsmiljøer hos de planansvarlige.

Nasjonal utbyggingsplan - investeringstabell

Fremover vil vi også medvirke til at kraftsystemplanene utformes slik at det blir enklere å sette sammen en landsomfattende plan (nasjonal utbyggingsplan). Dvs. at forutsetninger, definisjoner og aktuelle opplysninger er mest mulig sammenfallende og finnes i alle planene.

I neste utgave av kraftsystemplanene, ferdig 1/1 - 1998, skal det finnes en investeringstabell (feks. i et vedlegg) der alle planlagte investeringer skal føres opp, og det skal finnes prognoser for energiproduksjon, maksimal effektproduksjon, energiforbruk og dimensjonerende effektuttak i de ulike planområdene. Det er viktig at en her fører opp de aktuelle utbyggingsalternativene og foretar en rangering av disse.

Investeringstabellen skal bestå av kolonner med følgende innhold:

- | | |
|--|-------------------------|
| - spenning | - område nr. |
| - type anlegg | - eier |
| - nytt eller modernisert | - område/region |
| - tekniske data | - planlagt i drift (år) |
| - antall komponenter og hvor mange kilometer | - estimerte kostnader |
| - viklingsforhold | - kommentarfelt |

De regionale kraftsystemplanene skal kun ta med investeringer på regionalnetts- og hovednettsnivå (ikke sentralnettsanlegg).

Investeringskostnadene som føres opp i investeringstabellen skal være neddiskontert til analyseperiodens første år. Byggekostnadene skal ikke inkludere merverdiavgift, investeringsavgift eller renter i byggetiden. Kostnader til administrasjon, planlegging og lager skal tas med. I neste utgave av kraftsystemplanene skal alle investeringer som føres opp i tabellen ha 01.01.97 som referansetidspunkt for kroneverdien.

Veileder for regional kraftsystemplanlegging

I nærmeste fremtid vil NVE også se nærmere på veileder for regional kraftsystemplanlegging (nr. 25/1992). Vi vurderer en revidering av denne publikasjonen. Her ønsker vi innspill fra dere.

Diskusjonsmøter med de planansvarlige

NVE ønsker fremover å møte noen av de som har deltatt i planprosessen og diskutere forskjellige emner som er tilknyttet dette planleggingsarbeidet. Det er viktig for oss at vi blir bedre kjent med problemstillinger ifm. regional kraftsystemplanlegging i de ulike planområdene og de som arbeider med dette.

Forslag til emner som vi ønsker berørt på møtene:

- * Gjennomgang av kraftsystemplanen for planområdet.
- * NVEs evaluering av nåværende plan.
- * Behandling av konsesjoner. Krav til dokumentasjon ifm. NVEs teknisk/økonomisk vurdering av de nye anleggene.
- * Planutvalg/planprosess - samarbeid. Hvordan fungerer dette?
- * Samarbeidsprosjekter. Forslag til ny prosjekter innenfor nettplanlegging.
- * Revisjon av veileder for regional kraftsystemplanlegging, innspill.
- * Fellesnett, tanker om endrede planområder.
- * Tilbakemelding på NVEs kostnadskatalog, referansebok for regional kraftsystemplanlegging og nasjonal utbyggingsplan for overføringsanlegg i kraftsystemet.

Det er viktig at planleggingsarbeidet utvikles videre i årene som kommer. Tilbakemelding til/fra NVE fra/til de planansvarlige er derfor viktig.

2. Gjennomgang og presentasjon av 3 “nye” publikasjonene utgitt av NVE, Energiavdelingen:

“Nasjonal utbyggingsplan for overføringsanlegg i kraftsystemet - publ. nr. 14/1996”

Hensikten med den nasjonale utbyggingsplanen er først og fremst å gi en enkel og samlet oversikt over antatt investeringsbehov i Norge tilknyttet det regionale kraftnettet og sentralnettet i periode 1995-2005. Den tar utgangspunkt i de regionale kraftsystemplanene og kraftsystemplan for sentralnettet, og den gir også en oversikt over de ulike effekt- og energiprognosene som er benyttet i kraftsystemplanene.

Planene er presentert slik som de er lest. Forandringer utført i mellomtiden kommer ikke frem i publikasjonen. Endrede forutsetninger kan påvirke både tidspunkt for og omfang av nødvendige tiltak.

Den nasjonale utbyggingsplanen er beregnet på NVE og alle de som arbeider med planlegging i kommuner, fylker, kraftselskaper o.l.

Kommentarer til tallene i denne utgaven av utbyggingsplanen er kun gitt fra NVEs side på et overordnet nivå. Dette fordi det er til dels store sprik eller usikkerhet i hva som er inkludert i de ulike tallverdiene i de nåværende planene. Tallene som er presentert må derfor benyttes med varsomhet.

Det er planlagt investeringer for ca. 15 milliarder nkr de neste 10 årene i kraftoverførings-systemet i Norge (hoved- og regionalnett). Dette omfatter både nyanlegg og modernisering av eksisterende anlegg. De nye kablene til kontinentet er ikke tatt med. En del av prosjektene vil være alternativer til hverandre og vil innbyrdes ekskludere hverandre. Videre er dato for idriftssettelse og behovet for anlegget usikker for flere prosjekter, slik at noen investeringer kan komme senere enn i år 2005 eller ikke bli realisert i det hele tatt. Investeringer i overføringsanlegg i elkraftsystemet vil derfor reelt sett bli mindre enn 15 milliarder kroner.

Prognosene viser en markert økning i effekt og energiforbruket i årene som kommer i de fleste planområdene. Dimensjonerende effektuttak og energiforbruket er forutsatt å øke med gjennomsnittlig ca. 1,8 % pr. år fra 1995 og fremover til 2010.

Den nasjonale utbyggingsplanen vil bli oppdatert med jevne mellomrom av NVE.

“NVEs kostnadskatalog fra 1996 - Utbyggingskostnader for hovedkomponenter i kraftsystemet - publ. nr. 01/1996”

NVE har tidligere utgitt 3 “kostnadskataloger for hovedkomponenter i kraftsystemet”, i 1984, 1988 og 1991.

Den nyeste kostnadskatalogen er en revisjon, omstrukturering og oppdatering av tidligere kostnadskataloger og kan benyttes i forbindelse med regional kraftsystemplanlegging.

Berdal Strømme a.s. har etter oppdrag fra Norges vassdrags- og energiverk (NVE) utarbeidet rapporten.

Katalogen bygger bla. på et spørreskjema som NVE sendte ut våren 1995 til 35 elverk angående utbyggingskostnader for hovedkomponenter i kraftsystemet. 31 av disse svarte på henvendelsen. Besvarelsene omfatter ca. 100 anlegg.

I planlegging av videre nettutbygging utgjør kostnadene på komponenter i nettet en viktig forutsetning. Kostnadene danner grunnlag for den første grovplanlegging for å finne hvilke nettutbyggingsalternativer som bør granskes nærmere.

I denne rapporten vises en oversikt over grove kostnadsoverslag på følgende komponenter: Koblingsstasjoner, transformatorstasjoner, luftledninger, sjøkabler, jordkabler og kompenseringsutstyr.

Alle kostnader er referert til 1.1.95 og er eksklusive investeringsavgift. Kostnadene må i høy grad sees på som gjennomsnittskostnader og kan ha et variasjonsområde på +/- 20 %.

Flere av forslagene til endring gitt i høringsuttalelser fra ulike kraftselskaper vil trolig bli etterkommet i senere utgaver av kostnadskatalogen. Disse rettelsene medfører en god del tilleggsarbeid. NVE ønsker fortsatt tilbakemelding på innholdet og strukturen i katalogen fra brukerne.

“Referansebok - regional kraftsystemplanlegging”

NVE, Energiavdelingen har nå laget en ny samleperm for dokumenter og publikasjoner (hovedsakelig utgitt av NVE) tilknyttet regional kraftsystemplanlegging. Denne permen erstatter de to tidligere utsendte bindene av “Referansebok - kraftsystemplanlegging i fylkene” fra 1989 og 1991. Permen inneholder bla.: Info om NVEs organisasjon, status for kraftsystemplanleggingen, diverse veiledere, retningslinjer og oppslagsverk.

Referanseboken er ment som et hjelpemiddel ved utarbeidelse av kraftsystemplanene. Supplering/utskifting av innholdet vil bli foretatt etter hvert som nye ting skjer i prosessen. Vi er svært interessert i tilbakemelding på innholdet i permen. Er det noe som mangler? Er det noe som er uklart fremstilt? osv.

Vi vil be om at tidligere tilsendt materiale blir satt inn i denne permen. Dersom dere mangler noen av de tidligere tilsendte publikasjonene, kan dere ta kontakt med oss i NVE.

Referanseboken er primært laget for de planansvarlige, men er også tilgjengelig for andre.

3. Kort oppsummering av foredraget

- * Alle planområdene har nå levert godkjente kraftsystemplaner.
- * Neste versjon av kraftsystemplanen skal være ferdig 01.01.1998 (oversendes i min. 2 ex).

- * I neste utgave av kraftsystemplanene skal det finnes en investeringstabell (feks. i et vedlegg) der alle planlagte investeringer skal føres opp, og det skal finnes prognoser for energiproduksjon, maksimal effektproduksjon, energiforbruk og dimensjonerende effektuttak i de ulike planområdene.
- * Vi synes at alle kraftsystemplanene er forbedret i forhold til tidligere innsendte versjoner mht. oppbygging og innhold.
- * Ennå har noen kraftsystemplaner vesentlige mangler og det er ønskelig at de planansvarlige tar kommentarene vi har gitt i evalueringsnotatene til følge ved neste revisjon av planene.
- * Det bør vurderes om en skal utgi en forenklet og kortfattet versjon av kraftsystemplanen til bruk for personer i kommuner og fylker som er med i kraftselskapenes styrer og som skal vurdere nye konsesjonssaker o.l.
- * Planene skal kun inneholde resultatene av kostnad/nytte vurderinger for de planlagte prosjektene, og for mulige alternative løsninger, ikke hele utredningen.
- * Noen av de eksisterende planene i sin helhet gradert BEGRENSET iht. Sikkerhetsinstruksen. Dette må forandres i neste utgave av planen. Hoveddelen av kraftsystemplanen skal ikke være gradert. Graderte opplysninger skal plasseres i en gradert vedleggsdel.
- * NVE kommer fremover til å se nærmere på planområdene og vi er positive til etablering av fellesnett i plansammenheng dersom det totalt sett fører til færre planområder enn i dag og dersom det medfører større og bedre planleggingsmiljøer hos de planansvarlige.
- * Temamøter om lokal kraftsystemplanlegging vil også fremover bli en del av vår oppfølging av prosessen med planlegging av lokalnettet.
- * NVE ønsker tilbakemelding på innholdet og strukturen i publikasjonene/rapportene vi gir ut.
- * NVE ønsker fremover å møte noen av de som har deltatt i planprosessen og diskutere forskjellige emner som er tilknyttet planleggingsarbeidet. Det er viktig for oss at vi blir bedre kjent med problemstillinger ifm. regional kraftsystemplanlegging i de ulike planområdene og de som arbeider med dette.
- * Vi håper på fortsatt godt samarbeid i årene som kommer.

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

2. Lokal kraftsystemplanlegging - erfaringer, samordning med andre nettnivåer, nytteverdi, planarbeidet fremover.
v/adm.dir. Tor Storesund, Ryfylke Energi



Lokal kraftsystemplanlegging - erfaringer, samordning med andre nettnivåer, nytteverdi, planarbeidet fremover.

Ryfylke Energi
Tor Storesund/adm.dir.

Lokal kraftsystemplanlegging - erfaringer, samordning med andre nettnivåer, nytteverdi, planarbeidet fremover



▲ « Menneskelige forskjeller påvirker overføringsprisene mer enn geografiske forskjeller »

Ryfylke Energi

NVE/1

Lokal kraftsystemplanlegging oppleves dessverre ofte som verdiløst pålagt merarbeid. Mange drifts- og planleggingspersoner oppfatter lokal kraftsystemplanlegging som en mistillit til det arbeidet de utføres. Arbeid med kraftsystemplaner kan derfor ofte bli halvhjertet og endog motarbeidet. Det faktum at de fleste drifts- og planleggingspersoner er opplært i egen bedrift, tilsier at kvaliteten på opplæringen er forskjellig og ofte tilfeldig. Mangel på resultatkrav har ikke gjort situasjonen bedre. Planer som krever endret adferd er dessuten vanskelig å få innpasset i organisasjonen.

Kraftsystemplanlegging
Plenumsmøte i Sandvik a 20. - 21.11.1996



Lokal kraftsystemplanlegging - erfaringer, samordning med andre nettnivåer, nytteverdi, planarbeidet fremover.

Ryfylke Energi
Tor Storesund/adm.dir.

Lokal kraftsystemplanlegging - erfaringer, samordning med andre nettnivåer, nytteverdi, planarbeidet fremover



- ▲ De anlegg som må fornyes er alle planlagt og bygd for den tiden som er gått.
- ▲ De anlegg vi fornyer har 50 års levetid og skal tilfredstille fremtidens krav.
- ▲ Å kun oppdimensjonere bestående anlegg er å unndra seg planleggingsansvaret.

Ryfylke Energi

NVE/2

Det kan gjerne hentes inn ekstra hjelp til overordnet planleggingsarbeid, men egne ansatte må være engasjert for at arbeidet skal kunne lykkes.

En stor del av det nettet som skal fornyes er bygd rundt 1950-åra. Den gangen var situasjonen at Norge hadde lite ressurser, materiell var dyrt, arbeidskraft var billig, produktiviteten var høy og avbrudd ble akseptert.

Dagens og (morgendagens?) situasjon er at materiell er blitt relativt billig, arbeidskraft er dyrt, produktiviteten har sunket og avbrudd er uakseptabelt. Dette tilsier at 50- og 60- årenes byggemåter ikke vil være akseptable for framtiden, det blir for dyrt å bygge, for dyrt å drive og tilgjengeligheten for dårlig.



Ryfylke Energi

Lokal kraftsystemplanlegging - erfaringer, samordning med andre nettnivåer, nytteverdi, planarbeidet fremover.

Ryfylke Energi

Tor Storesund/adm.dir.

Lokal kraftsystemplanlegging - erfaringer, samordning med andre nettnivåer, nytteverdi, planarbeidet fremover			
			 Ryfylke Energi
RYFYLKE ENERGI'S ANLEGG			
Ny pris kr	Funksjonstid år	Årlige utgifter kr	Innsparing kr
400 000 000	25	16 000 000	
	26	15 385 000	16 000 000
	30	13 333 000	80 000 000
	35	11 428 000	66 666 000
	40	10 000 000	57 143 000
	45	8 888 000	50 000 000
	50	8 000 000	44 444 000
Ryfylke Energi		NVE/3	

Anleggenes tekniske levetid er 50 - 60 år.

Manglende planlegging fører til redusert funksjonstid, og dermed økte utgifter.

Kraftsystemplanlegging

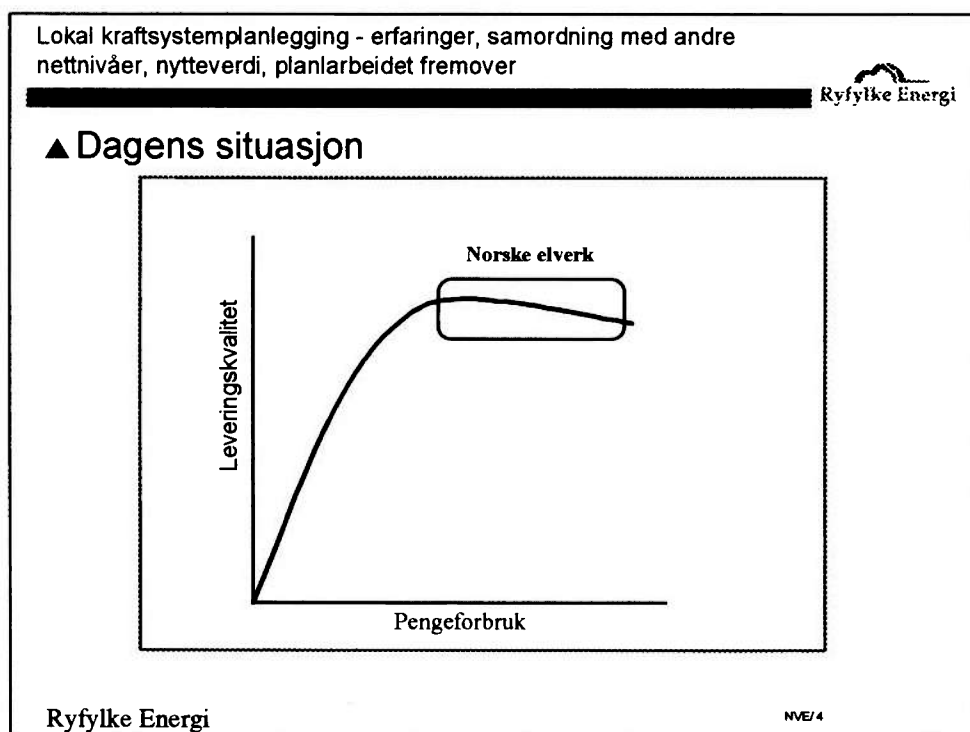
Plenumsmøte i Sandvika 20. - 21.11.1996



Lokal kraftsystemplanlegging - erfaringer, samordning med andre nettnivåer, nytteverdi, planarbeidet fremover.

Ryfylke Energi

Tor Storesund/adm.dir.



Mål: En god strømforsyning uten å sløse med penger

Åsaken til nedgangen i kvalitet skyldes bl.a.:

Delvis overforbruk av materiell og utstyr som lager flere problem enn de løser.

Delvis økt ineffektivitet med tilsvarende økt ansvarspulverisering.

Delvis valg av løsninger som favoriserer ansattes interesser på bekostning av kundenes.

Vi vil gjennom god planlegging kunne redusere kostnadene betydelig uten at det reduserer kvaliteten på våre leveranser.

Kraftsystemplanlegging

Plenumsmøte i Sandvika 20. - 21.11.1996



Ryfylke Energi

Lokal kraftsystemplanlegging - erfaringer, samordning med andre nettnivåer, nytteverdi, planarbeidet fremover.

Ryfylke Energi

Tor Storesund/adm.dir.

Lokal kraftsystemplanlegging - erfaringer, samordning med andre nettnivåer, nytteverdi, planarbeidet fremover



▲ Behov som må dokumenteres er betydelig mindre enn behov som ikke må dokumenteres!

Ryfylke Energi

NVE/5

- *Dokumentasjon er og blir fundamentet i all planlegging
- *Planlegging må begynne på de høyeste spenningsnivå.
- *Planlegging på alle nivå må vurderes mot det overliggende spenningsnivå.
- *Planer må/bør ofte justeres/endres. De som kjenner bakgrunnen for og målet med planene vil også kunne foreta fornuftige tilpasninger.
- *God dokumentasjon øker kvaliteten på planarbeidet og gjør det mindre personavhengig.



Ryfylke Energi

Lokal kraftsystemplanlegging - erfaringer, samordning med andre nettnivåer, nytteverdi, planarbeidet fremover.

Ryfylke Energi
Tor Storesund/adm.dir.

Lokal kraftsystemplanlegging - erfaringer, samordning med andre nettnivåer, nytteverdi, planarbeidet fremover



Ryfylke Energi

- ▲ Komplette oppdatert dokumentasjon
- ▲ Bedre beregningsverktøy
- ▲ Nye arbeidsrutiner

Ryfylke Energi

NVE/8

Gjennom sammenkobling av kundesystem, NETBAS og kartsystem ønsker vi å bygge opp en "komplett" dokumentasjon .

I tillegg vil vi etablere tilstandsarkiv for forsyning og linjer og økonomistyringen vil bli forbedret.

Vi vil satse på:

- *Vedlikeholdsplan.
- *Planlegging av store områder.
- *Verdisetting av tap, reserveforsyning, drift.
- *Vurdering av spenningsnivå.
- *Kompetanseoppbygging.

Kraftsystemplanlegging
Plenumsmøte i Sandvika 20. - 21.11.1996

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

***3. Regional kraftsystemplanlegging og konsesjonsbehandling: Større vekt på
estetiske spørsmål/forhold.
v/rådgiver Asle Selfors, NVE***

Kraftsystemplanlegging og konsesjonsbehandling: Større vekt på estetiske forhold

Noen hovedpoeng i foredraget:

Trend i retning større konfliktnivå ved nye kraftledninger fortsetter. God planlegging og gode søknader blir stadig viktigere, ikke minst for framdrift i sakene.

Tre tema er framme i så godt som alle saker: (1) Valg av den beste systemløsning. (2) Nærføring og eventuell helsevirkning. (3) Estetiske virkninger.

Systemløsning: Omgivelsene godtar ikke lenger påstander om at anlegget behøves og at den beste løsning er valgt. Utbygger må kunne begrunne at den valgte løsning er den beste, noe som betyr at alternativer må være vurdert. Gode analyser av alternative løsninger, og pedagogisk presentasjon av disse, er en stor utfordring!

Nærføring og helse: Dette er fortsatt et hett tema. Etter NOU 1995:20 er mye falt på plass. Tilrådingene her - eventuelt i noe modifisert form - blir sannsynligvis norsk policy fra 1997. To stikkord: Søk å unngå ny nærføring hvis mulig! Man kabler ikke pga. helse!

Estetiske virkninger: Den klart dominerende miljøkonsekvens av kraftledninger er den negative estetiske påvirkning! Dette kan synes åpenbart, men er i liten grad anerkjent og fulgt opp.

Estetiske virkninger opptrer i alle typer omgivelser: I bystrøk og tettsteder, i spredt bebygde kulturlandskap, og i naturområder. En må også klart skille mellom nærvirkninger og fjernvirkninger.

De personer som påvirkes av et anlegg kan deles i ulike grupper: Beboere, grunneiere, turgjengere, bilister som ser ledningen osv. De ulike gruppers krav til sine omgivelser *og reaksjon på en ny ledning* vil være svært ulike. *Antall* brukere av arealer ved kraftledninger vil også variere sterkt.

En analyse av behov for tiltak for å forebygge uønskede estetiske virkninger, og av type tiltak, må beskrive: Anlegget, arealtype, arealkvalitet, brukerkategorier og brukerantall.

Gode kunnskaper og analyseevner knyttet til estetiske virkninger trenges i to ulike faser:

- Ved traséplanlegging og planlegging av tiltak for å redusere virkninger.
- Ved visualisering: Framstilling av hvordan et framtidig anlegg vil ta seg ut.

I dag er landskapsarkitekter og andre med spesielle utdanning og erfaring innen landskap og estetikk i noen grad tatt i bruk ved visualisering. Innen traseplanlegging og annen planlegging er den som utfører jobben i beste fall selvlært innen disse tema!

Estetiske forhold er den viktigste grunn til konflikter mellom nye kraftledningsanlegg og omgivelsene. Estetiske interesser er videre den viktigste grunn til kostbare krav om kabling. Likevel brukes små ressurser på å sikre en estetisk planlegging og visualisering som møter disse problemene.

De brukes også lite tid og fantasi på alternative tiltak som kan senke konfliktnivået og redusere krav om kabling: Bedre traseføring, valg av andre mastetyper, fargesetting av liner og master etc.

For alle kraftselskap som framover skal bygge eller fornye kraftledninger, blir dermed utfordringen *hvordan en kan skaffe seg tilstrekkelig estetisk kompetanse og utnytte den effektivt* under utarbeiding og behandling av konsesjonssøknader.

Oppfordringen fra NVE blir: Ta estetiske konsekvenser mer alvorlig, skaff relevant kompetanse, og lag søknader som er gode på dette området. Dette vil være fornuftig både mht kostnader, framdrift og selskapets anseelse.

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

4. Samfunnsøkonomiske prinsipper for nettpanlegging: Økt vekt på lønnsomhet.

v/avd.ing. Nils Ole Kristensen

Innledning

NVE skal gjennom konsesjonsbehandlingen av elektriske anlegg sørge for at formålet med energiloven oppfylles. De prinsipper NVE legger til grunn i konsesjonsbehandlingen, bør også legge sterke føringer på kraftsystemplanleggingen, både for sentral- og regionalnettet.

Formålet med energiloven er gitt i lovens § 1-2 med følgende ordlyd:

“Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.”

I dette innlegget vil vi belyse nærmere hva som legges i begrepet “samfunnsmessig rasjonell overføring av elektrisk energi”.

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet er et begrep en støter på i stadig flere sammenhenger, og det synes nødvendig å gi en mer presis definisjon av dette begrepet. Et passende utgangspunkt kan være en definisjon av lønnsomhet:

All økonomisk aktivitet er en ressursoppofring, og aktiviteten oppfattes som lønnsom hvis verdien av å bruke ressursene i den økonomiske aktiviteten som anvendelsen representerer er større enn kostnaden ved ressursoppofringen.

I utgangspunktet kan et krav om lønnsomhet være et tilstrekkelig kriterium for hva som menes med en samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av ressursene. Imidlertid søker vi etter en *optimal* utnyttelse av ressursene, og vi må ha kriterier for hvordan lønnsomme aktiviteter rangeres. I økonomien er det innført et begrep oppkalt etter den italienske sosialøkonomen Vilfredo Pareto (1848 -1924) som et kriterium for å rangere lønnsomme aktiviteter:

En Pareto-forbedring er en endring i en tilpasning der noen får det bedre uten at andre dermed får det verre. Et Pareto-optimum er en tilstand der det ikke er mulig å realisere noen Pareto-forbedringer.

- ➡ *En økonomisk aktivitet er mer lønnsom enn en eksisterende ressursanvendelse dersom det å sette i gang aktiviteten medfører en Pareto-forbedring i forhold til utgangspunktet.*

Det må understrekes at et Pareto-optimum er en relativt teoretisk tilstand. I praksis er det vanskelig å sikre en fordeling av ressursene slik at Pareto-forbedringer realiseres uten at noen får det dårligere. Slike omfordelinger er i seg selv ressurskrevende, og politiske og/eller juridiske forhold kan gjøre det vanskelig å kompensere tapere i et prosjekt. Resultatet av dette er altså at realiseringen av en potensiell Pareto-forbedring fører til at noen får det bedre på bekostning av andre. Kriteriet for fortsatt å bevege seg mot en mer lønnsom tilstand er at de som får det bedre, får det så mye bedre at de kunne fullt ut kompensert de som får det dårligere.

En slik praktisk tillempling på rangeringen av økonomisk lønnsomhet kan synes udramatisk på papiret. Imidlertid fjerner denne tillemplingen den nøytralitet som Pareto-prinsippet i utgangspunktet har. Kriteriet slik det nå fremstår innebærer at økt total samfunnsinntekt er gunstig, uansett hvem som måtte tape på dette. Det vil ikke være vanskelig å finne eksempler fra vår egen bransje som illustrerer de kontroversielle problemstillinger dette fører til. En grunneier vil for eksempel ikke synes erstatningen han får for en ny luftledning over eiendommen står i samsvar med det offer han yter. Spesielt merkbart er dette for store hovednettstiltak der de som blir berørt ikke ser den direkte nytten av anlegget.

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet som beslutningskriterium

Et lønnsomt prosjekt er langt fra et entydig begrep. Et prosjekts lønnsomhet kan betraktes i fra mange ståsteder. For den enkelte kan det være interessant om prosjektet gir noen privatøkonomiske gevinster, for eksempel utsikter til jobb i anleggsperioden. Et utgangspunkt for å søke konsesjon for elektriske anlegg er oftest at søker ser prosjektet som bedriftsøkonomisk lønnsomt. Både privatøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomhet er selvfølgelig legitime utgangspunkt for den enkelte og for søker. NVE skal imidlertid i sin konsesjonsbehandling sørge for at prosjektets samfunnsøkonomiske lønnsomhet er kartlagt. En slik kartlegging av samfunnsøkonomisk lønnsomhet innebærer at man må ha en formening om samfunnsmessige nytte- og kostnadsposter som inngår i prosjektet eller er et resultat av prosjektet.

De begreper som ovenfor er definert vil være et utgangspunkt for NVEs bruk av samfunnsøkonomisk lønnsomhet som beslutningskriterium i konsesjonsbehandlingen av elektriske anlegg. Motivasjonen for å benytte samfunnsøkonomiske kriterier i konsesjonsbehandlingen er det politiske målet som gitt i energiloven om en effektiv bruk av ressursene. I tillegg skal bruk av samfunnsøkonomiske beslutningskriterier sikre den konsistens som konsesjonsbehandlingen krever.

Når samfunnsøkonomisk lønnsomhet for et prosjekt er vurdert, står NVE ovenfor valg av i hvor stor grad dette skal vektlegges som beslutningskriterium. NVE mener vurderinger av samfunnsøkonomisk lønnsomhet bør inngå i konsesjonsbehandlingen, og spørsmålet blir hvilken innflytelse slike vurderinger skal ha på beslutningsprosessen:

- Et prosjekt får konsesjon hvis og bare hvis det er samfunnsøkonomisk lønnsomt.
- Prosjektet får ikke konsesjon dersom det er samfunnsøkonomisk ulønnsomt.
- Prosjektet skal i utgangspunktet være samfunnsøkonomisk lønnsomt for å få konsesjon, men ikke-økonomiske tilleggsmomenter kan hindre konsesjon til lønnsomme prosjekt eller sikre konsesjon til ulønnsomme prosjekt.

NVE mener i dag å ha den praksis som oppsummeres i det siste punktet. Det vil si at NVE erkjenner at det er momenter ved tiltak i kraftsystemet som vi ikke er i stand til å verdsette i kroner og øre. Disse momenter inngår i en konsesjonsbehandling på lik linje med vurderinger av samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Investeringer i overføringsnett er å betrakte som irreversible. Det vil si at den ressursoppoffelse som investeringen innebærer ikke kan komme andre prosjekter til gode. Dette faktum

gjør det spesielt viktig å sikre at de prosjekter som innvilges konsesjon er samfunnsøkonomisk lønnsomme. NVE har ved flere anledninger presentert et "samfunnsøkonomisk regnskapsoppsett" for vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet for nye overføringsanlegg:

Summen av:

- investeringskostnadene
- drifts- og vedlikeholdskostnadene
- tapskostnadene
- avbruddskostnadene

for et nytt prosjekt må bli mindre enn summen av de samme kostnadspostene for eksisterende anlegg.

Det understrekes at oppsettet ovenfor benyttes for å vurdere alternative løsninger opp mot hverandre. I en konkret vurdering vil alltid det å ikke gjøre noe (null-alternativet) være et av alternativene som vurderes.

NVE innser at overføringsanlegg også har andre nytte- og kostnadsposter som det burde ha blitt tatt hensyn til ved vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Imidlertid vil enhver samfunnsøkonomisk lønnsomhetsvurdering innebære en nødvendig begrensning av de elementer som inngår. For overføringsanlegg er det en rimelig grad av enighet om at de valgte elementer er vesentlige i vurderingen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

NVE presiserer at de nytte- og kostnadsposter som ikke inngår i dette oppsettet også vil bli vurdert i konsesjonsbehandlingen. Disse elementene vil imidlertid ikke uttrykkes i kroner og øre. Et eksempel på dette er at NVE har den oppfatning at elektriske anlegg som ikke er i bruk vil det alltid lønne seg å rive. Dette innebærer at miljøfordelen ved å fjerne anlegget er større enn rivingskostnadene.

Et problem i nytte/kostnadsanalyser er å finne konsistente metoder for å verdsette de kostnads- og nytteposter som inngår. For overføring av elektrisk kraft kan det i tillegg være problematisk å komme fram til en entydig definisjon på "produsert mengde". Med utgangspunkt i regnskapsoppsettet presentert ovenfor "produserer" nyinvesteringer i overføringsnettet drifts- og vedlikeholdskostnader, tapskostnader og avbruddskostnader. Selvsagt er dette en like misvisende produktdefinisjon som å hevde at en ny vei bare produserer mindre kø og støyproblemer for eksisterende veier. Allikevel vil dette være en produktdefinisjon god nok i sammenheng med samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderinger.

Alternativverdi prinsippet

Generelt baserer nytte/kostnadsanalyse seg på alternativverdi-prinsippet. Ressursinnsatsen i et prosjekt skal verdsettes til ressursenes alternativverdi. Alternativverdien til en ressurs er den verdien det vil ha i beste, aktuelle alternative anvendelse. Eksisterer det et velfungerende frikonkurransemarked for godet, vil markedspris være et uttrykk for alternativverdien til godet. For eksempel er dette tilfellet for prisene på kabel for de lavere spenningsnivå der det er mange produsenter som konkurrerer om mange forbrukere. Kabelprisen er igjen sterkt avhengig av metallprisene, som bestemmes internasjonalt på metallbørsen.

Alternativverdien for ikke-marginale kvanta (dvs. at prosjektets faktorinnsats påvirker pris- og produsert kvantum i markedet) kan det være vanskeligere å bestemme. For hvert tilfelle må alternative anvendelser kartlegges for å finne ut hvorledes faktorinnsatsen kunne ha vært utnyttet i beste alternative anvendelse. Her er det nærliggende å trekke fram eksempelet med de nye likestrømsforbindelsene til kontinentet. De tre nye kablene som skal settes i drift i år 2001, 2002 og 2003 sammen med et par andre store prosjekter utenfor Europa vil sannsynligvis legge beslag på en stor del av produksjonskapasiteten til kabelprodusentene på verdensbasis. Likestrømskabler med de dimensjoner det i disse prosjektene er snakk om er ikke standardvare, og det finnes ikke noen markedspris å forholde seg til. Alternativverdien til kabelkostnadene vil i dette tilfellet være hva medgått arbeidskraft, råvarer og produksjonsutstyr alternativt kunne ha bidratt med i beste alternative verdiskapning.

Kalkulasjonsrente

Alternativverdien for investeringskostnaden skal reflektere den avkastning kapitalen kan gi i beste alternative anvendelse. Finansdepartementet har anbefalt at 7 % benyttes som kalkulasjonsrente i forbindelse med samfunnsøkonomiske prosjektanalyser (se NOU 1983:25, "Bruk av kalkulasjons-rente i staten"). Det har vært diskutert om denne kalkulasjonsrenten reflekterer rett alternativ avkastning. Det finnes gode argumenter for at en kalkulasjonsrente på 7 % er satt både for høyt og for lavt. Uten å gå videre inn på argumentasjonen her vil vi fastslå at valget av en kalkulasjonsrente på 7 % bør benyttes i alle sektorer i økonomien som har krav om en rasjonell ressursutnyttelse. Bare på denne måten kan en optimal fordeling av ressursene mellom de ulike sektorer sikres. NVE anbefaler at en kalkulasjonsrente på 7 % benyttes i kraftsystemplanleggingen. Er det grunn til å tro at prosjektet er særlig følsomt ovenfor variasjoner i kalkulasjonsrenten, kan det utføres følsomhetsanalyser med variasjoner i denne.

Kalkulasjonsrenten benyttes også til å diskontere framtidige nytte- og kostnadsposter. Velges en lav kalkulasjonsrente, vil framtidige inntekter og utgifter gi en høyere nåverdi i dag. Tilsvarende vil en høy kalkulasjonsrente gi en lavere nåverdi av framtidige inntekter og utgifter. Altså vil en høy kalkulasjonsrente tillegge nytte- og kostnadsposter langt fram i tid liten vekt, og tilsvarende vil en lav kalkulasjonsrente tillegge nytte- og kostnadsposter langt fram i tid stor vekt. Forvirringen omkring kalkulasjonsrentens betydning som diskonteringsfaktor har gitt seg mange utslag. For eksempel har tilhengere av miljøvern argumentert for høy rentesats i kalkyler der naturverdier går tapt. Intensjonen har vært å representere naturskadene ved hjelp av rentesatsen. Det er imidlertid enighet også langt utover miljøbevegelsen at naturinngrep har en relativt lang tidshorisont. Benyttes da en høy rentesats, går nettopp denne langsiktigheten tapt, og det kan argumenteres med at en mer moderat rentesats vil ta bedre hensyn til de kostnader naturinngrep medfører. Slik argumentasjon som presentert her er en av grunnene til at NVE velger å ikke la miljøkostnader inngå i det samfunnsøkonomiske regnskapsoppsett for overføringsanlegg.

Risiko

Det finnes mer sofistikerte metoder innen kostnads/nytteanalysen der også risiko inngår som en variabel. Finansdepartementet har i NOU 1983:25 anbefalt at investeringskalkyler i offentlig virksomhet ikke skal ta hensyn til risiko. Dette innebærer at alle økonomiske størrelser fastsettes til sin matematiske forventningsverdi, og rentesatsen i diskonteringen

skal være risikofri. NVE oppfordrer de planansvarlige til ikke å ta hensyn til risiko i sin kraftsystemplanlegging. Det kan diskuteres i hvor stor grad de rammevilkår som gjelder for kraftsystemplanleggingen oppfordrer til planlegging uten å ta hensyn til risiko. Selvfølgelig vil alle prognoser som inngår i kraftsystemplanleggingen være eksponert for usikkerhet. Denne usikkerheten bør tas hånd om ved å innføre alternative prognoser i analysene i de tilfeller der det er grunn til å tro at dette kan påvirke utfallet av analysene. NVE oppfordrer også til følsomhetsanalyser om det er faktorer i analysene som det er usikkerhet om kan påvirke resultatet i særlig grad.

Investeringskostnader

NVE har gjennom arbeidet med NVEs kostnadskatalog fått en rimelig god oversikt over investeringskostnadene i forbindelse med nye overføringsanlegg. Det synes som om også de planansvarlige og den enkelte konsesjonssøker har god oversikt over disse kostnader. NVE mener investeringskostnaden skal omfatte kostnader til både prosjektering, materiell og arbeidskraft. Investeringsavgift og eventuell merverdiavgift på investeringen skal ikke inngå i det samfunnsøkonomiske regnskapsoppsettet. Disse skattene er å betrakte som overføringer til staten (såkalte fiskale skatter), og vil i et samfunnsøkonomisk regnskapsoppsett derfor ikke bidra i noen som helst retning.

Det vil føre for langt å ta hensyn til økonomiske virkninger av økt etterspørsel i arbeidsmarkedet som følge av byggingen av et nytt overføringsanlegg. Samtidig er det viktig å være klar over at stor etterspørsel etter høyst spesialisert arbeidskraft vil føre til høyere priser på denne arbeidskraften. NVE mener langsiktige trekk i denne utviklingen vil det tas høyde for i den kontinuerlige oppdatering av de oversikter både NVE og den enkelte konsesjonssøker har over investeringskostnader.

Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader blir tradisjonelt satt lik en prosentsats av investeringsbeløpet. Dette er nok et rimelig godt utgangspunkt i mange sammenhenger, men det er ikke helt innlysende at det alltid er slik. Det er grunn til å tro at det for eksempel koster tilnærmet det samme å vedlikeholde et bryterfelt, uavhengig av spenningsnivå, og dermed investeringsbeløp. Det samme kan sies om luftledninger, der ettersyn og rydding påløper uansett utforming og spenningsnivå. Det er også vesentlig å være klar over store regionale forskjeller i drifts- og vedlikeholdskostnader. Det mest riktige hva gjelder drifts- og vedlikeholdskostnader vil være å ta utgangspunkt i erfarte kostnader for tilsvarende anlegg. I en samfunnsøkonomisk lønnsomhetsvurdering vil drifts- og vedlikeholdskostnader sjeldent være avgjørende for et anleggs lønnsomhet, men det forventes av de planansvarlige at de har et bevisst forhold til disse kostnadene i sin planlegging.

Teknisk/økonomisk levetid

Teknisk levetid er den tiden anlegget er i tilstrekkelig god nok teknisk stand til at det er forsvarlig å drive det. Økonomisk levetid er fastsatt levetid for komponentene som benyttes ved beregninger av verdiforringelsen av anleggene. Ideelt sett burde teknisk og økonomisk levetid for komponentene være like. Imidlertid er det flere forhold som gjør at dette ikke

alltid er tilfellet. Teknologiske nyvinninger fører for eksempel til at økonomisk levetid reduseres betraktelig i forhold til teknisk levetid. Spesielt har dette fått konsekvenser for datautstyr, der økonomisk levetid stadig blir lavere som følge av den teknologiske utvikling på området. Omvendt har vi eksempler på luftledninger i kraftsystemet som har vært i drift fra midten av 50-årene, og således har en teknisk levetid utover økonomisk levetid som for luftledninger er satt til 25-30 år.

Kraftsystemplanleggingen som pålagt av NVE har en tidshorisont på 10 år. De fleste installasjoner i kraftsystemet har en teknisk og økonomisk levetid langt utover dette. NVE ser for seg at de enkelte prosjekter som er aktuelle i analyseperioden på 10 år vurderes for hele sin økonomiske levetid. Imidlertid oppstår det avgrensingsproblemer når komponenter i prosjektet har forskjellige økonomiske levetider. Restverdien til anlegg ved utløp av en analyseperioden bør inngå i analysene. Denne restverdien beregnes på grunnlag av lineær avskrivning av anlegget over anleggets økonomiske levetid. Restverdien neddiskonteres til analyseperiodens start ved hjelp av gjeldende diskonteringsfaktor. På denne måten tas det høyde for at anlegget har en verdi utover analyseperioden.

Tapskostnader

Når det gjelder verdsettelse av elektriske tap vil dette avhengige av hvilket ståsted man har. En netteier som forventes å agere bedriftsøkonomisk optimalt vil i en driftssituasjon oppfatte elektriske tap som energi som ikke når fram til kunden. Denne energimengden må skaffes tilveie på en eller annen måte, for eksempel må den tas ut fra overliggende nett til aktuell spotpris. Alternativt kunne kraftmengden, hvis den ikke gikk tapt, omsettes til spotpris, og spotpris vil være netteierens erfarte alternativverdi til tapsenergien. Det er denne betraktning som ligger til grunn for fastsettelse av tapsleddet i overføringstariffen. En netteier vil altså kunne fastsette sine framtidige tapskostnader hvis han kjenner forventet utvikling i spotprisen for elektrisk energi.

Sett i fra et samfunnsøkonomisk ståsted mener NVE tapskostnaden også må inkludere kostnadene forbundet med overføring av tapseffekt. Den effekt som til enhver tid tapes som varme til omgivelsene, "stjeler" nettkapasitet fra overliggende og/eller underliggende nett og produksjonskapasitet fra produksjon. Om det så finnes en grensekostnad for kapasitet for de forskjellige nettnivåer og produksjon, vil det være mulig å uttrykke effekttapet i nettet som en kostnad.

EFI har i flere år utgitt tallmateriale for forventet utvikling i grensekostnaden for effekt i overføringssystemet for de forskjellige nettnivåer. Utgangspunktet for beregningene er grensekostnad for effekt i vannkraftproduksjonen. Vannkraftprosjekter har inntil nå vært optimalisert mhp. energi og ikke effekt. Historisk grensekostnad for effekt ligger derfor trolig for høyt i forhold til hva som hadde vært tilfellet om vannkraftprosjektene ble optimalisert mhp. effekt.

Sett fra et samfunnsøkonomisk ståsted vil altså tapskostnader bestå av to kostnadselementer. Det vil være gjeldende spotpris på elektrisk energi som bestemmer samfunnsøkonomisk verdi av tapsenergi, og det er grensekostnad til effekt som bestemmer samfunnsøkonomisk verdi av tapseffekt. Det kan synes som om det er en uoverensstemmelse i NVEs håndtering av overføringstap. I fastsettelsen av overføringstariffen tas det kun hensyn til marginal tapsprosent og gjennomsnittlig spotpris på elektrisk energi i beregningen av tapskostnadene. Først

når overføringsbehovet overstiger kapasiteten i nettet belastes tariffen med et kapasitetsledd. Dette kapasitetsleddet skal skape balanse mellom overføringsbehov (etterspørsel) og nettkapasitet (tilbud). I planleggingen og i konsesjonsbehandlingen av overføringsanlegg har NVE foreløpig forutsatt at det også bør tas høyde for en effektkostnad ved beregning av tapskostnadene. Imidlertid må en huske på at i en driftsfase vil de investeringer som er foretatt være sum historisk kostnad, og en optimal overføringstariff bør utformes slik at pris settes lik marginal overføringskostnad.

NVE er imidlertid ikke helt tilfreds med metodene og det tallmaterialet som har framkommet for beregning av tapskostnader. Det norske kraftsystemet står foran en helt ny situasjon der effekt etter hvert kan bli et etterspurt produkt. Vi mener det derfor er gode grunner til igjen å rette søkelyset mot de beregningsforutsetninger som har vært benyttet så langt.

Avbruddskostnader

NVE har gått ut med oppfordringen om at avbruddskostnader bør inngå i vurderingen av nye overføringsanlegg. Avbruddskostnader har så langt ikke spilt noen sentral rolle i NVEs konsesjonsbehandling av elektriske anlegg. Imidlertid har både NVE og bransjen vist en økende interesse for avbruddskostnadsberegninger. Det er all grunn til å tro at avbruddskostnadsberegninger vil inngå sentralt i NVEs konsesjonsbehandling i tiden framover. NVE har derfor oppfordret de planansvarlige til å fremskaffe avbruddskostnader for de forskjellige kundeogrupper representert i sitt eget planområde.

Det er mange måter å verdsette et avbrudd på. En tilnærming kan være å forsøke å komme fram til hva hvert enkelt avbrudd med gitt avbruddstid og avbrutt effekt koster. En annen tilnærming kan være å lete etter størrelser som kostnaden for hver ikke-leverte energienhet. NVE mener enheten kr./ikke-levert kWh er en egnet enhet for angivelse av avbruddskostnaden. Det bør skilles mellom "lange" og "korte" avbrudd, da dette gir seg utslag i forskjellige verdier for denne avbruddskostnaden. Det er også en stor utfordring å kunne si noe om "forløpet" til ikke-levert energi, dvs. hvor stor mengde elektrisk energi som ville ha blitt etterspurt av kunden om det ikke hadde kommet et strømbrydd.

Et avbrudd i leveransen innebærer ulemper både for kunde og netteier, der det er enighet om at kunden må bære den største byrden. Tallmateriale har vist at et langvarig strømbrydd for kraftkrevende industri oftest har større konsekvenser enn et langvarig strømbrydd for alminnelig husholdning. Slike forskjeller understreker viktigheten av å differensiere kunde-gruppene når avbruddskostnader skal beregnes. Kostnadsriktige avbruddskostnader for elektrisk energi skal reflektere de samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd i leveransen. Den samfunnsøkonomisk riktige avbruddskostnad skal være et uttrykk for den betalingsvilje som finnes for å unngå avbrudd.

Imidlertid vil den som forsøker å skaffe seg oversikt over kundenes avbruddskostnader fort erfare at dette ikke er helt problemfritt. Alle nettbrykere vil ønske seg høyest mulig leveringskvalitet til lavest mulig pris. Dette vil føre til sterke tendenser til taktisk stemmeavgivning. For eksempel vil en kunde med relativt stor betalingsvilje for å unngå avbrudd ta godt i når han skal oppgi sin avbruddskostnad av den grunn at han tror naboen ikke vil ha noen særlig stor betalingsvilje for å unngå avbrudd. Han forsøker altså å kompensere for naboenes lave betalingsvilje med å oppgi en høyere betalingsvilje enn den han egentlig har. Dette er et velkjent problem i verdsettelse av kollektive goder (et godt utbygd overføringsnett er et

kollektivt gode), og problemet har blitt forsøkt løst ved spesielle metoder å utforme spørreskjemaer på.

Det er gjennomført undersøkelser av avbruddskostnadene for norske forbrukere. Det er valgt en inndeling etter sektor i økonomien, og innkomne svar er bearbeidet for å kunne si noe om avbrudds-kostnadene i de forskjellige sektorer. Det er vesentlig å kjenne sammensetningen av kundegruppen, slik at de riktige avbruddskostnader benyttes.

Bruk av avbruddskostnader i nettplanleggingen fordrer også tilgang på statistikk over feil- og avbrudd i nettet. NVEs pålagte innrapportering av avbrudd bør på litt sikt gi everkene god oversikt over situasjonen i eget nett. Feilstatistikker for komponentene i kraftsystemet er grunnleggende for å kunne si noe om forventede avbruddskostnader i nettet. NVE mener de planansvarlige etter hvert vil være bedre i stand til å ta i bruk avbruddskostnader i nettplanleggingen. NVE vil framover vektlegge avbruddskostnader mer enn tidligere i konsesjonsbehandlingen.

Oppsummering

I dette innlegget har jeg kommet inn på en del sentrale begreper i NVEs definisjon av samfunnsøkonomiske prinsipper for nettplanleggingen. Prinsippet om samfunnsøkonomisk lønnsomhet tar utgangspunkt i økonomiske teorier om rangering av lønnsomhet, der pareto-begrepet spiller en sentral rolle.

NVEs regnskapsoppsett for vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet for nye overføringsanlegg er presentert. Dette oppsettet inneholder de kostnadselementer NVE mener bør inngå i en samfunnsøkonomisk lønnsomhetsvurdering av overføringsanlegg. NVE innser at det også kan være andre kostnadselementer som påvirkes av et overføringsanlegg. Imidlertid er ikke verdsettelses-metodene her godt nok utviklet til at det vil være riktig å la disse elementer inngå på lik linje med de kostnadselementer som har fått plass i regnskapsoppsettet. Disse elementer vil allikevel tillegges vekt i en konsesjonsbehandling.

NVE mener 7 % bør benyttes som kalkulasjonsrente i vurderinger av samfunnsøkonomisk lønnsomhet for overføringsanlegg. Dette sikrer at vurderinger av tiltak i overføringsanlegg kan sammenlignes med tiltak i andre sektorer i økonomien. Bare på denne måten er det mulig å sikre en helhetlig rasjonell samfunnsutvikling der ressursene kanaliseres dit de gir best avkastning. NVE mener også at man i vurderingen av overføringsanlegg ikke bør ta høyde for risiko. Usikkerheten forbundet med planlegging av overføringsanlegg bør gi seg utslag i alternative prognoser for forbruksutviklingen.

NVE ser mange utfordringer i det videre arbeidet med samfunnsøkonomiske prinsipper for nettplanlegging. Det er opprettet en referansegruppe for dimensjoneringskriterier med deltagelse fra NVE, Statnett og regionalt planansvarlige. Dette vil være et naturlig forum for diskusjon og meningsutveksling omkring temaer som presentert i dette innlegget.

Nye utfordringer for det norske kraftsystemet med en knappere effekt- og energibalanse som følge av utvekslingsavtaler med utlandet og økt innenlandsk forbruk innebærer at en del vante oppfatninger bør gåes nærmere etter i sømmene. Spesielt vil NVE gripe tak i det videre arbeidet med taps- og avbruddskostnadsberegninger. Disse oppgaver forventer vi at de planansvarlige for kraftsystemplanlegging også vil jobbe videre med. Vi mener kraftsystemplanlegging framover i sterkere grad enn hittil bør være basert på samfunnsøkonomiske kriterier.

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

5. *BKKs erfaringer med bruk av samfunnsøkonomiske kriterier for planlegging og utbygging av nettet til BKK.*
v/sjefing. Tor Andre Berg, BKK

Foredraget vil gå direkte på de metoder og kriterier BKK har benyttet innenfor kraftsystemplanleggingen de siste årene og erfaringer/tanker omkring dette. Det er ingen gjennomgang av metodene som sådan, da jeg regner med at dette dekkes av andre foredragsholdere.

1. Tidlig arbeid med probabilistiske kriterier i BKK

I BKK ble det stilt få spørsmålstegn ved N-1 kriteriet fram til omkring årsskiftet 1992/93, da analysene av forsterkningsbehovet for nettet inn til Bergen ga resultater som var vanskelige å akseptere. Med utgangspunkt i at N-1 kriteriet skulle oppfylles kom vi fram til at den samfunnsøkonomisk optimale løsningen på forsterkningsbehovet var å etablere to nye ledningsanlegg over samme snitt i løpet av svært få år. Vi fant at dette ikke kunne være riktig.

Det var ingenting galt med beregningene, de var delvis utført av anerkjente analysemiljø i Norge, og vi fant etterhvert ut at det var selve det deterministiske N-1 kriteriet som her ledet oss på ville veier.

Sommeren 1993 engasjerte vi en NTH-student for å utføre sin hovedoppgave innenfor pålitelighetsstudier ved BKK. Samtidig begynte arbeidet med å kartlegge kundenes avbruddskostnader. Dette med utgangspunkt i SNF- og EFI-rapporter om emnet som var tilgjengelig allerede høsten 1992.

Høsten 1993 kom NVEs skriv til everkene der det ble påpekt at en optimalisering av nettet tilsier en leveringskvalitet tilpasset brukernes behov. NVE forutsatte at det i forbindelse med kraftsystemplanlegging og konkrete utbyggingsplaner ble gjort beregninger som dokumenterte at brukernes avbruddskostnader var hensyntatt. BKK hadde på dette tidspunktet verken kompetanse, grunnlagsdata eller verktøy til å gjøre dette, men med bakgrunn i egne prioriteringer hadde vi allerede våren 1993 begynt å forberede tilgjengelig feilstatistikk for analyse.

2. Utvikling av BKKs utbyggingskriterier

Utviklingen i BKKs arbeid med pålitelighetsstudier gjenspeiles i endringen av utbyggingskriteriet i de kraftsystemplaner som er utarbeidet siden 1990:

KS-plan 1990:

Utbyggingskriteriet var et rent N-1 kriteriet som skulle oppfylles til lavest mulige kostnader.

KS-plan 1994:

NVE krevde på dette tidspunkt at avbruddskostnader skulle med i beregningene, men i mangel av beregningsverktøy og grunnlagsdata var det beste vi kunne gjøre å «forutsette at bruk av N-1 kriteriet ville holde avbruddskostnadene på et rimelig nivå».

KS-plan 1996:

N-1 kriteriet er nå forlatt som utbyggingskriterium. Utbyggingsbeslutninger skal fattes på grunnlag av en vurdering/beregning av alle samfunnsøkonomiske kostnader, herunder avbruddskostnader. Imidlertid brukes N-1 fortsatt som «planleggingskriterium», dvs at vi aksepterer å ta med i planen anlegg som kun er begrunnet i N-1 dersom de ligger så langt

fram i tid eller er så ubetydelige at det ikke vil være riktig ressursbruk å gjøre en ressurskrevende full beregning av samfunnsøkonomiske kostnader.

N-1 benyttes fremdeles for transformatorinvesteringer, men med den erfaring vi nå har med probabilistisk tankegang har vi i planleggingen øket tillatt grenselast ved ekstrem tunglast fra 120% til 130/150% for transformatorer på henholdsvis over og under 100 MVA.

3. Grunnlagsdata og verktøy

Som nevnt var mangel på grunnlagsdata og verktøy et stort problem da vi skulle begynne å bruke probabilistiske kriterier. Dette ble det etterhvert gjort noe med.

Feilstatistikk

BKK har etter egen vurdering en god feilstatistikk for årene helt tilbake til 1982. De dataene vi satt med i 1993 var imidlertid ikke på en form som gjorde dem søkbare eller analyserbare. Dette ble ordnet ved at vi fikk kopi av Stanett/Samkjøringens feildatabase for regionen, og la en kontrollert versjon av denne inn i en egenutviklet søkbar database. En oppdatert versjon av denne benyttes nå i påvente av en felles bransje-database som dekker BKKs behov.

Spenningskvalitetsfølsomme kunder

Vi fant tidlig ut at det for enkelte kunder var spenningskvaliteten og ikke leveringssikkerheten som medførte problemer og kostnader. I 1994 kontaktet vi derfor alle kunder i regionalnettet, og annen industri i området som vi forventet kunne ha problemer med spenningskvalitet. Ut fra innkomne svar beregnet vi avbruddskostnader for både korte og lange avbrudd for disse kundene.

Oversikt over avbruddskostnader for alle kunder

Basert på ovenfor nevnte opplysninger om spenningskvalitetsfølsomme kunder, kartlegging av kunder med spesielt høye avbruddskostnader, samt EFIs standardtall for kostnader for ikke levert energi og en fordeling av forbruk under den enkelte stasjon på de fire kategoriene: Husholdning, Handel og tjenester, Jordbruk og Industri generell, har vi beregnet avbruddskostnader for alle leveringspunkt i regionalnettet i området. Denne oversikten benyttes nå i kraftsystemplanleggingen i området.

Analyseverktøy

I den første utprøvningsfasen prøvde vi å gjøre fullstendige pålitelighetsanalyser i regionalnettet basert på lastflytanalyser og egenutviklede algoritmer, men vi fant etterhvert ut at både kompleksiteten og datamengden på dette nettnivået tilsa at det var behov for en samarbeidspartner med ferdig utviklede verktøy. Berdal Strømme lanserte på den tiden analyseverktøyene TPLAN og LARA i Norge, og for tyngre analyser har vi i ettertid benyttet disse verktøyene i samarbeid med Berdal Strømme.

4. Utførte probabilistisk baserte studier

BKK har i løpet av de siste årene utført, eller fått utført, en rekke probabilistisk baserte studier med store forskjeller i omfang og innhold.

«Utfallsanalyse, pålitelighet og avbruddskostnader i hovedfordelingsnett»

Hovedoppgave ved NTH 1993 av Tone Eikeland. Hovedoppgaven omfattet datainnsamling og metodeutprøving basert på forsyningen til Statoil Mongstad. Av dette lærte vi blant annet en del om omfanget i en slik studie, og at det viktigste elementet i leveringskvalitet for mange vil være spenningskvalitet.

Tilgjengelighetsstudie for forsyningen til Troll landanlegg

EFI, 1993/1994. En studie for å se på forskjeller i tilgjengelighet for de ulike løsningene som ble vurdert for forsyning av Kollsnes, spesielt hva en lang jordkabel ville bety for tilgjengeligheten. Av resultatene lærte vi hvor lite en ren tilgjengelighetsstudie kunne si om reelle avbruddskostnader i et såpass komplisert nett. I beste fall kunne studien brukes til å si noe om forskjellene mellom to konkrete løsninger.

«Pålitelighetsstudie av BKK-nettet»

BKK/Berdal Strømme 1994/1995. En fullstendig analyse av leveringskvaliteten i BKK-området generelt og for Troll landanlegg spesielt. En av de mer omfattende studier i sitt slag i Norge, og brukt blant annet som grunnlag for BKKs valg av løsning for forsterkning av nettet inn til Bergen. Snudde om på en del antatte sannheter om hva som egentlig representerte et problem i nettet, og var et langt skritt videre for BKK når det gjaldt kompetanse på pålitelighetsstudier og probabilistisk tankegang.

«Avbruddskostnadsberegninger Samnanger - Sima 420 kV»

BKK/Berdal Strømme 1996. En ren videreføring av den forrige studien for å avklare hvorvidt en forsterkning over et annet snitt ville være en bedre løsning totalt sett. Svaret var nei.

Transformatorkapasitet

Behovet for transformatorkapasitet bestemmes fremdeles (inntil videre) ut fra et N-1 kriterium, men maksimal tillatt belastning ved utfall (planleggingsgrense) er igjen basert på en probabilistisk vurdering av sannsynligheten for skade eller avbrutt leveranse. Dette har resultert i en økning av maksimal tillatt belastning ved utfall fra 120% til 130%/150% avhengig av transformatorytelsen. Dette har igjen resultert i utsettelse av flere planlagte transformatorinvesteringer.

Reservetransformator på Askøy

I forbindelse med utbyggingen av kraftnettet til Troll landanlegg ble hele Sotra, Askøy og Troll i en periode på et par måneder i 1995 forsynt over en enkel 132 kV kabel fra Bergen. Ved kabelbrudd i denne perioden ville det ta flere uker før vi igjen kunne forsyne dette samfunnet på rundt 40.000 mennesker. En pålitelighetsbasert avbruddskostnadsberegning viste kostnader på ca. 17 kroner. Dette skyldes i hovedsak svært lav feilsannsynlighet for kabelanlegget. Likevel valgte BKK, etter nøye overveielser, å benytte ca. ½ mill. kroner på å forberede reserveforsyning i tilfelle et kabelbrudd. Dette illustrerer et poeng, nemlig at det er grenser for hvilken «risiko» man aksepterer selv med en beregning som viser at det sannsynligvis vil gå bra. Jeg håper ikke NVE vil benytte dette åpenbare bruddet med kravet om en samfunnsøkonomisk optimal utbygging og drift av nettet til å redusere BKKs tillatte avkastning for det året.

5. BKKs erfaringer med probabilistiske metoder

Det som etter min vurdering er det viktigste resultatet etter fire år med økende bruk av probabilistiske metoder i BKK, er den fokus på de reelle problemene i nettet som følger av en pålitelighetsanalyse. Det er ikke lenger tilstrekkelig med en «tankeløs» oppfyllelse av et kriterium som alene sier svært lite om den kvalitet som tilbys, eller om kunden har behov for denne «kvaliteten». Problemstillingene i nettanalysen blir mer kompliserte, men kan igjen dekobles slik at det muliggjør en konsentrasjon av innsatsen på de områdene som vil redusere de totale samfunnsøkonomiske kostnadene mest, f.eks.:

- redusere antall avbrudd
- redusere avbruddenes varighet
- forbedre spenningskvaliteten
- redusere kundens følsomhet

Andre erfaringer er at det er en utbredt skepsis og usikkerhet knyttet til innføringen av probabilistiske kriterier. Det hevdes at datagrunnlaget og verktøyene ikke er gode nok, og at man derfor må vente med å innføre probabilistiske kriterier og i mellomtiden benytte N-1. Jeg mener at dette er feil. Ved bruk av deterministiske kriterier ser man helt bort i fra det datagrunnlag som eksisterer, og metoden har ellers åpenbare mangler. Da er det tull å benytte disse kriteriene i påvente av at «perfekte» probabilistiske beregninger lar seg utføre.

Jeg vil ellers nevne at en omlegging til probabilistisk tankegang tar tid, og at det fremdeles, blant folk i BKK som fullt ut aksepterer bruk av probabilistiske kriterier, fremføres resonnement og argumentasjon som kun har mening innenfor en deterministisk tilnæringsmåte.

6. Videre arbeid med samfunnsøkonomiske kriterier

Etter å ha brukt probabilistiske metoder, avbruddskostnadsberegninger og samfunnsøkonomiske kalkyler i kraftsystemplanleggingen i noen år ser jeg flere områder hvor tilsvarende tilnæringsmetoder kan benyttes. Jeg går ikke detaljert inn på dette, men vil nevne de viktigste:

Tilstandsstyrt vedlikeholdsplanlegging

Sannsynlighet for og konsekvens av komponenthavari.

Probabilistisk basert revisjonsplanlegging

Sannsynlighet for og konsekvens av feil i revisjonsperioden.

Normer for spenningskvalitet

Normer fastsatt med bakgrunn i en sammenligning av kostnadene ved implementering og nytten for nettkundene.

Rapportering av leveringskvalitet

Kundene kan lettere tilpasse seg optimalt til en kjent leveringskvalitet.

Kvalitetsavhengige tariffer

En inntektsramme der kundenes avbruddskostnader ligger inne i rammen.

Oppfølging av miljøaspektet i kriteriene

Det femte «kostnadselement» som det foreløpig ikke lar seg gjøre å beregne på en tillitvekkende måte.

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

**6. *Sentralnettets utstrekning.*
v/seksjonsleder Lars Voldhaug, Statnett SF**

Foredraget vil bli utlevert på møtet.

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

7. Arbeidet med ny inndeling i regionale fellesnett, konsekvenser for regional kraftsystemplanlegging.

v/seksjonssjef Arild Syvertsen, Hydro Energi

Ny rapport vil bli delt ut på møtet eller ettersendt.

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

**8. Kraftsystemplaner og graderte opplysninger. Hva skal være gradert mht. kart, enlinjeskjema, tabeller osv? Behandling og oppbevaring - Sikkerhetsbestemmelser for kraftforsyningen. Offentlighetsloven.
v/førstekonsulent Truls Sønsteby, NVE**

KRAFTSYSTEMPLANLEGGING - PLENUMSMØTE SANDVIKA 20 OG 21 NOVEMBER 1996

TEMA: KRAFTSYSTEMPLANER OG SIKKERHET
v/Truls Sønsteby, NVE/Sikkerhetsavdelingen

Vedlagt:

"Sikkerhetsbestemmelser for kraftforsyningen"
(Kronp. reg. res. av 11 jan. 1991)

"Sikkerhetsbestemmelser vedrørende kraftsystemkart o.l."
(NVEs brev av 23 mars 1994)

"Behandling av dokumenter gradert BEGRENSET i h.t. Sikkerhetsinstruksen"
(NVE notat/siste utgave av 30 august 1994)

"Framstilling/inntegning av kraftforsyningsanlegg på offentlig tilgjengelige kart"
(NVE notat/avtale av 30 mars 1995)

Øvrige relevante henvisninger/grunnlag *):

- a. Energiloven kap. 6 Beredskap (lov av 29 juli 1990 m/endringer 11 juni 93) m/forskrift (Kgl res av 7 des. 1990 m/endringer av 10 des. 93).
- b. Offentlighetsloven (lov av 19 juni 1970 m/senere endringer)
- c. Lov om forsvarshemmeligheter (lov av 18 august 1914).
- d. "Sikkerhetsinstruksen" med utfyllende bestemmelser (Kgl res av 17 mars 1972, sist endret ved Kgl res av 7 oktober 1988).
- e. "Direktiv for sikring av ADB-system og datanett gradert etter Sikkerhetsinstruksen" ("Datasikkerhetsdirektivet") (Forsvarets overkommando, 1 desember 1989 [under revisjon])
- f. "Direktiv for sikring og bruk av fiberoptiske kabelsystem for transport av informasjon gradert etter Sikkerhetsinstruksen" ("Fiberoptikkdirektivet") . (Forsvarets overkommando, 1 mai 1993)
- g. "Direktiv for personellsikkerhetstjenesten og personkontrolltjenesten innen den sivile forvaltning" (Kronp reg res av 4 november 1984 [under revisjon])
- h. "Direktiv for sikkerhetsmessig kontroll av utenlandske statsborgere som er tenkt nyttet i den sivile del av statsforvaltningen" (Kgl res av 6 juni 1975)
- i. "Beredskapshåndbok for kraftforsyningen" - Kap. 6 Sikkerhet NVE, mars 1994 [under revisjon].

*) Kan fås ved henvendelse til NVE/Beredskapseksjonen.



NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

50

Vår ref.
NVE 94/1994 -/
TB/TSS/611

Vår dato
24.03.94

Deres ref.

Deres dato

Kraftforsyningens regionsjefer m/stedfortredere

Kraftforsyningens fylkesrepresentanter m/stedfortredere

Kraftselskaper tilhørende Kraftforsyningens beredskapsorganisasjon

Saksbehandler:
Truls Sønsteby, TB
Tlf.: 22 95 92 83
Fax.: 22 95 90 09

SIKKERHETSBESTEMMELSER VEDRØRENDE KRAFTSYSTEMKART O.L.

1. Norges vassdrags- og energiverk (NVE) har i den senere tid fått henvendelser om de sikkerhetsmessige sider ved utveksling av kraftsystemdata/-kart o.l. i forbindelse med bl.a. markedsbasert kraftomsetning og databaserte systemopplysninger. Henvendelsene har avslørt manglende kjennskap til det regelverk som skal følges for å oppnå en sikkerhetsmessig korrekt behandling av informasjon og data innen kraftforsyningen. I det etterfølgende er gitt en oversikt over de viktigste instruksjer og bestemmelser som gjelder for dette.
2. **Sikkerhetsbestemmelser for kraftforsyningen (Kronprinsreg. res. av 11 januar 1991).** Som hovedregel skal følgende systemopplysninger (oversikter, kart o.l.) sikkerhetsgraderes og behandles som **BEGRENSET**:
 - * **Detaljerte oversikter over kraftforsyningssystemet**
Med dette forstås kart over hovednett og delvis regionalnett/hovedfordelingsnett - dvs.:
 - # kraft-/hovedtransformatorkapasiteter og lokalisering mv. på følgende spenningsnivå
 - mellomtransformering mellom hhv. 420/300/132 kV
 - innføringstransformering fra hhv. 420/300/132 kV til hhv. 132/66/50/33 kV hovedfordeling
 - # hovednettet hhv. 420 kV, 300 kV og 132 kV med kraftlinjekapasiteter (tverrsnitt), spenningsnivå og lokalisering.
 - * **Et anleggs betydning for levering av kraft, særlig til viktige forsvarsanlegg, krigsviktig industri, jernbane og drivstoff- og havneanlegg**
Med dette forstås oversikter over relevant hoved- og lokalfordeling, samt innmatingspunkter til nevnte anlegg.
 - * **Viktige sambands- og kontrollsystermer**
Med dette forstås oversikter over kraftforsyningens landsnett, viktige regionalnett samt beredskapssamband (dersom det her ikke brukes høyere graderinger). Det samme gjelder sensitive data vedrørende driftssentraler.

En kraftsystemplans linjekart, lastflyt-/enlinjeskjema ol. som kommer inn under ovennevnte bestemmelser, skal samles i et eget vedlegg gradert **BEGRENSET**.

I forbindelse med kraftomsetning mv. kan det være behov for å dokumentere leveringssikkerhet ol. i hovednettet overfor større kunder. Dersom aktuelle utsnitt av nettet presenteres som forenklede enlinjeskjema, vil disse kunne være ugradert, **men unntatt fra offentlighet** (se pkt 3). Det skal da gjøres uttrykkelig oppmerksom på at disse er unntatt fra offentlighet og ikke skal spres videre.

3. Opplysninger som skal være unntatt fra offentlighet

Øvrige kart over kraftforsyningssystemet som ikke behøver å være sikkerhetsgradert, skal som hovedregel være unntatt fra offentlighet i ht. Offentlighetslovens § 6.1 - jfr. pkt. 5 i "Sikkerhetsbestemmelser for kraftforsyningen".

Unntaksreglene i offentlighetsloven opphever allmennhetens rett til innsyn i vedkommende opplysninger, men setter i seg selv ingen krav til behandling og oppbevaring.

NVE forutsetter imidlertid at opplysninger om kraftforsyningssystemet som skal være unntatt fra offentlighet, blir behandlet og oppbevart slik at intensjonene i regelverket om å avskjerme opplysningene for uvedkommende blir etterlevd. Dette gjøres ved at det føres kontroll med hvem som får tilgang til hvilke opplysninger og at det ikke utleveres større mengder opplysninger enn det vedkommende kan dokumentere et reelt behov for.

4. Sikkerhetsinstruksen (kgl.res. 17 mars 1972 med senere endringer)

Forsvarssjefen - som har ansvaret for sikkerheten i den sivile del av forvaltningen - har gjennom "Sikkerhetsinstruksen med utfyllende bestemmelser", fastsatt krav til hvordan sikkerhets-/beskyttelsesgrader informasjon skal behandles og oppbevares.

"Sikkerhetsinstruksen" omfatter de dokumenter/opplysninger som - dersom de blir kjent for uvedkommende - kan skade hensynet til rikets sikkerhet og landets forsvar, herunder kraftforsyningen, som er en del av Totalforsvaret.

Som dokumenter regnes alle skrevne/trykte media - herunder også tegninger, kart, foto/film, samt alle lagringsmedia - også elektroniske - hvor det er registrert data.

5. Datasikkerhetsdirektivet (fastsatt av Forsvarssjefen 1 desember 1989).

For gradert informasjon som behandles elektronisk - gjelder et eget Datasikkerhetsdirektiv. Hvor fiberoptikk kommer til anvendelse ved behandling av graderte data gjelder i tillegg et eget Fiberoptikkdirektiv (fastsatt av Forsvarssjefen 31 mai 1991).

6. Autorisering

Kraftsystemdata som er gradert BEGRENSET må bare utleveres til institusjoner/personer som har et tjenstlig behov og som er/kan autoriseres (jfr. undertegning av "Taushetserklæring" på fastsatt blankett) for vedkommende opplysninger.

Jfr. §§ 5 og 16 i "Direktiv for personellsikkerhetstjenesten mv. innen den sivile forvaltningen" (Kronprinsreg. res. av 4 november 1983).

Innen kraftforsyningen er vedkommende selskaps leder - som selv skal være sikkerhetsklarert og autorisert for HEMMELIG - gitt myndighet til å autorisere for BEGRENSET de medarbeidere som må ha adgang til dokumenter eller opplysninger med denne sikkerhetsgradering.

NVE ber om at de kraftselskap hvor dette ennå ikke er gjennomført, bringer dette i orden.

Utlevering av informasjon gradert BEGRENSET til andre brukere som f.eks. industribedrifter, konsulentfirma og forskningsinstitusjoner, kan skje ut fra en vurdering av tjenstlige behov. Det er vedkommende kraftselskaps ansvar å foreta denne vurdering og avkreve taushetserklæring fra ansvarlige personer ved vedkommende firma. NVE bistår ved behov.

7. Sikkerhet ved integrerte databaser

Enkelte steder kan det være ønskelig for kraftforsyningen å samarbeide med andre etater o.l. om felles databaser. Dersom en skal oppnå en sikkerhetsmessig tilfredsstillende løsning for databaser med kraftforsyningsdata som ikke skal være offentlig tilgjengelig, må det her avklares:

- * hvilke data som skal legges inn og hva som kan tas ut (genereres) av basen
- * hvem som skal ha legal tilgang til hvilke opplysninger
- * om eksterne brukere skal ha direkte tilgang til systemet
- * krav til bl.a. fysiske, systemtekniske og administrative sikringstiltak

Det må her tas hensyn til at data som hver for seg er av sikkerhetsmessig liten betydning, vil kunne hentes fram, sammenstilles, bearbeides - og eventuelt kombineres med opplysninger fra andre databaser - slik at resultatet må regnes som ikke offentlige eller graderte opplysninger.

Det kan ikke tillates at sensitive data om kraftforsyningen gjennom slike databaser - direkte eller indirekte - i praksis blir tilgjengelig for uvedkommende.

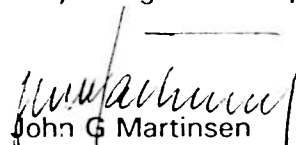
8. Brosjyrer o.l.

I offentlig tilgjengelige brosjyrer o.l. er det kun tillatt å gjengi helt skjematiske linjeføringer uten angivelse av kapasiteter, spenningsnivå eller transformeringspunkter.

9. Det vises for øvrig til kapittel 6 Sikkerhetstjeneste i "Beredskapshåndbok for kraftforsyningen" (revidert mars 1994).

Alle ovennevnte publikasjoner o.l. kan fåes ved henvendelse til NVE/Beredskapsseksjonen.

Med hilsen
Tilsyns- og beredskapsavdelingen


John G. Martinsen
seksjonssjef


Truls Sønsteby
førstekonsulent

Kopi: - Forsvarets overkommando/Sikkerhetsstaben
- Energiforsyningens Forskningsinstitutt A/S (EFI)
- Stiftelsen for industriell og teknisk forskning (SINTEF)



BEHANDLING AV DOKUMENTER GRADERT

BEGRENSET i h.t. Sikkerhetsinstruksen

I følge "Sikkerhetsbestemmelser for kraftforsyningen" (*fastsatt ved Kronprinsreg. res. av 11. januar 1991*), skal opplysninger vedrørende kraftforsyningen på noen områder normalt være sikkerhetsgradert.

Det er som regel tilstrekkelig å bruke graderingen BEGRENSET i h.t. "Sikkerhetsinstruksen" (*fastsatt ved Kgl. res. av 17. mars 1972 med senere endringer*).

Sikkerhetsinstruksen anvendes for dokumenter inneholdende opplysninger av betydning for - og som om de ble kjent av uvedkommende kunne skade - Norges eller våre alliertes sikkerhet eller vårt forhold til fremmede makter.

BEGRENSET er den laveste beskyttelsesgrad etter sikkerhetsinstruksen, og nyttes for opplysninger hvor spredning utover tjenstlige behov kan være skadelig.

I etterfølgende er gitt en oppsummering av de viktigste bestemmelser som gjelder for behandling, oppbevaring m.m. av dokumenter gradert BEGRENSET i h.t. Sikkerhetsinstruksen.

Som dokument regnes alle skrevne/trykte media, tegninger, kart, bilder, foto, film, samt alle lagringsmedia - også elektroniske - hvor det er registret data.

BEGRENSET påføres med rødt på iøynefallende sted(er).

Påføres dokumentets fremste side i øverste og nederste høyre hjørne, på baksiden (reversen), samt øverst og nederst på øvrige sider med vanlige bokstaver.

Dokumentet skal heftes/stiftes sammen og pagineres.

Spredning skal begrenses til tjenstlige behov.

Graderte dokument skal kun utstedes/kopieres i det antall som det tjenstlige behov tilsier. Dokument/opplysninger gradert BEGRENSET kan kun overlates/meddeles til personer som har tjenstlige behov og som er autorisert (s.d.) for BEGRENSET.

Kopier merkes, oppbevares og behandles som originalen.

Oppbevares avlåst eller nedlåst

Dokumenter gradert BEGRENSET skal oppbevares nedlåst eller i avlåst lokale o.l. hvor kun autorisert personell har tilgang. Låseanordning m.m. skal være av akseptabel kvalitet. Skjermbilder, oversikter, linjekart og andre dokumenter som inneholder gradert informasjon plasseres slik at de er beskyttet mot innsyn.

Kan journalføres i vanlig ugradert journal

Det forutsettes at de opplysninger (tittel e.l.) som føres inn i journalen IKKE inneholder gradert informasjon.

Kan innen Norge sendes som vanlig post.

Dokumenter gradert BEGRENSET kan innen Norge sendes som vanlig post i lukket konvolutt.

Konvolutten skal IKKE påføres BEGRENSET eller annet som røper at innholdet er gradert, innholdet må IKKE kunne leses gjennom konvolutten.

Kan IKKE sendes/omtales over telefon, telefax, radio e.l.

Graderte dokumenter/opplysninger kan IKKE sendes over vanlig (ukryptert) telefax, telex, teletex e.l., eller omtales over telefon, radio eller annet ukryptert samband.

Skal tilintetgjøres ved makulering eller brenning.

Ved makulering skal dokumentet kuttes i så mange og små biter (bruk makuleringsmaskin av godkjent krysskutter type), at rekonstruksjon IKKE kan foretas.

Det skal føres kontroll

Tilstedeværelsen av dokumenter gradert BEGRENSET skal kontrolleres ved hjelp av stikkprøver.

Tap eller kompromittering meldes straks til vedkommende selskaps sjef.

Når det tjenstlige behov opphører skal graderte dokumenter leveres tilbake/kreves innlevert.

Skal kun behandles av autorisert personell *).

Autorisasjon av en person for tilgang til BEGRENSET utføres av selskapets sjef (som selv skal være klarert og autorisert for HEMMELIG) og omfatter følgende:

- en vurdering av vedkommendes **tjenstlige behov**
- en vurdering av vedkommendes **skikkethet** ut fra opplysninger selskapet selv sitter inne med
- vedkommende har nødvendige **kunnskaper** om gjeldende sikkerhetsbestemmelser
- vedkommende undertegner **Taushetserklæring** på fastsatt blankett (X-0138)
- det bør gjennomføres en enkel **sikkerhetsamtale** med vedkommende

*) Jfr. bl.a. §§ 11 og 16 i "Direktiv for personellsikkerhetstjenesten og personkontrolltjenesten innen den sivile forvaltning" (fastsatt ved Kronprinsreg. res. av 4 november 1983).

Kan journalføres i vanlig ugradert journal

Det forutsettes at de opplysninger (tittel e.l.) som føres inn i journalen IKKE inneholder gradert informasjon.

Kan innen Norge sendes som vanlig post.

Dokumenter gradert BEGRENSET kan innen Norge sendes som vanlig post i lukket konvolutt.

Konvoluttet skal IKKE påføres BEGRENSET eller annet som røper at innholdet er gradert, innholdet må IKKE kunne leses gjennom konvoluttet.

Kan IKKE sendes/omtales over telefon, telefax, radio e.l.

Graderte dokumenter/opplysninger kan IKKE sendes over vanlig (ukryptert) telefax, telex, teletex e.l., eller omtales over telefon, radio eller annet ukryptert samband.

Skal tilintetgjøres ved makulering eller brenning.

Ved makulering skal dokumentet kuttes i så mange og små biter (bruk makuleringsmaskin av godkjent krysskutter type), at rekonstruksjon IKKE kan foretas.

Det skal føres kontroll

Tilstedeværelsen av dokumenter gradert BEGRENSET skal kontrolleres ved hjelp av stikkprøver.

Tap eller kompromittering meldes straks til vedkommende selskaps sjef.

Når det tjenstlige behov opphører skal graderte dokumenter leveres tilbake/kreves innlevert.

Skal kun behandles av autorisert personell *).

Autorisasjon av en person for tilgang til BEGRENSET utføres av selskapets sjef (som selv skal være klarert og autorisert for HEMMELIG) og omfatter følgende:

- en vurdering av vedkommendes **tjenstlige behov**
- en vurdering av vedkommendes **skikkethet** ut fra opplysninger selskapet selv sitter inne med
- vedkommende har nødvendige **kunnskaper** om gjeldende sikkerhetsbestemmelser
- vedkommende undertegner **Taushetserklæring** på fastsatt blankett (X-0138)
- det bør gjennomføres en enkel **sikkerhetsamtale** med vedkommende

*) Jfr. bl.a. §§ 11 og 16 i "Direktiv for personellsikkerhetstjenesten og personkontrolltjenesten innen den sivile forvaltning" (*fastsatt ved Kronprinsreg. res. av 4 november 1983*).



BEHANDLING AV DOKUMENTER GRADERT

BEGRENSET i h.t. Sikkerhetsinstruksen

I følge "Sikkerhetsbestemmelser for kraftforsyningen" (*fastsatt ved Kronprinsreg. res. av 11. januar 1991*), skal opplysninger vedrørende kraftforsyningen på noen områder normalt være sikkerhetsgradert.

Det er som regel tilstrekkelig å bruke graderingen BEGRENSET i h.t. "Sikkerhetsinstruksen" (*fastsatt ved Kgl. res. av 17. mars 1972 med senere endringer*).

Sikkerhetsinstruksen anvendes for dokumenter inneholdende opplysninger av betydning for - og som om de ble kjent av uvedkommende kunne skade - Norges eller våre alliertes sikkerhet eller vårt forhold til fremmende makter.

BEGRENSET er den laveste beskyttelsesgrad etter sikkerhetsinstruksen, og nyttes for opplysninger hvor spredning utover tjenstlige behov kan være skadelig.

I etterfølgende er gitt en oppsummering av de viktigste bestemmelser som gjelder for behandling, oppbevaring m.m. av dokumenter gradert BEGRENSET i h.t. Sikkerhetsinstruksen.

Som dokument regnes alle skrevne/trykte media, tegninger, kart, bilder, foto, film, samt alle lagringsmedia - også elektroniske - hvor det er registrert data.

BEGRENSET påføres med rødt på iøynefallende sted(er).

Påføres dokumentets fremste side i øverste og nederste høyre hjørne, på baksiden (reversen), samt øverst og nederst på øvrige sider med vanlige bokstaver.

Dokumentet skal heftes/stiftes sammen og pagineres.

Spredning skal begrenses til tjenstlige behov.

Graderte dokument skal kun utstedes/kopieres i det antall som det tjenstlige behov tilsier. Dokument/opplysninger gradert BEGRENSET kan kun overlates/meddeles til personer som har tjenstlige behov og som er autorisert (s.d.) for BEGRENSET.

Kopier merkes, oppbevares og behandles som originalen.

Oppbevares avlåst eller nedlåst

Dokumenter gradert BEGRENSET skal oppbevares nedlåst eller i avlåst lokale o.l. hvor kun autorisert personell har tilgang. Låseanordning m.m. skal være av akseptabel kvalitet. Skjermbilder, oversikter, linjekart og andre dokumenter som inneholder gradert informasjon plasseres slik at de er beskyttet mot innsyn.

NOTAT

Tittel: FRAMSTILLING/INNTEGNING AV KRAFTFORSYNINGSANLEGG PÅ OFFENTLIG TILGJENGELIGE KART		Tilgjengelighet: U. off. §§ 5 & 6.1
Stikkord/ømneord: Sikkerhet vedr. info. om kraftforsyningsanlegg		Dato: 30 mars 1995
Saksbehandler: Truls Sønsteby	Adm.enhet: Beredskapsseksjonen	Sign.:
Dokumentet er utarbeidet til/etter: Møte torsdag 30 mars 1995, med hhv. - Forsvarets overkommando/Sikkerhetsstaben - Forsvarets militærgeografisk tjeneste - Statens kartverk, - Norges vassdrags- og energiverk		Kopi: - JGM

1. Henvisninger/grunnlag:

- a. Lov om forsvarshemmeligheter (lov av 18 august 1914).
- ☞ b. Energiloven kap. 6 Beredskap (lov av 29 juli 1990 m/endringer, sist av 11 juni 1993) m/forskrift (kgl. res. av 7 des. 1990 m/endringer sist av 10 des. 1993).
- ☞ c. Sikkerhetsbestemmelser for kraftforsyningen (Kronp. reg. res. av 11 jan. 1991) - jfr. bl.a. NVEs brev av 24 mars 1994.
- d. Bestemmelser/instrukser om fotografering og kart gitt i del 4 i hhv. "Forsvarets sikkerhetsbestemmelser" og "Sikkerhetsbestemmelser for den sivile forvaltning".
- e. "Kraftforsyningens sårbarhet" FFI/rapport 92/5028 (KONFIDENSIELT)
 (☞ NVE er forvaltningsmyndighet)

2. Bakgrunn og formål

Kraftforsyningsanlegg er tildels store og markerte fysiske anlegg. I tillegg er det stor offentlighet og ofte politisk strid/interessesmotsetninger i forbindelse med utbyggingen av kraftforsyningsanlegg. Det nytter derfor ikke å skjule kraftforsyningsanleggenes fysiske eksistens og plassering.

I tillegg er kraftforsyningen og den industri, forvaltning m.m. som betjener denne, en stor sektor som har et omfattende informasjonsbehov i forbindelse med planlegging, utbygging, drift, vedlikehold o.l.

På den annen side medfører avhengigheten av elektrisk strøm, kombinert med lange overføringer og begrenset lokalproduksjon i sentrale områder av Norge, at systematiske terror- og sabotasjeaksjoner (i fred og krig), samt andre kriminelle handlinger mot kraftforsyningen, raskt kan lamme stor deler av samfunnet.

For å redusere mulighetene for slike aksjoner, skal ovennevnte sikkerhetsbestemmelser her hindre at uvedkommende får tilgang til sensitiv informasjon om konstruksjon, systemoppbygging og elektriske egenskaper. F.eks. gjør angivelse av ulike spenningsnivå det enkelt å finne ut hvor de store hovedtransformatorene er plassert.

3. På nevnte møte ble det enighet om følgende kriterier for hvordan kraftforsyningsanlegg kan angis på offentlig tilgjengelige kart i målestokk 1:10.000 - 1:1.000.000.

a. **Kraftledninger**

Alle kraftledninger - uansett fysiske og elektriske egenskaper - gis en enhetlig utforming (markeres som en enkel svart strek m/stilisert mastesymbol).

Det skilles m.a.o. **ikke** - verken med symboler eller tekst/tall - mellom ulike størrelser, konstruksjoner, spenningsnivå, overføringskapasiteter/tverrsnitt, antall kurser, faser eller fasetråders oppheng og konstruksjon (simplex, duplex, osv.). Parallelle kraftlinjer som går i samme trasé angis som en linje.

Unntak:

- * Fjordspenn o.l. som kan representere en fare for luftfart eller skipstrafikk markeres med eget enhetlig symbol for dette, eventuelt med høydeangivelse.
 - * Sjøkabler som kan representere en fare for skipsfarten (v/ankring o.l.) markeres med eget enhetlig symbol - eventuelt med angivelse av dybde.
- Kabelendemuffer eller hus for disse markeres **ikke**.

b. **Transformatorstasjoner, omformerstasjoner, likeretteranlegg og koblingsanlegg**

Disse angis **ikke** med egne symboler. Ingen opplysninger i form av navn, tekst eller tall tillates angitt. I den grad de må markeres brukes symbol som for hus eller bedrift, uten symbolikk for faktisk form, størrelse eller utstrekning. Vegetasjon o.l. angis som normalt.

c. **Kraftstasjoner**

Innarbeidet enhetlig symbol (for vedkommende kartserie) benyttes. Plassering av bygninger, koblingsanlegg o.l. og øvrige opplysninger i form av tall eller tekst unngås. Det er **ikke** tillatt å detaljer som kabelhus/-føringer, ventilasjonssjakter/-hus, tverrslag/-porter o.l.

d. **Dammer/magasiner**

Innarbeidet symbol for dam (tykk svart strek) - eventuelt med navn - benyttes. Det skilles **ikke** mellom ulike konstruksjonstyper. Det er **ikke** tillatt å angi detaljer som inntak, luker, omløpstunneler, nødtappeløp, sprengbare felt o.l.

Vanlige opplysninger om magasiner som HRV, LRV og vanndybder kan angis.

e. **Driftssentraler, data- og sambandsinstallasjoner**

Kraftforsyningen har et eget landsomfattende system for kontroll og styring av kraftforsyningsanlegg/-systemet, bestående bl.a. av kabel, radio-linjestasjoner (flere steder i samarbeid med f.eks. Forsvaret og Telenor) og basestasjoner for driftsradio (VHF/UHF). Ingen av disse installasjoner tillates angitt.

Unntak:

- * Tårn (enhetlig symbol) som kan representere en fare for lufttrafikken med angivelse av høyde.

4. **Konklusjon**

Det er ikke hensiktsmessig å foreta vesentlige endringer i innarbeidet symbolbruk eller stryke kraftforsyningsanlegg angitt på nytrykk av eksisterende kartverk/-serier. På den annen bør ikke flere kompromitterende detaljer angis. M.a.o. status quo på området bør opprettholdes med visse innskjerpselser og presiseringer.

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

9. Rasjonerings (nye retningslinjer). Vannmangel og energisituasjonen i 1996.

v/avd.dir. Kristian Løkke, NVE

Foredraget er ikke vedlagt.

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996.**

10. Omlegging til 132 kV i Oslo. Status - fremdrift.
v/fagspesialist Ketil Høgh, Oslo Energi

Innhold:

Innledning	side 3
Hvorfor nytt regionalnett	side 3
Anbefaling og vedtak	side 3
Nett- og anleggsutforming	side 4
Dimensjoneringskriterier og viktigste komponentdata	side 5
Systemjording	side 6
Isolasjonskoordinering	side 6
Konsesjonbehandling	side 6
Omlegging til 132 kV	side 7
- Status pr. 1996	
- Planer 1996-2010	
Avslutning	side 9

Innledning

Overføring av kraft til Oslo skjer over et 300/420 kV hovednettet. Fra hovednettet forsynes byen gjennom fire innføringsstasjoner (Smestad, Sogn, Ulven og Furuset). Fra innføringsstasjonene ble kraften frem til 1990 fordelt til 52 understasjoner gjennom et nett bestående av 47 kV kabler og luftledninger (Petersenspolejordet nett) til de ytre byområder (ytte sone) og 33 kV kabelnett (isolert nett) til de sentrale byområder (indre sone).

Allerede fra begynnelsen av 1970 årene ble det ved Oslo Lysverker diskutert innføring av et nytt hovedfordelingsnett (regionalnett) i Oslo, men først i slutten av 1970 årene kom det fart i arbeidet med å få dette nærmere vurdert. I 1980 ble Siemens fagavdeling E15 i Erlangen engasjert. I nært samarbeid med Oslo Lysverker gjennomførte de en omfattende undersøkelse av hovedfordelingsnettet (regionalnett) i Oslo og en vurdering av alternative løsninger for det fremtidige nettet med hensyn på spenningsvalg og utforming. Siemens avga sin rapport i 1985.

Hvorfor nytt hovedfordelingsnett

Hvorfor det bør innføres et nytt hovedfordelingsnett først og fremst i de sentrale byområder (indre sone) og senere også i de ytre byområder (ytte sone) kan sammenfattes som følger:

- Fortsatt utbygging etter dagens system i indre sone er ikke hensiktsmessig da det er både et dyrt og plasskrevende system.
- Vanskelig å beherske last- og kortslutningsforhold uten å legge sterke restriksjoner på driften og/eller bruke strømbegrensende reaktansspoler, gjelder både 33 kV og 47 kV nettet.
- 33 kV nettet er gammelt og nedslitt, og må fornyes.
- Begrenset plass for kabeltraseer. Umulig å unngå flere kabelsystemer i samme grøft med dagens system.
- Både 33 kV og 47 kV er på vei ut som spenningsnivå, ikke lenger anbefalte spenningsverdier i internasjonale normer (IEC).

Anbefaling og vedtak

Basert på Siemens' undersøkelsen og egne vurderinger la en intern prosjektgruppe i desember 1986 fram en rapport der det ble konkludert med følgende anbefaling:

- Det innføres snarest mulig et nytt nettsystem med 132 kV som spenningsnivå i Oslo.
- Det nye nettsystemet etableres først i indre sone der behovet er størst. Nettet etableres foreløpig fra eksisterende innføringsstasjoner som idag forsyner indre sone. Det etableres et hovedkoblingsanlegg sentralt i indre sone sammen med understasjon hvor nettene fra innføringsstasjonene kan kobles sammen.

- Etterhvert utvides det nye nettet også til ytre sone slik at grensen mellom indre og ytre sone forsyningsmessig sett viskes ut. Som et ledd i dette bør en videreføring av 132 kV fra Abildsø der kraften fra Solberfoss og FKF i dag tas inn, til Tøyen for tilknytning til det nye nettet vurderes i forbindelse med planlegging av ny innføringsstasjon i Liåsen.

I mars 1987 vedtok Oslo Lysverker's styre innføring av et nytt nettsystem med 132 kV som spenningsnivå. Våren 1987 ble den første bestillingen på materiell (et kabel-anlegg) til det nye hovedfordelingsnettet (regionalnettet) plassert.

Fordeler og ulemper med 132 kV som nytt spenningsnivå i Oslo istedenfor bibehold av 33/47 kV kan oppsummeres som følger:

Fordeler:

- Valg av 132 kV betyr færre anleggsdeler (transformatorer, kabler, brytere etc). Man får et enklere og mer oversiktlig nett.
- Valg av 132 kV gjør det lettere å beherske last- og kortslutningsforholdene. Man trenger ikke reaktansspoler for begrenning av kortslutningsstrømmen.
- Valg av 132 kV medfører mindre vedlikehold (færre komponenter).
- Valg av 132 kV vil kreve færre kabler. Dette vil bety mindre graving, dvs mindre sjenanse for trafikken og byens befolkning. Færre kabler gjør det mulig å unngå flere kabelsystemer i samme grøft som både drifts- og vedlikeholdsmessig er uheldig. Et mindre utstrakt nett vil også være mindre sårbart for graveskader.
- Valg av 132 kV vil fremtidig bety lettere og bredere tilgang på materiell og kortere leveringstider enn ved 33/47 kV.

Ulemper:

- Visse 33/47 kV anleggsdeler som fortsatt er funksjonsdyktige må tas ut av drift. Særlig vil dette være tilfelle for transformatorer og koblingsanlegg. Det vil i første rekke være kabelnettet som bestemmer tempoet i omleggingen.
- En trinnvis omlegging i eksisterende stasjoner, dvs både 33/47 kV og 132 kV i samme stasjon i kortere eller lengere tid for å få utnyttet det eksisterende nett, er driftsmessig sett uheldig.
- Omlegging er anleggsmessig komplisert, krever vanligvis midlertidig avlastning av stasjonen.
- Større enheter ved 132 kV enn ved 33/47 kV.
- Større spenningspåkjenninger på komponenter ved 132 kV enn ved 33/47 kV.

Nett-/anleggsutforming

Det nye 132 kV nettet for forsyning av de sentrale områder (indre sone) etableres fra eksisterende innføringsstasjoner som idag forsyner de sentrale områder, Smestad, Sogn og Furuset. Sentralt etableres et hovedkoblingsanlegg kombinert med en transformatorstasjon (Akersberget v/Maridalsveien), der delnettene fra innføringsstasjonene kan kobles sammen. Med dette oppnås god gjensidig reserve til minimal kostnad. På hver kabel mellom innføringsstasjonene og Akersberget og senere på kabelforbindelser mellom innføringsstasjonene skal det maksimalt kunne tilkobles et antall understasjoner som fullastet til sammen representerer en belastning på ca 200 MW.

Av plasshensyn vil 132 kV koblingsanlegg bli kapslet og SF₆ gass benyttet som kjøle- og isolasjonsmedium. Bruk av SF₆ anlegg vil også gi bedre personsikkerhet og mindre vedlikehold enn luftisolerte anlegg.

Ved valg av nett-/anleggsutforming legges det vekt på å få ut maksimal nytteverdi til minimal kostnad, samt at valgte løsninger er fleksible overfor endringer i forutsetninger og tilpasset en langsiktig strategi i å realisere målene for det fremtidige kraftsystem.

Det vurderes forenklinger i utformingen av bryter- og samleskinneanleggene for minimalisering av de samlede kostnadene, der også avbruddskostnadene inngår. Utbygging av regionalnettet koordineres med utbyggingen av fordelingsnettet slik at det samlet oppnås en kostnadsoptimal utbygging av nettene.

Dimensjoneringskriterier og viktigste komponentdata

Ved utbygging av 132 kV regionalnett legges et modifisert N-1 kriterium til grunn, dvs at utfall av en komponent ikke skal gi kritisk overbelastning på gjenværende komponenter eller gi uakseptable spenningsforhold i nettet. Det forutsettes at N-1 kriteriet skal være oppfylt etter omkoblinger i nettet, dvs at det ikke nødvendigvis er full momentanreserve. Som et supplement til N-1 kriteriet vil OE vurdere å ta i bruk probalistiche (sannsynlighetsbaserte) dimensjonerings-kriterier.

Dimensjonerende belastning er det prioriterte forbruk som forventes ved temperaturforhold (laveste tredøgnsmiddel) som statistisk inntreffer i ett av 10 år (10 års returtid).

Ved dimensjonering av nødvendig transformorkapasitet legges til grunn at transformatorer i en flaskehalssituasjon kan overbelastes 1% kontinuerlig for hver grad temperaturen er under 30°C, inntil 30%, gjelder for transformatorer ikke eldre enn 25-30 år.

132 kV nettet dimensjoneres ikke for transitt av kraft gjennom Oslo. Utførte lastflyt-/utfallsanalyser ved masket drift av 132 kV nettet viser at utfall/koblinger i hovednettet ikke medfører transitt av betydning.

132 kV nettet dimensjoneres for en kortslutningsstrøm på 31,5 kA, tilsvarer parallellkobling av 6 transformatorer i innføringsstasjonene.

De viktigste komponentdata:

Transformatorer i innf.st.	: 250 MVA, 300(420) $\pm$ 8x1,5%/132/47 kV, kobl.gr.: Ynynd11, ek: ca 16%
Kabel	: PEX 1200 mm ² Al (Cu), 835 - 1000 A (190 - 228 MVA)
Effektbrytere	: 2500 A, 40 kA
Transformatorer i underst.	: 40 MVA, 132 $\pm$ 8x1,5%/11 kV, kobl.gr.: YNd11, ek: ca 18,5%

Systemjording

132 kV nettet er i første omgang direkte jordet over transformatorenes nøytralepunkter i innføringsstasjonene. Etterhvert som nettet bygges ut er planen å etablere systemjording med lavohmig reaktans (se vedlegg 1), slik at maksimal enpolet feilstrøm begrenses til ca 8 kA.

Ved direkte/reaktansjording av 132 kV nettet vil man oppnå at feilstrømmen ved jordslutning kan tilpasses en størrelse som gir sikker detektering og selektiv frakobling av feilstedet.

Begrensningen av enpolet feilstrøm er nødvendig av hensyn til televerkets anlegg, rør- og jordingsanlegg til andre installasjoner og 132 kV kabelskjerm. Enpolet feilstrøm på 8 kA er akseptabel når basert på utkoblingstid maks. 0,5 sek (tillatt indusert langsspenning i telekabler 650 V), og reduksjonsfaktor 0,15 (v/kabelnett). Ved kortere utkoblingstid kan høyre enpolet feilstrøm tillates. Normalt vil utkoblingstiden ved enpolet feil være 0,1 sek eller lavere, og ca 0,2 sek dersom primærvern/bryter svikter. Forutsettes 0,1-0,2 sek. utkoblingstid kan tillatt indusert langsspenning i telekabler mer enn fordobles.

Beregninger viser at det kan bli behov for reaktansverdier på inntil 40 ohm installert i transformatorenes nøytralepunkter i innføringsstasjonene (basert på 6 transformatorer i parallell), dersom feilstrømmen skal kunne begrenses til 8 kA.

Etterhvert som man får innslag av luftledninger med høyre reduksjonsfaktor, må konsekvensene for televerkets anlegg og nødvendige forebyggende tiltak vurderes for det konkrete anlegg.

Isolasjonskoordinering

Som vern mot lynoverspenninger benyttes metalloksydavledere.

Det er utførte undersøkelser/beregninger for å kartlegge behovet for avledere i 132 kV nettet.

Beregninger viste at det er nødvendig med avledere på 132 kV siden av transformatorene i innføringsstasjonene for å beskytte 132 kV anleggene mot induktivt transformerte lynoverspenninger fra 300 kV siden, som uten bruk av avledere ville overskride anleggenes isolasjonsnivå.

Videre viser beregningene at det er nødvendig med avledere ved overgang mellom luftledning og kabel og foran SF₆ anlegget ved luftledningsinnføring, men ikke i stasjoner med kabelinnføring.

Avlederens merkespenning bør velges 145 kV (ref. TOV10).

Konsesjonsbehandling

Ifølge områdekonsesjon gitt av NVE datert 23.juni 1992, er Oslo Energi AS gitt tillatelse i Oslo kommune (unntatt det område Christiania Spigerverk's konsesjon av 26.03.92 dekker):

- Å bygge og drive elektriske distribusjonsanlegg opp til nominell spenning 22 kV.
- Fortsatt å drive de distribusjonsanlegg opp til nominell spenning 47 kV som ble etablert med hjemmel i tidligere Oslo Lysverkers utvidede områdekonsesjon.
- For utvidelse i bestående transformatorstasjoner og for kablede anlegg gjelder konsesjonen opp til nominell spenning 132 kV

Tillatelsen gjelder inntil 01.01.2022.

Før arbeid med nye anlegg eller ombygging iverksettes skal:

- Kommune, fylkesmann, grunneiere og andre berørte være forelagt planene og gitt anledning til å uttale seg. Ved vesentlige innvendinger mot anlegget skal saken forelegges NVE til avgjørelse. NVE kan godta eller nekte bygging av et planlagt anlegg.
- Nødvendig grunn og rettigheter til det planlagte anlegg må være ervervet ved minnelig avtale eller ekspropriasjon.

Dette betyr at ved etablering av 132 kV kabelanlegg og ombygging av 33 kV og 47 kV til 132 kV trengs ikke anleggskonsesjon. Derimot må det søkes anleggskonsesjon ved bygging av nye 132 kV stasjoner og ved bygging av nye 132 kV luftledninger/oppgradering av 47 kV ledninger til 132 kV.

Omlegging til 132 kV

Omlegging til 132 kV regionalnett vil skje i et tempo som bestemmes av:

- Den fremtidige lastutviklingen
- Behovet for nedbygging av 33 kV og 47 kV nett ut fra en løpende vurdering av leveringskvalitet og vedlikeholdsomfang.

Behovet for fornyelse av 33 kV(47 kV) anlegg (omlegging til 132 kV) bestemmes i første rekke av kabelnettets tilstand. Det er viktig at avlasting/nedbygging av 33 kV/47 kV nettet ved omlegging til 132 kV nett skjer på en slik måte som gir mest mulig optimal utnyttelse av eksisterende kabler, transformatorer og koblingsanlegg. Dette kan skje dels ved omkoblinger i kabelnettet dels ved trinnvis omlegging fra 33 kV/47 kV til 132 kV i eksisterende stasjoner.

Det anses også viktig å tilstrebe et tempo i fornyelsen av regionalnettet som er tilpasset både personellressurser og de økonomiske ressurser ved OE. Det bør tilstrebes et jevnt utbyggings-tempo slik at tilfredsstillende kompetanse opprettholdes i bedriften.

Som nevnt innledningsvis er det tilsammen 51 understasjoner i 33 kV og 47 kV nettene. Vi antar at disse vil kunne erstattes av ca 35 stk. 132 kV (større stasjoner). Regner man med at levetiden på stasjonene i gjennomsnitt er maks.70 år, må man minst sette i drift en 132 kV stasjon annet hvert år.

Utbyggingen av 132 kV nettet skjer i faser.

Fase 1 med bygging av ny 132 kV stasjon på Sagene, ombygging av 33 kV stasjon Prestegaten og etablering av 132 kV i Smestad og Sogn, ble satt i drift i 1990, og fase 2 med ombygging av 33 kV stasjon Briskeby ble satt i drift i 1994.

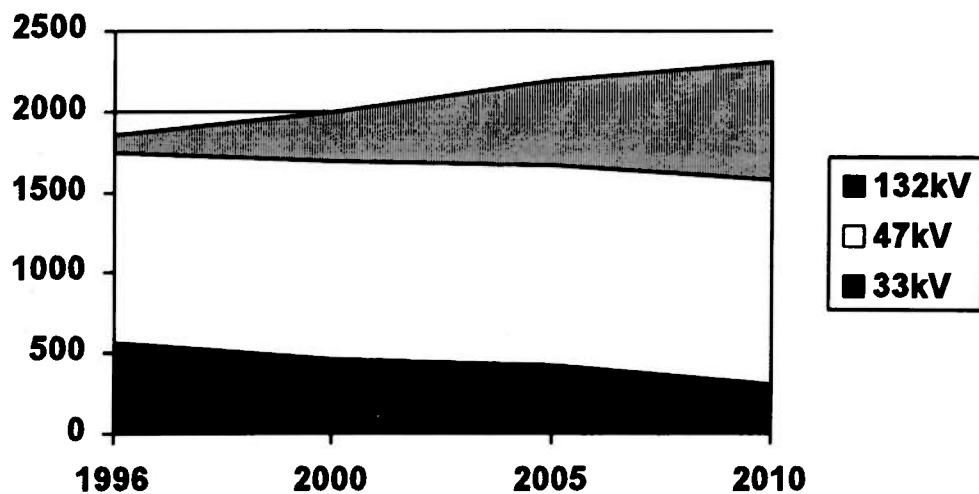
Pr. 1996 er det tre 132 kV stasjoner i drift forsynt fra Smestad og Sogn.

For perioden frem til 2010 planlegges ytterligere utbygginger fordelt på 9 faser.

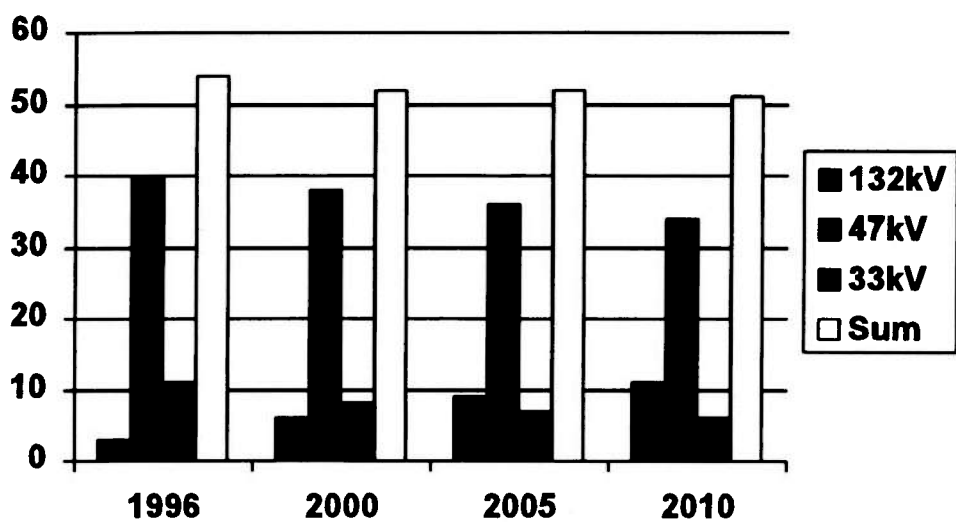
- Fase 3: Bygging av Akersberget koblings- og understasjon. Stasjonen vil erstatte to 33 kV understasjoner (Ankertorget og St.Hanshaugen). Arbeidet pågår, planlagt drift 1997/98
- Fase 4: Bygging av 132 kV stasjon på Abildsø til erstatning for 47 kV Abildsø understasjon. Planlagt drift 1999.
- Fase 5: Ombygging av 33 kV Jordal understasjon til 132 kV. Plan lagt drift 2000.
- Fase 6: Ombygging av 47 kV Ris understasjon. Planlagt drift 2001.
- Fase 7: Ombygging av 47 kV Tonsen understasjon og etablering av 132 kV i Ulven innf.stasjon. Planlagt drift 2003.
- Fase 8: Ombygging av 33 kV Rodeløkka understasjon. Planlagt drift 2004.
- Fase 9: Bygging av Liåsen innf.stasjon, som bl.a skal overta 47 kV last fra Ulven innf.stasjon. Planlagt drift 2006/07.
- Fase 10: Bygging av ny 132 kV stasjon på Skøyen som erstatter 33 kV Skøyen understasjon og 47 kV Hoff understasjon.
- Fase 11: Ombygging av 47 kV Lillo understasjon. Planlagt drift 2009/10.

Dersom planene følges vil OE i 2010 ha 11 stk. 132 kV understasjoner i drift, samt satt i drift ny innføringsstasjon i LIÅSEN tilkoblet 420 kV nettet og etablert 132 kV i Ulven innf.stasjon.

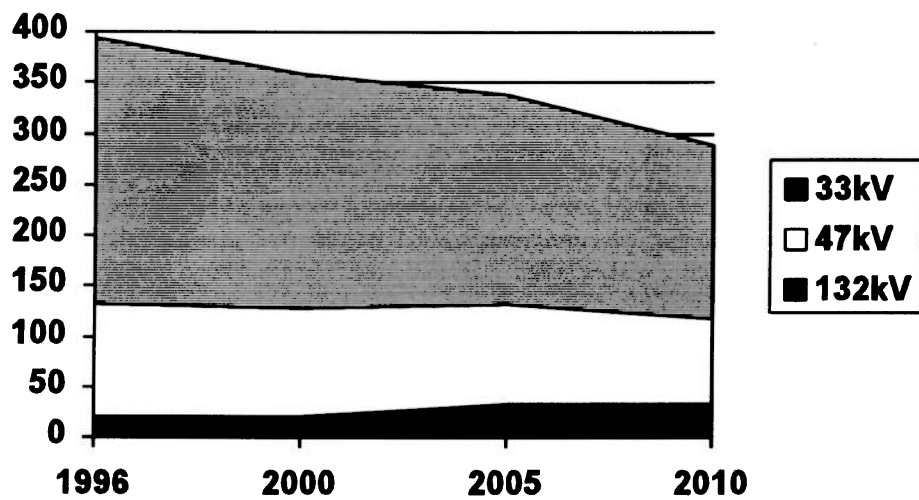
Ved gjennomføring av de planlagte anleggene forventes at prognosert prioritert last fordeles på de tre regionalnettene som vist på figur 1, utviklingen i antall understasjoner, antall km kabel og antall km luftledning fordelt på de tre regionalnettene og sum som vist på henholdsvis figur 2, figur 3 og figur 4.



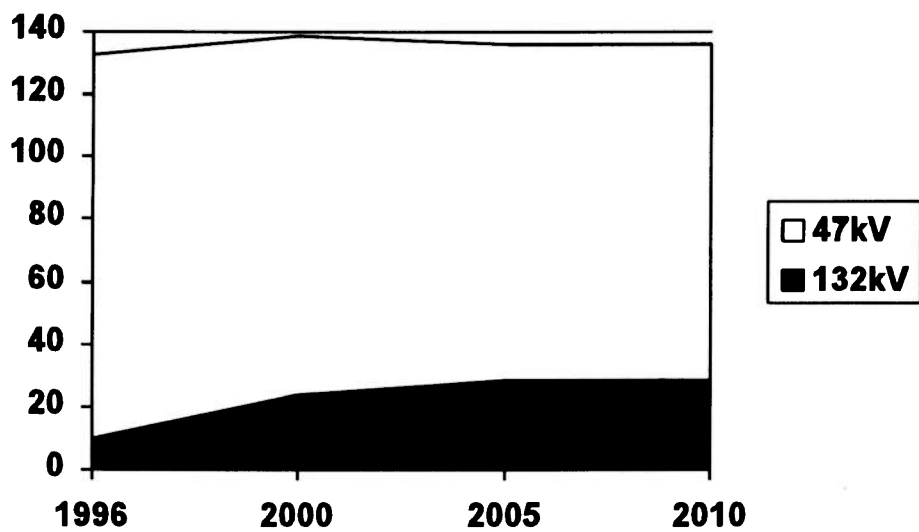
Figur 1: Prognose for prioritert last (MW) 1996-2010 i Oslo fordelt på de tre regionalnett.



Figur 2: Prognose for antall understasjoner 1996-2010 i Oslo fordelt på de tre regional nett.



Figur 3: Prognosert utvikling i mengde (km) kabel 1996-2010 for de tre regionalnett.



Figur 4: Prognosert utvikling i mengde (km) luftledning 1996-2010 for to regionalnett med luftledning i Oslo.

Avslutning

De utbyggingsplaner for perioden frem til 2010 som er skissert foran, gir oss et 132 kV nett i 2010 bestående av 11 understasjoner, dvs at det i perioden 1990-2010 (20 år) settes i drift ca en stasjon annet hvert år (i gjennomsnitt). Dette bør være et minimum. Da det i samme periode planlegges bygget ny innføringsstasjon i Liåsen, anses det for å være et bra utbyggingstempo, fullt i tråd med OE's strategi vedr. moderniseringen av regionalnettet..

Av årlige investeringsbehov for de planlagte utbygginger, er ca 80-90% reinvesteringer. Dette er bra i samsvar med årlige avskrivningsbeløp basert på historisk verdi.

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

11. Nytt reguleringsregime - konsekvenser for nettinvesteringer og leveringskvalitet.

v/rådgiver Kjetil Grasto, NVE



Hovedpunkter

- ◆ “Gammel” regulering
- ◆ Monopolkontroll vs konsesjonsbehandling
- ◆ “Ny” reguleringsmodell
- ◆ “Ny” regulering og reinvesteringer
- ◆ “Ny” regulering og nyinvesteringer
- ◆ Leveringskvalitet



Monopolkontroll etter energiloven - “gammel” regulering

- ◆ nettariffer basert på kostnadsdekning
- ◆ regulert avkastning på investert kapital
- ◆ regnskapsplikt til NVE
 - konsesjonæren skal følge aksje- og regnskapslov samt god regnskapsskikk



Samfunnsøkonomiske konsekvenser av "gammelt" regime

- ◆ manglende insentiver til kostnadseffektivitet
- ◆ kostnadsdekning med avkastning på bokført kapital kan gi overinvesteringer
 - optimale tekniske løsninger innebærer ikke nødvendigvis optimale samfunnsøkonomiske løsninger
- ◆ netteiers økonomiske risiko er minimal
 - ➔ **Netteier blir ikke stilt til ansvar for de etterspørselsprognoser som legges til grunn for investeringsbeslutninger. Dette medfører at netteiers risiko ved investeringer med dagens regelverk er svært liten.**



Monopolkontroll vs. konsesjonsbehandling

- ◆ Anleggs-/ områdekonsesjon innebærer en tillatelse til å bygge et elektrisk anlegg
 - basert på forutsetninger/ prognoser om priser, kostnader, etterspørsel, m.v.
- ◆ Konsesjon innebærer ikke at investeringsrisikoen er flyttet til NVE
- ◆ Netteiers faktiske avkastning på investert kapital er knyttet til monopolkontrollen.
 - har investeringsforutsetningene faktisk slått til?
- ◆ maksimal avkastning på investert kapital forutsetter effektive investeringer

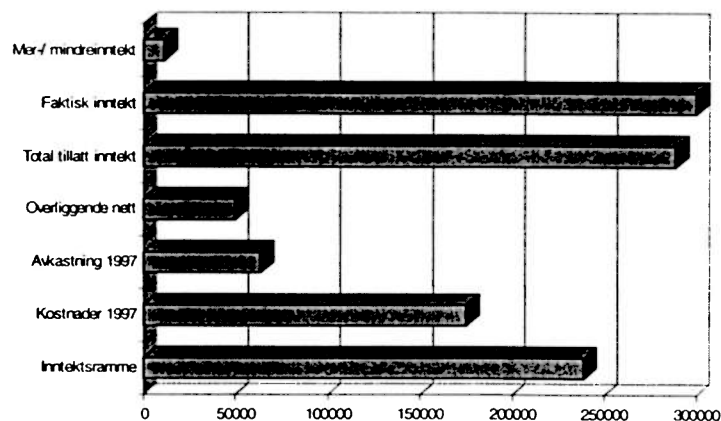


Ny reguleringsmodell

- ◆ Fastsettelse av inntektsrammer for konsesjonærene
 - ikke automatisk kostnadsdekning
- ◆ Årlig oppdatering av inntektsrammene innenfor en 5-års periode
- ◆ Øvre og nedre grense for avkastning
- ◆ Kostnadsbesparelser tilfaller netteier i form av økt avkastning

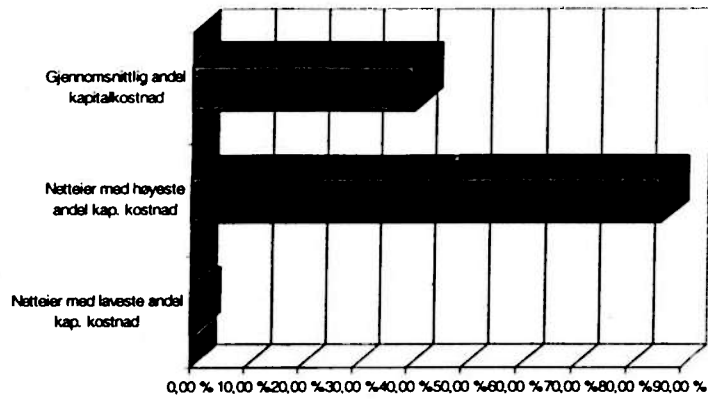


Økonomiske sammenhenger



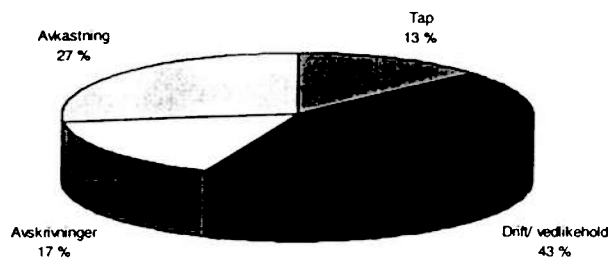


Kapitalkostnad som andel av inntekten



Initiell tillatt inntekt i eget nett

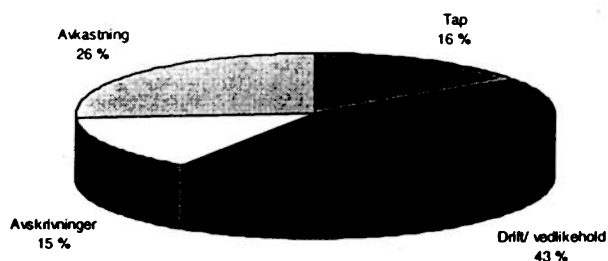
Kostnadskomponenter som andel av inntektsrammen (totalt)





Energiselskapet Asker og Bærum

Energiselskapet Asker og Bærum



Inntektsrammene i perioden 1997-2001

- ♦ fastsettes for 1997 med utgangspunkt i historiske kostnader som justeres opp med inflasjonen
- ♦ inntektsrammen oppdateres årlig innenfor en femårsperiode med årlig inflasjon, krav til effektivitetsforbedring og forventet varig endring i levert energi
 - skal ta hensyn til bedre nettutnyttelse/ kostnaden ved nyinvesteringer
- ♦ Ved spesielle forhold kan inntektsrammene justeres
 - en investering kan generelt ikke anses for å være et “spesielt forhold”



Inntektsrammene for ny reguleringsperiode

- ♦ forventet utvikling i levert energi måles opp mot faktisk utvikling målt over femårsperioden
 - inntektsrammen for ny periode justeres iht. dette
 - ♦ utvikling i antall abonnenter
 - ♦ utvikling i leveringskvalitet
 - avbruddsstatistikk til NVE
 - ♦ kostnads- og avkastningsutvikling
 - ♦ eventuelt andre faktorer
- ➔ netteiere som har effektivisert i perioden vil komme bedre ut enn netteiere som ikke har effektivisert.



Reinvesteringer

- ♦ kostnader ved fornyelse av nettet må håndteres innenfor inntektsrammen
 - nominelle avskrivninger på historisk kostnad inflasjonsjusteres.
 - avkastningselementet inflasjonsjusteres for å ta høyde for voksende nominell kapitalbase ved jevne reinvesteringer.
 - ♦ økte avskrivninger vil kunne oppveies av reduserte drifts- og vedlikeholdskostnader samt reduserte nettap.
- ➔ Med et anslått effektiviseringspotensiale på 20-40% skal nettkostnadene over tid reduseres.



Nyinvesteringer (1)

- ♦ Netteier har hittil uten risiko kunnet investere “fritt” uten tanke på kundenes betalingsvilje
- ♦ NVE kan ikke detaljkontrollere og regulere alle investeringer
 - nødvendig med en felles tilnærming som gir et rimelig fornuftig sluttresultat. Investeringer utløses generelt av energi-, effektbehov eller et økt antall abonnenter.
- ♦ Avkastningen på en nyinvestering bør avhenge av hva investeringen faktisk “produserer”
- ♦ I reguleringen bruker NVE årlig levert energi som et anslag på hva investeringen faktisk produserer
 - Sett over lengre tid vil dette gi et rimelig resultat.



Nyinvesteringer (2)

$$IT_{e,n+1} = IT_{e,n} \cdot \left(\frac{KPI_{n+1}}{KPI_n} \right) \cdot (1 - EFK_{n+1}) \cdot \left(1 + \frac{\Delta LE_{a,n+1}}{2} \right)$$

- $IT_{e,n+1}$ representerer IT_e i år $n+1$
- $IT_{e,n}$ representerer IT_e i år n .
- KPI_{n+1} representerer Statistisk sentralbyrås konsumprisindeks for år $n+1$ slik denne er prognostisert av SSB pr. 15. september i år n , jf publikasjonen «Økonomiske Analyser».
- KPI_n representerer Statistisk sentralbyrås konsumprisindeks for år n slik denne er prognostisert av SSB pr. 15. september i år n , jf. publikasjonen «Økonomiske Analyser».
- EFK representerer NVEs krav til årlig effektivisering.
- $\left(\Delta LE_{a,n+1} \right)$ representerer forventet årlig prosentvis endring i levert energi (mWh) definert ved forventet varig forbruksvekst fra år n til år $n+1$, slik konsesjonæren ser utviklingen som følge av nye investeringer eller bedre nettnyttelse.



Nyinvesteringer (3)

- ◆ “Oppdateringsformelen” er retningsgivende
- ◆ NVE vil ved utløpet av 5-års perioden også kunne ta hensyn til andre “produkter” som en nyinvestering er forårsaket av:
 - økt antall abonnementer
 - effekt
 - leveringskvalitet
 - andre?..



Leveringskvalitet

- ◆ Målet er en leveringskvalitet som gjenspeiler kundenes betalingsvilje og dermed samfunnets nytteverdi
 - vanskelig operasjonaliserbart gjennom felles regler
- ◆ insentiv til kostnadsreduksjoner kan over tid medføre dårlig leveringskvalitet
- ◆ leveringskvalitet bør være et element i reguleringen



Måter å hensynta leveringskvalitet på

- ◆ krav til tekniske standarder/ normer for leveringskvalitet
 - ◆ overvåking ved innhentede data fra netteierne som forteller noe om leveringskvaliteten
 - avbruddsrapportering fra og med 1995
 - ◆ fastsette priser/ kostnader slik at for dårlig leveringskvalitet gir seg utslag i lavere avkastning
 - eksempelvis pris pr kWh ikke-levert energi
 - hva er riktig pris, dvs avbruddskostnader?
 - individuell eller felles kompensasjon?
- ➔ Leveringskvalitet et område som er vanskelig å håndtere med en monopolkontroll som ikke gir automatisk kostnadsdekning.



Nye retningslinjer og forholdet til leveringskvalitet

- ◆ hovedvekten er foreløpig på overvåking
 - via teknisk/ økonomisk rapportering til NVE
- ◆ åpner for kompensasjon for ikke-levert energi
 - ved manglende leveringskvalitet mottar kunden kompensasjon
 - kompensasjonskostnader skal håndteres innenfor rammen og dermed virke nøytralt i forhold til andre tiltak netteier vurderer
 - mottatt kompensasjon bør videreføres berørte kunder og dermed inngå i inntektsrammen
- ◆ NVE er positive til at det innføres mekanismer der netteier foretar en avveining mellom investeringer og kompensasjon til kundene

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

12. Effektiv nettdrift - kostnader og forbedringspotensialer (nøkkeltall).
v/førstekonsulent Sigrid Opedal, NVE

Foredraget er ikke vedlagt.

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

***13. Leveringskvalitet, status avbruddsregistrering, videre arbeid.
v/sjefing. Martin Nordby, NVE***

Innledning

Energiloven har stilt NVE overfor nye utfordringer i forbindelse med nettvirksomheten, dvs. monopoldelen av kraftsystemet. Nærings- og energidepartementet har konkretisert disse utfordringene i ulike sammenhenger, bl.a. i forarbeidene til energiloven og gjennom de årlige tildelingsbrevene. NVE skal bl.a. medvirke til kostnadseffektiv nettdrift gjennom kontroll av nettdriften og nødvendige krav til everkene. Det er lagt vekt på at monopolkontrollen skal prioriteres høyt såvel hos fordelingsverkene som i regional- og sentralnettet. NVE er også pålagt å utforme økonomiske kriterier som skal legges til grunn for planlegging og utbygging av overføringsnettet.

Gjennom et nært samarbeid mellom NVE og bransjen, både EnFO, EFI og flere everk, er det gjort en betydelig innsats for “- - å legge grunnlaget for at eforsyningen kan møte energilovens krav - -”, slik det i sin tid ble formulert i mandatet til samarbeidsgruppe for leveringskvalitet.

Det at vi nå har fått et nasjonalt registreringssystem for avbrudd til sluttbruker på alle nettnivå, foreløpig ned til fordelingstransformator, innebærer at vi systematiserer og tar vare på de erfaringer som gjøres i norsk elforsyning hver eneste dag. Dette er erfaringer som everksfolk har gjort så lenge vi har hatt elforsyning, men det nye er at hendelsene nå blir registrert på en slik måte at de kan *dokumenteres* og brukes som underlagsdata for ulike beregninger og analyser.

Jeg vil gjerne benytte anledningen til å gi honnør til everkene for den positive holdning og lojale oppfølging som er vist i forbindelse med innføring av et nasjonalt registreringssystem for avbrudd. Allerede første års innrapportering ser ut til å ha gått forholdsvis greit.

Likevel trengs nok et år til for å få alle skikkelig drillet i rapporteringsarbeidet. Noen misforståelser må ryddes av veien, noen justeringer/tilpasninger i bl.a. form og rutiner må gjøres, og fremfor alt må vi fortsatt legge vekt på å holde kontakten slik at vi i fellesskap kan gjøre dette verktøyet så effektivt som mulig.

Organiseringen av feil- og avbruddsstatistikk

Det har i mange år vært utgitt feilstatistikk i Norge. Allerede i 1967/68 ble det på frivillig basis etablert et felles registreringsopplegg for hovednettet og noe tilsvarende for høyspent fordelingsnett. Statistikken for hovednettet ble ført av daværende Samkjøringen, senere overtatt av Statnett. Opplegget har, med visse endringer, vært brukt helt fram til i dag, mens det andre systemet gikk etter hvert ut av bruk på slutten av 70- og begynnelsen av 80-tallet. Et nytt registreringssystem for fordelingsnettet, FAS, ble tatt i bruk i 1989 i daværende Nor-energis regi, fortsatt på frivillig basis. Dette systemet dekket ca. 60% av kundene og ca. 50% av fordelingsnettet. Det var imidlertid hele 150 everk som ikke deltok i registreringen, slik at statistikken ble noe mangelfull.

Det som er nytt fra og med 1995 er at det *i tillegg til* feilstatistikken, er innført en egen statistikk for avbrudd til sluttbruker. Alle everk er av NVE pålagt å rapportere nøkkeltall for avbrudd, og NVE vil stå for utgivelsen av avbruddsstatistikken.

Det er forutsatt at Statnett fortsetter utgivelsen av feilstatistikk for hovednettet samt hovedfordelingsnett med spenningsnivå 66kV og 45 kV, og at EnFO fortsetter utgivelsen av feilstatistikk for fordelingsnett opp tom. 40 kV.

Videreutvikling av avbruddsregistreringen

Pr. 1. januar 1997 vil det ikke skje noen vesentlig forandring i nåværende rapporterings-system. For rapportering av 1996-tallene blir det således bare små justeringer ut fra erfaringer som er gjort.

Det har vært et bevisst ønske å begrense rapporteringsomfanget til et minimum i første omgang. Derfor har vi spesifisert "bare" tre typer nøkkeltall foreløpig, og selv dette resulterer i behov for å registrere en betydelig mengde data.

Vi har også begrenset rapporteringen til foreløpig å gjelde ned til fordelingstransformator. Lavspent fordelingsnett omfattes derfor ikke av registreringsordningen i første omgang. Vi regner med at rapporteringen etter hvert må utvides til å gjelde helt fram til kundens inntak, men tidspunktet for dette er ikke konkret vurdert. Dagens rapportering gir ikke helt tilfredsstillende underlag for everkenes opplysningsplikt overfor kundene, og den vil heller ikke være tilstrekkelig i forbindelse med eventuell innføring av kompensasjon i forbindelse med ikke levert energi.

Dagens rapportering er begrenset til å omfatte lange avbrudd, dvs. avbrudd med varighet større enn 3 minutter. (Definisjonen er hentet fra europanorm for spenningskvalitet, EN50160.) Det er kjent at visse kategorier av kunder blir påført betydelige ulemper/kostnader også i forbindelse med korte avbrudd, og vi har anbefalt everk med slike kunder å registrere korte avbrudd, men foreløpig uten å rapportere disse til NVE. Vi vil vurdere om slik rapportering senere bør bli obligatorisk.

Etter hvert som avbruddsstatistikken blir tatt mer og mer i bruk både hos myndigheter, everk og andre, vil vi få nye oppfatninger om hvilke data som er nødvendige. Det må derfor være riktig å gjøre eventuelle endringer/utvidelser etter hvert som behovet måtte melde seg.

Hva avbruddsstatistikken skal brukes til

Det er flere brukergrupper som har behov for data om påliteligheten i kraftsystemet. De tre viktigste gruppene er kunder, myndigheter og everk.

Kundene har generelt krav på opplysning fra sitt everk om hvilken leveringskvalitet de kan påregne i sitt område. Mer spesielt vil en del kunder, kanskje spesielt næringslivskunder, trenge avbruddsstatistikk som underlag for å vurdere kvalitet i forhold til priser/tariffer, (reserve)tiltak i egen installasjon, og som lokaliseringsfaktor ved nyetablering.

Myndighetene, representert ved NVE, har behov for å måle leveringspåliteligheten i kraftsystemet for å følge opp sin rolle som monopolkontrollør. Dette går blant annet ut på å påse at energforsyningssystemet planlegges, bygges, drives og vedlikeholdes i samsvar med intensjonene i energiloven. Mer konkrete eksempler på NVEs bruk av avbruddsstatistikk vil være:

- Rammebetingelser for kraftsystemplaner.
- Underlag for vurdering av konsesjonssøknader.
- Overvåke utviklingen av leveringspålitelighet over tid.
- Effektivitetsmålinger.
- Vurdere behovet for eventuelle minstekrav til leveringspålitelighet.
- Vurdere kvalitetsbaserte tariffer.
- Vurdere kompensasjonsordninger for ikke levert energi.
- Sammenlikning mellom everk.

Everkene skal levere produktet elektrisk energi til sine kunder med en kvalitet som er tilpasset kundenes behov, enten dette er en "standard"-kvalitet fastsatt av NVE eller en spesielt avtalt kvalitet. Dette innebærer at everkene må dimensjonere og drive energiforsyningssystemet med hensyn på definerte kvalitetsmål. Noen stikkord for everkenes bruksområder for avbruddsstatistikk:

- Planlegging, bygging og drift av nettet.
- Planlegging av tilstandskontroll og vedlikehold.
- Overvåking av komponentsvikt/vurdering av komponenttiltak.
- Budsjettering.
- Personelldisponering.
- Trening/opplæring av personell.

I tillegg kommer som tidligere nevnt behovet for avbruddsdata i forbindelse med opplysningsplikten overfor kundene og nøkkeltallsrapportering til NVE.

Erfaringer og resultater fra 1995-rapporteringen

Selv om 1995-rapporteringen av avbruddstall var den første, har det som nevnt gått stort sett greit. Av ulike årsaker er det en del everk som foreløpig ikke inngår i statistikken. Tallene for noen everk er tatt ut pga. åpenbare feil og mangler, enkelte disketter har vært uleselige, noen sent innleverte disketter har vi ikke rukket å få med i oversikten som presenteres her, og noen rapporteringer har vi ikke fått.

Eksempler på feil ved innrapporteringen

Av de som har rapportert på mer enn én nett-type, (regionalnett-distribusjonsnett, luftnett-kabelnett osv.) er det noen som har oppgitt levert energi og antall rapporteringspunkter samlet for alle nett-typer. Dette er feil. Alle tall innen hver nett-type må være referert *samme* nett for at tallene skal kunne brukes. Det betyr at også levert energi og antall rapporteringspunkter må oppgis for hver enkelt nett-type.

Andre feil kan være feil størrelsesorden (inntastingsfeil?), at det oppgis tall i GWh selv om formatet spesifiserer i MWh ol.

Noen disketter har det ikke vært mulig å lese direkte på grunn av feil format fordi everket ikke har brukt det tilsendte rapporteringsprogram fra NVE, men sendt inn FASIT-filen. Det

er også grunn til å tro at noen ganger har noe gått galt under innlesningen. Den rapporteringsansvarlige anmodes om å kontrollere disketten før den sendes inn til NVE. Dette gjøres ved å gå inn på skjermbildene og se til at tallene virkelig er kommet på plass slik de skal.

Noen resultater fra avbruddsrapporteringen

En foreløpig oppstilling av resultater pr. ultimo oktober omfatter drøyt 68 TWh levert energi og nesten 83.700 rapporteringspunkter.

Fordelt på nett-typer omfatter statistikken følgende:

	Lvert energi GWh	Antall rapporteringspunkter
Sentralnett	9.308	7
Regionalnett	6.313	118
Distribusjon - luft	8.118	22.969
Distribusjon - blandet	19.610	42.808
Distribusjon - kabel	24.898	17.779

En oversikt over noen av resultatene viser følgende tall:

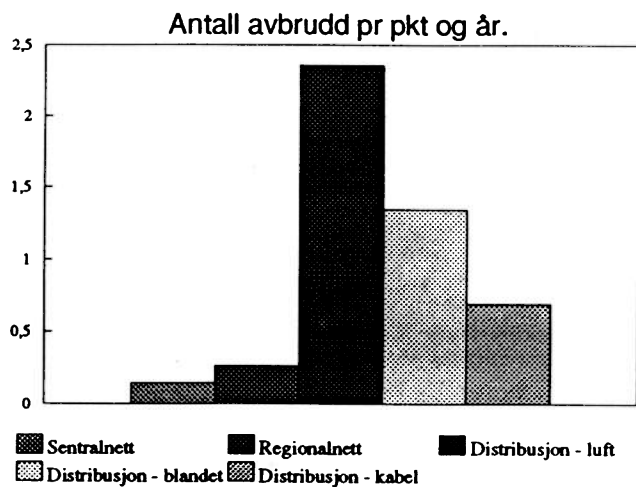
	Totalt	Sentralnett	Regionalnett	Distr. luft	Distr. blandet	Distr. kabel
Antall avbrudd pr pkt ogår	1,5	0,1	0,3	2,4	1,3	0,7
Avbruddstid pr pkt ogår	2,8	0,1	0,5	4,6	2,6	1,0
ILE i promille av levert energi	0,370	0,007	0,018	1,300	0,577	0,130
Avbrudd pga driftsforstyrrelser	74%	100%	84%	73%	77%	64%
Avbrudd pga planlagte utkoplinger	26%	0%	16%	27%	23%	36%
ILE pga driftsforstyrrelser	61%	100%	88%	68%	61%	37%
ILE pga planlagte utkoplinger	39%	0%	12%	32%	39%	63%
Avbruddstid pga driftsforstyrrelser	59%	100%	18%	54%	67%	40%
Avbr.tid pga planlagte utkoplinger	41%	0%	82%	46%	33%	60%
Driftsforstyrrelser eget nett	85%	100%	84%	88%	86%	69%
Driftsforstyrrelser andres nett	15%	0%	16%	12%	14%	31%
Planlagte utkoplinger eget nett	89%	—	100%	85%	96%	88%
Planlagte utkoplinger andres nett	11%	—	0%	15%	4%	12%

En kunde som er tilknyttet “gjennomsnittspunktet” i det norske kraftnettet opplevde 1995 i følge oppstillingen en avbruddshyppighet som tilsvarer 3 avbrudd i løpet av en toårs-periode. Gjennomsnittlig avbruddstid var i 1995 på 2,8 timer, og ikke levert energi var 0,37 promille av levert energi.

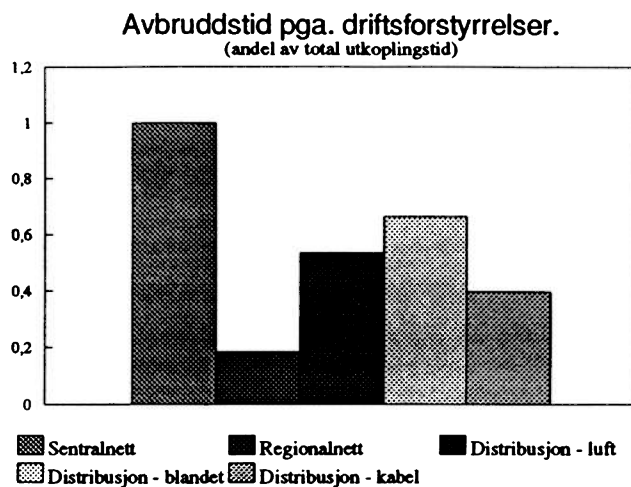
Mer interessant enn å se på gjennomsnittet av totaltallene for hele nettet, er kanskje å se på gjennomsnittstallene i fordelingsnettet. En kunde tilknyttet “gjennomsnittspunktet” i kabelnettet, hadde i 1995 en avbruddshyppighet på 0,7, dvs. at det går omtrent halvannet år mellom hvert avbrudd. I luftnettet er avbruddshyppigheten nesten 3,5 ganger så høy. Kfr. figur 1. Ser vi på avbruddstiden, ser vi at forskjellen er enda større: Kabelnettkunden hadde i gjennomsnitt avbrudd i 1 time, mens luftnettkunden hadde 4,6 ganger så lang avbruddstid, figur 2. Forholdet mellom ikke levert energi i de to nett-typene er hele 10 ganger, fortsatt i favør av kabelnettet, kfr. figur 3. Tallene for blandet nett ligger et sted mellom luft- og kabelnett.

Avbruddstid som følge av driftsforstyrrelser ligger over 50% for luft- og blandet nett, men noe under 50% for kabelnett, figur 4. Antall driftsforstyrrelser og antall planlagte utkoplinger skyldes i overveiende grad forhold i eget nett, kfr. figurene 5 og 6.

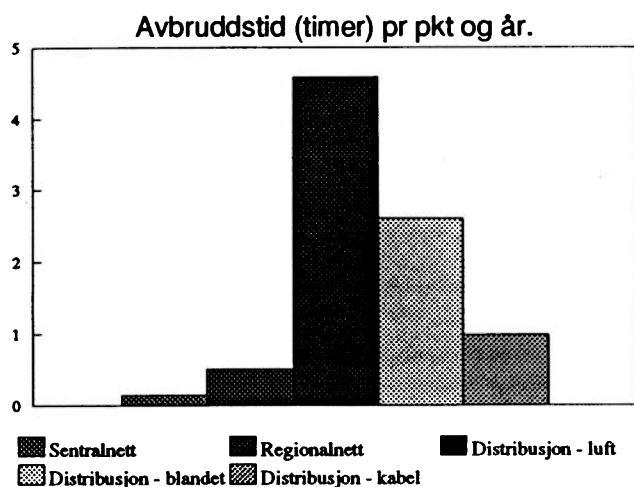
Gjennomsnittstall av den typen som er vist her, er for everkene interessante som bakgrunnsinformasjon, men det aller viktigste for det enkelte everk er everkets egne tall og at disse brukes målbevisst til å gjøre nett-tjenesten mer effektiv og bedre tilpasset kundenes behov.



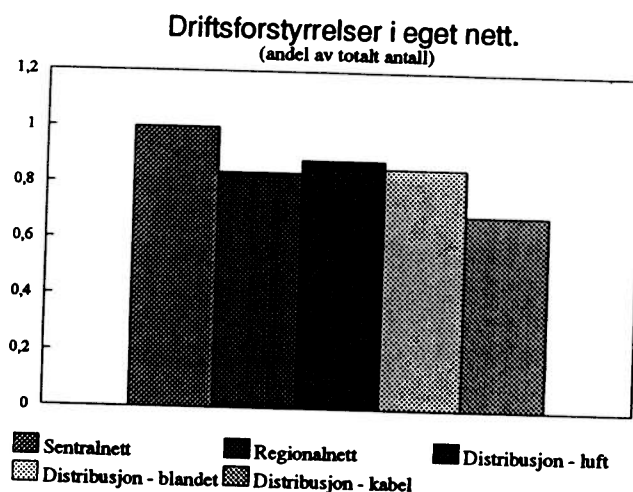
Figur 1.



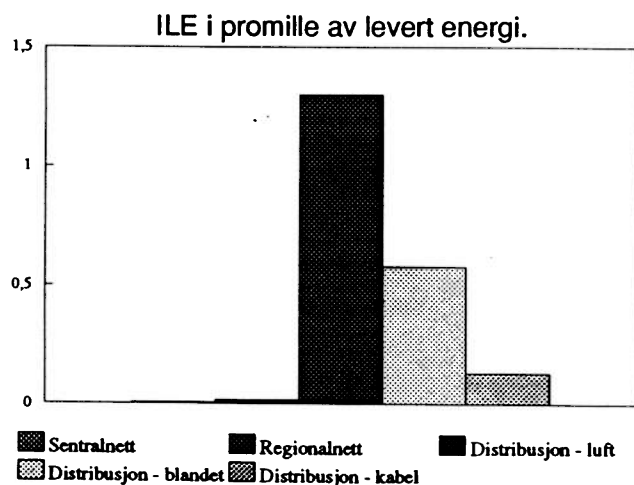
Figur 4.



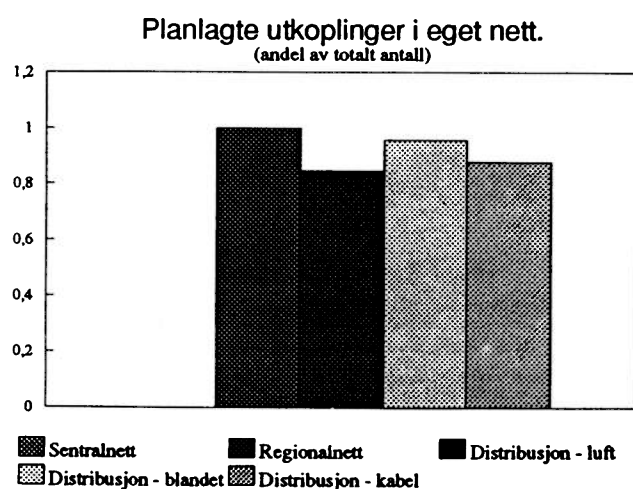
Figur 2.



Figur 5.



Figur 3.



Figur 6.

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

***14. Star-prosjektet: Bruk av pålitelighetsmetoder. Praktiske eksempler.
v/overing. Inge Vognild, Statnett SF***

Star-prosjektet bruk av pålitelighetsmetoder. Praktiske eksempler.

Jeg vil dele opp innlegget i 4 deler. Innledningsvis vil jeg gi en kort orientering om Statnetts pålitelighets-prosjekt, STAR. Derneft vil jeg presentere en pålitelighetsanalyse for sentralnettpunktet Stokkeland. Med utgangspunkt i dette eksemplet vil jeg sammenlikne investeringstidspunkt for en ny ledning ut fra N-1 kriteriet og ut fra et lønnsomhetskriterium. Til slutt vil jeg oppsummere Statnetts erfaringer og si litt om veien videre når det gjelder å ta i bruk pålitelighetsbaserte planmetoder.

I. Star-prosjektet

Statnett etablerte i 1994 et eget pålitelighetsprosjekt. STAR står for Statnett Reliability. Bakgrunnen for at prosjektet ble opprettet, er både NVEs krav og anbefalinger om å dokumentere avbruddskostnader i forbindelse med konsesjonssøknader, men også større press fra våre kunder for å holde kostnadene i sentralnettet nede.

Formålet med STAR-prosjektet er å utvikle pålitelighetsbaserte metoder og verktøy til bruk i planlegging og drift av sentralnettet. Prosjektet er organisert i 6 delprosjekter: 1) Datainnsamling, 2) Områdepålitelighet, 3) Hovednettpålitelighet, 4) Kostnadsbasert revisjonskoordinering, 5) Pålitelighetsbasert lastgrensesetting og 6) Differensierte krav til pålitelighet.

I dette foredraget vil jeg fokusere på de to første delprosjektene. Vi har allerede presentert STAR-prosjektet i sin helhet i flere sammenhenger. De som ønsker en mer utførlig presentasjon, må gjerne ta kontakt med oss.

Statnett har ca 2 års erfaring med å bruke pålitelighetsbaserte metoder i nettplanleggingen. Det er primært grensesnittet mellom sentralnettet og regionalnettet vi har sett på. Det er dette som dekkes av delprosjektet **områdepålitelighet**. For den delen av sentralnettet som har en stamnettsfunksjon, er det langt mer komplisert å foreta pålitelighetsanalyser. Men også her har vi i sterkere grad enn før begynt å vurdere sannsynligheten for og konsekvensene av feil.

Vi bruker et pålitelighetsprogram som kalles LARA: Local Area Reliability Assessment. Programmet er utviklet av det amerikanske konsulentfirmaet PTI. PTI leverer også de lastflytprogrammene som vi bruker våre analyser. Det er en viss kopling mellom pålitelighetsprogrammet og lastflytverktøyet ved at kritiske utfall først finnes med lastflytverktøyet (TPLAN), og at vi deretter foretar mer detaljerte beregninger med pålitelighetsprogrammet. Dermed omgår vi det tradisjonelle hovedproblemet med pålitelighetsberegninger, nemlig den lange regnetida. Lara forutsetter imidlertid at det området vi studerer, kan modelleres som én samleskinne. Derfor er ikke LARA like godt egnet til alle de problemstillinger der det er aktuelt å foreta pålitelighetsanalyser. Uansett er det dette konseptet vi så langt har erfaringer med. Vi planlegger for øvrig å teste ut andre programmer også.

I LARA kan vi modellere inngangsdata som 1) Utfall som gir begrensninger i overføringskapasiteten 2) feilstatistikk (feilsannsynligheter og reparasjonstider), 3) revisjon av komponenter, 4) timeverdier for forbruk (8760 timer), 5) lastkategorier og tilhørende avbruddskostnader og 6) beskrivelse av hasarder (vind og lyn).

Programmet beregner deretter “vanlige” indekser som 1) ikke-levert energi, 2) system-minutter 3) hyppighet og varighet av forventede avbrudd og 4) avbruddskostnader.

I. Pålitelighetsanalyse av sør-rogaland

Det første netteksemplet vi så på, var sentralnettspunktet Stokkeland i Sør-Rogaland. Analysen ble utført i samarbeid med Lyse Kraft. Senere har vi også foretatt beregninger av BKK-området (tilsvarende de beregningene BKK selv har fått utført), og av SKL-området. Dessuten har vi vurdert leveringspåliteligheten til viktige industribedrifter som SørAl på Husnes samt Årdal og Høyanger smelteverk.

I Sør-Rogaland er problemstillingen at utfall av 300 kV ledningen Tonstad-Stokkeland i høylast gir overlast på andre 300 kV ledninger og også spenningsproblemer. Dette er også bakgrunnen for at Lyse Kraft har søkt om konsesjon for ny ledning Lyse-Stokkeland.

Med dagens nett er ikke N-1 kriteriet lenger oppfylt i området. En kunne derfor tenke seg at det ble foretatt reaktiv kompensering og temperaturoppgradering av 300 kV ledningene inn til Stokkeland. Da kunne N-1 kriteriet opprettholdes til ca år 2001. Bygging av ny ledning Lyse-Stokkeland gjør at N-1 kriteriet vil være oppfylt for all overskuelig framtid (så lenge en kun ser på distriktets behov. I dette eksemplet har vi ikke sett på behov/nytte av ledningen pga. kabler til utlandet). Hvis vi i første omgang forutsetter at det foretas temperaturoppgradering og reaktiv kompensering, er det likevel **“nødvendig”** å bygge ny ledning i 2001.

Jeg vil bruke dette praktiske eksemplet for å si litt mer om inngangsdata til LARA og om beregningsresultater.

A. Inngangsdata

Tradisjonelt har nettanalyser konsentrert seg om å studere konsekvensene av enkeltledningsutfall i høylast. I en pålitelighetsanalyse ser vi både på enkelt- og dobbeltfeil av ledninger, videre på utfall av generatorer og transformatorer, og på samtidige lednings- og generatorfeil. Vi modellerer også revisjon av ledninger. Dermed får vi sett på konsekvensene av at en ledningsfeil inntreffer samtidig med at andre ledninger er ute til planlagt revisjon. Vi ser ikke bare på høylastsituasjonen, men på hele året.

Jeg har ikke tid til å gå inn på en detaljert beskrivelse av alle inngangsdata, men vil konsentrere meg om feilstatistikken. Statnetts feilstatistikk er tilgjengelig på EDB-format tilbake til 1983. Dermed er det relativt overkommelig å etablere en “pasientjournal” for den enkelte ledning, transformator eller generator.

Å etablere feilsannsynligheter for framtida basert på historiske observasjoner, reiser imidlertid en del prinsipielle spørsmål. For det første er det ikke gitt at fortida er representativ for framtida. For det andre er det heller ikke opplagt hvordan alle feil skal bokføres. Et eksempel er intermitterende feil, dvs. at en ledning faller ut flere ganger med korte mellomrom under samme storm eller tordenvær. Hvor mange feil skal vi bokføre da? Når det gjelder uønskede utløsninger som følge av problemer med releamband, skal vi forutsette at disse problemene er løst? Skal vi bruke historisk statistikk for den enkelte ledning, eller skal vi bruke gjennomsnittsverdier for ledninger som vi antar er sammenliknbare? Det er ikke noe fasitsvar på disse spørsmålene.

Samtidig er det viktig å ikke problematisere for mye. Konsekvensene av usikre inngangsdata kan belyses ved å foreta **følsomhetsanalyser**.

Statistikken viser at ulike områder og ledninger har forskjellige feilårsaker og feilhyppighet. Det er viktig å modellere de feiltypene som er relevante for et gitt område eller ledning. Når på året en feil inntreffer, er avhengig av feilårsaken. Dessuten vil reparasjonstida avhenge av feiltypen. I Sør-Rogaland er tordenvær den hyppigste feilårsaken.

A. Beregningsresultater

Pålitelighetsanalyser gjør det mulig å tallfeste og sammenlikne avbruddskostnader for ulike nettalternativer og for ulike stadier. LARA gir oss også informasjon om hvilke feil og feilkombinasjoner som bidrar mest til ikke-levert energi og avbruddskostnader. I pålitelighetsberegningene for Sør-Rogaland viser det seg at det som bidrar mest til avbrudd, er utfall av 300 kV ledninger samtidig med at andre 300 kV ledninger er ute til revisjon. Som nevnt er det viktig å foreta følsomhetsanalyser for å kartlegge konsekvensene av usikre eller diskuterbare inngangsdata.

I. Sammenlikning av investeringstidspunkt

Siden vi kan tallfeste avbruddskostnader ved hjelp av en pålitelighetsanalyse, kan vi sette opp en relativt komplett lønnsomhetsvurdering. Dermed kan vi også sammenlikne “nødvendig” investeringstidspunkt ut fra N-1 kriteriet med økonomisk “**riktig**” investeringstidspunkt. Riktig investeringstidspunkt inntreffer når årskostnadene ved å presse eksisterende nett blir høyere enn årskostnadene ved å foreta en investering.

Som et illustrasjonseksempel har vi foretatt en slik vurdering for Lyse-Stokkeland. Vi ser at med de forutsetningene vi har valgt, inntreffer økonomisk riktig investeringstidspunkt i år 2009, dvs. 8 år etter nødvendig tidspunkt i henhold til N-1 kriteriet.

Men det er mange forutsetninger som påvirker dette resultatet. Pålegg om kabling, forutsetninger om tapsbrukstid og framtidig tapspris, forutsetninger om feilstatistikk osv., medfører alle usikkerheter. Økonomisk riktig investeringstidspunkt vil derfor ligge innenfor et nokså vidt variasjonsområde.

I. Statnetts erfaringer

A. Hvor står vi i dag?

Gjennom de pålitelighetsanalysene vi har utført, har Statnett høstet mange nyttige erfaringer. Det er min påstand at bruk av pålitelighetsanalyser gjør oss til bedre nettplanleggere fordi programmet fungerer som et nyttig pedagogisk hjelpemiddel.

For det første fokuserer vi på flere feilkombinasjoner enn kun dimensjonerende enkeltledningsfeil. Dessuten ser vi også på andre driftssituasjoner enn høylast, f.eks. på reserveforhold under lettlast. For det tredje må vi fokusere mer på hvordan nettet drives. Vi

tvinges i større grad enn ved en lastflytanalyse til å ta stilling til hva de på driftssentralen faktisk gjør under en feilsituasjon. For det fjerde får vi også et mer bevisst forhold til hva slags feil som inntreffer, hvor ofte slike feil inntreffer, og til hvor lange reparasjonstider som kan forventes.

Det negative er at pålitelighetsanalyser er mer ressurskrevende. Flere data og beregninger behøves. Etterhvert som en får mer erfaring og rutine, kan slike analyser utføres mer effektivt. Vi tror dessuten at det i en del situasjoner kan være aktuelt å foreta mer forenklete analyser/vurderinger enn hva som gjøres med LARA.

Usikre inngangsdata kan svekke resultatenes **troverdighet**. Flere inngangsdata introduserer, eller skal vi si synliggjør, flere usikkerheter. En pålitelighetsberegning vil alltid gi et forenklet bilde av en komplisert virkelighet. En vil aldri klare å modellere alle relevante forhold like godt og detaljert. Derfor er det viktig at vi har et bevisst forhold til hva vi klarer å tallfeste og til hva vi ikke får tatt hensyn til.

A. Veien videre

Vi får av og til spørsmål om Statnett vil slutte å dimensjonere nettet etter N-1 kriteriet og i stedet gå over til rene lønnsomhetskriterier? Det er nok mer snakk om et både og, enn et enten eller. Vi vil alltid måtte skjele til tekniske forhold som belastbarhet av komponenter, spenningsgrenser i nettet og sikkerhetsforskrifter. Men innenfor slike rammebetingelser vil vi i framtida legge stadig større vekt på lønnsomhetsvurderinger der også avbruddskostnader inngår.

Det er også grunn til å understreke at dimensjoneringskriterier ikke er det samme som en investeringsbeslutning. Uansett vil det bli foretatt en fra sak til sak vurdering av det enkelte aktuelle investeringsprosjekt.

Vi må også huske at nettdimensjoneringskriteriene i praksis er **effektbaserte**. Dette gjelder både bruk av N-1 kriteriet og et pålitelighetsbasert lønnsomhetskriterium. Dagens kraftsituasjon viser at vi i sterkere grad enn før også må legge **energibetraktninger** til grunn for nettdimensjoneringen. Dette er en høyaktuell problemstilling på Nordvestlandet. Investeringsvedtak må også ta hensyn til at nettet skal bidra til å sikre et fritt kraftmarked.

Til nå har ikke Statnett basert investeringsbeslutninger på pålitelighetsanalyser. De studiene vi har gjort til nå, er å betrakte som **metodeuttesting**. Men det vil neppe gå lang tid før vi vil legge slike beregninger til grunn for investeringsbeslutninger. Pålitelighetsbaserte planleggingsmetoder har kommet for å bli.

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

15. Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet.

v/seksjonsleder Trond H. Carlsen, Statnett SF

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet

**(NVE, Kraftsystemplanlegging
Plenumsmøte 20.-21.nov. 1996)**

Disposisjon

- **Likestrømsforbindelser.**
Nye kraftutvekslingsavtaler med og likestrømsforbindelser til Kontinentet.
- ② **Overføringsbehov med nye kabelforbindelser. Forsterkningsbehov.**
- ③ **Karakteristikka for kraftsystemet i Norge/ Sør-Norge.**
- ④ **Forutsetninger.**
- ⑤ **Nettforsterkning, strategi og muligheter. Forsterkningstiltak.**
- ⑥ **Plassering av strømretteranlegg. Utbyggingsplan nettforsterkninger.**
- ⑦ **Investeringskostnader, overførings-kapasitet mm for anbefalt nettforsterkningsløsning.**
- ⑧ **Oppsummering.**

Litt om likestrøm og likestrømsforbindelser

(HVDC : High Voltage Direct Current)

Anvendelse av likestrømsforbindelser

- Sjøforbindelser (sjøkabel)
- Lange overføringsavstander
- Mellom separate vekselstrømsnett

Typer av likestrømsforbindelser

- Monopolare forbindelser
- Bipolare forbindelser
- To-terminal forbindelser
- Multi-terminal forbindelser

Typer av strømretteranlegg

- Konvensjonelle
- Kondensatorkommuterte strømretteranlegg
(seriekompenserte strømretteranlegg) (CCC)

Problemer ved likestrømsanlegg

- Samdrift likestrøm og vekselstrøm
- For andre næringsvirksomheter etc
- For miljø

Likestrømsforbindelser (HVDC: High Voltage Direct Current)

Hovedkomponenter i HVDC-forbindelser

- **Strømretteranlegg (i hver ende)**
- **Polforbindelse (kabel/luftledning) mellom strømretteranleggene**
- **Elektrodeledning og elektrodeanlegg**

NB: Ved monopolær drift benyttes elektrodeleder («sjøen») som returleder.

Ved bipolar drift er det ingen strøm i elektrodelederen.

Kraftutveksling via likestrømsforbindelser

Avtaler, status 01.01.1996

- **Skagerrak 1- 3, 1040 MW**

- Juli 1995 Elsam (Danmark) - Statkraft (på vegne av Norsk Krafteksport og EuroKraft Norge), 640 MW
- Oktober 1998 PreussenElektra (Tyskland) - Statkraft, transittavtale 400 MW

- **2001 NorNed kabel, 600 MW**

- Sep (Nederland) - Statkraft / Norsk Krafteksport

- **2002 EuroKabel, 600 MW**

- EuroStrom Trading GmbH (Tyskland) - EuroKraft Norge

- **2003 Viking Cable, 600 MW**

- PreussenElektra (Tyskland) - Statkraft

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Plenumsmøte, 20.-21. november 1996

Kraftutvekslingsavtaler

Eksportforpliktelser og brukstid

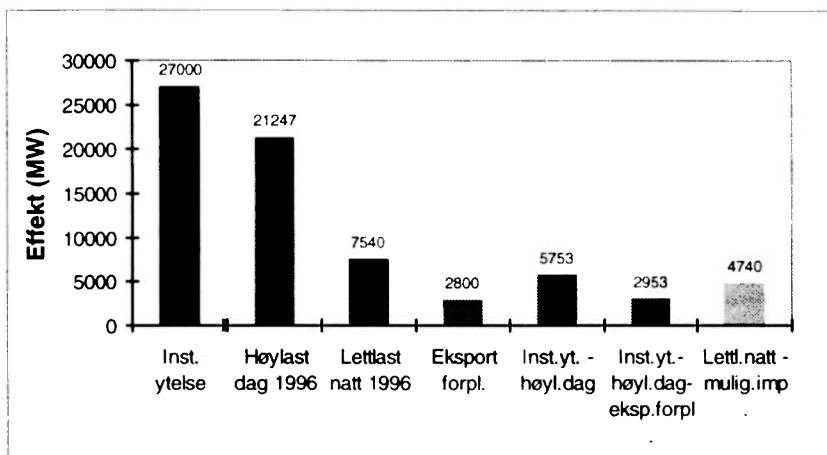
Avtale/kabelforbindelser	Eksportforpliktelse (TWh/år)	Brukstid (timer)	Eksport-tid (% av år)
Elsam/Skagerrak	1,5	2500	28,5
PreussenElektra/Skagerrak	0,8	2000	22,8
PreussenElektra/VikingCable	1,2	2000	22,8
Eurostrom/EuroKabel	2,0	3335	38,1
SEP/NorNed	2,16	3600	41,1
Sum	7,66	2736	31,2

For sumforpliktelsene ved kapasitet 600 + 400 + 3*600 MW vil forutsetning om eksport på hverdager (5 dager i uken) i 50 uker i året bety at det må eksporteres i ca 11 timer i døgnet
 $(2.736 / (5 * 50)) = 10,9$

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
 NVE, Kraftsystemplanlegging, Plenumsmøte, 20.-21. november 1996

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet

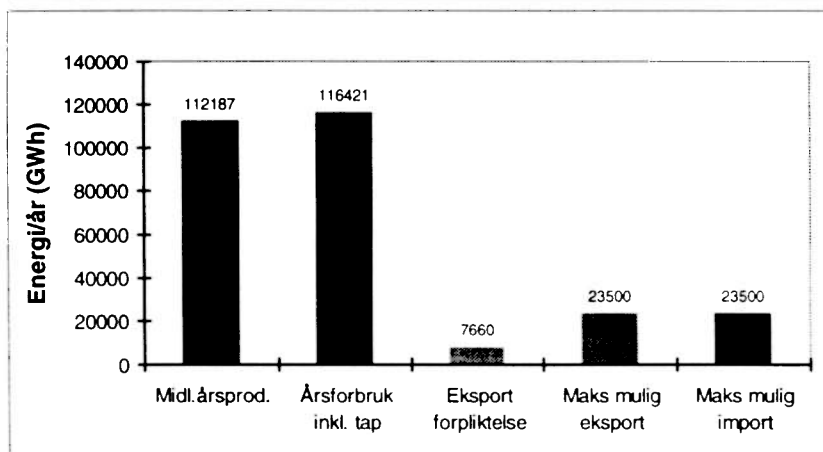
Kraftutveksling med Kontinentet Effektforhold



Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Planumsetning, 20. 21. november 1996
EPR 1996, Statnett AS

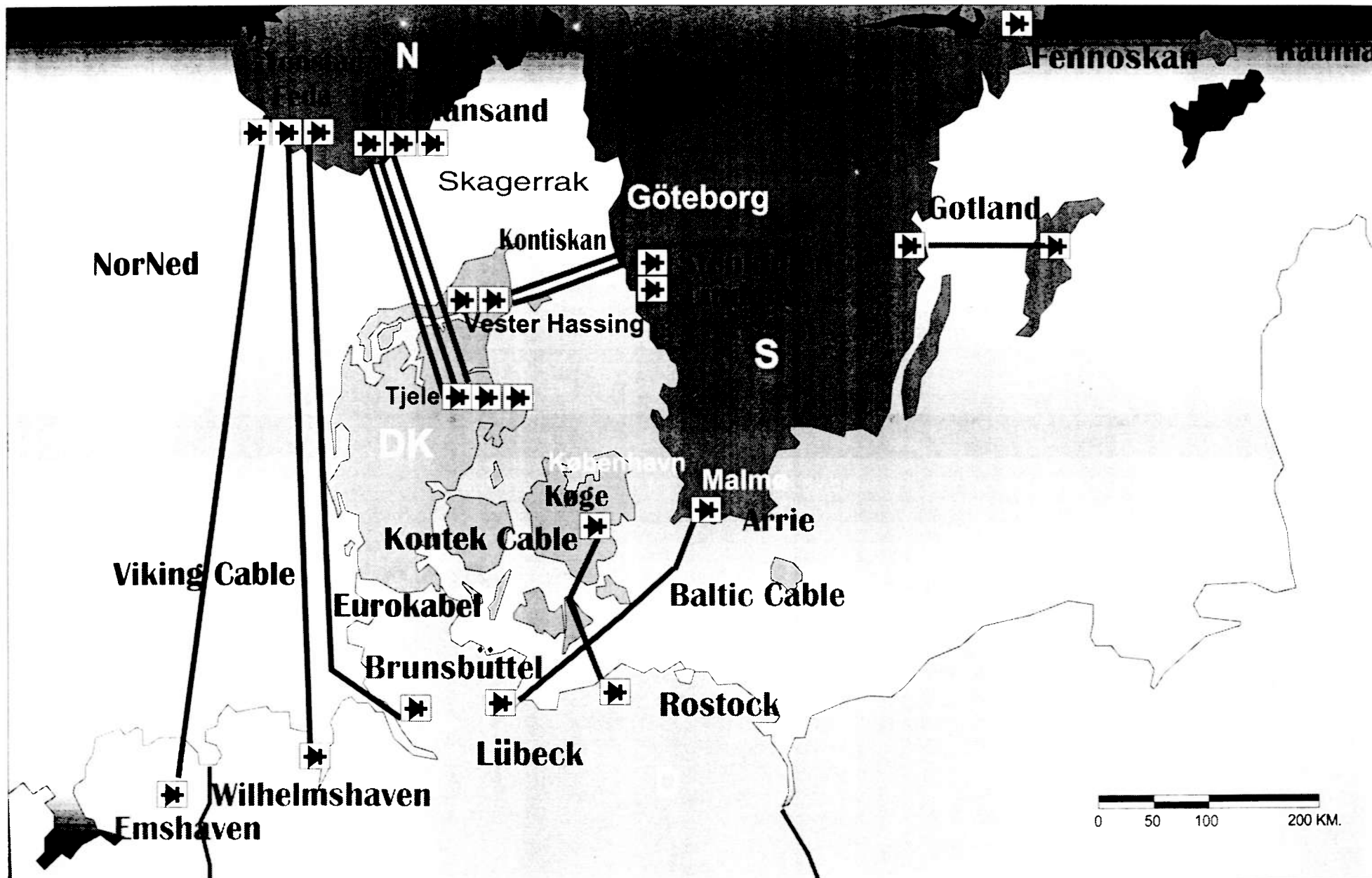


Kraftutveksling med Kontinentet Energiforhold



Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Planumsetning, 20. 21. november 1996
EPR 1996, Statnett AS





— I drift
 == Under planlegging

HVDC forbindelser i Skandinavia

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet

Kostnadsillustrasjon kabelforbindelse med strømretteranlegg

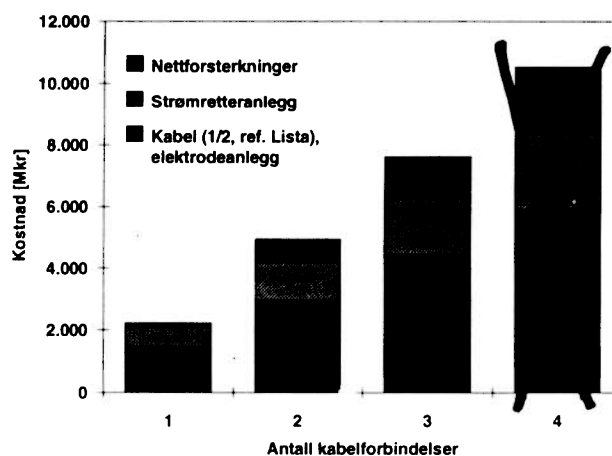
• Strømretterstasjoner (2 stk.)	1000 mill. kr.
• 540 km sjøkabel (3500 kr/m)	1900 mill. kr.
• Kabellegging, beskyttelse m.v.	400 mill. kr.
• Elektroder m.v.	200 mill. kr.
• Sum	3500 mill. kr.
• + 20% renter, uforutsett	700 mill. kr.
• Total	4200 mill. kr.

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVEs Kraftsystemplanlegging, Plankonferanse 20-21. november 1996

1996-11-06, NVE9611L.PPT, Side 10



Overslag investeringskostnader på norsk side *Kabelforbindelser og nettforsterkninger*

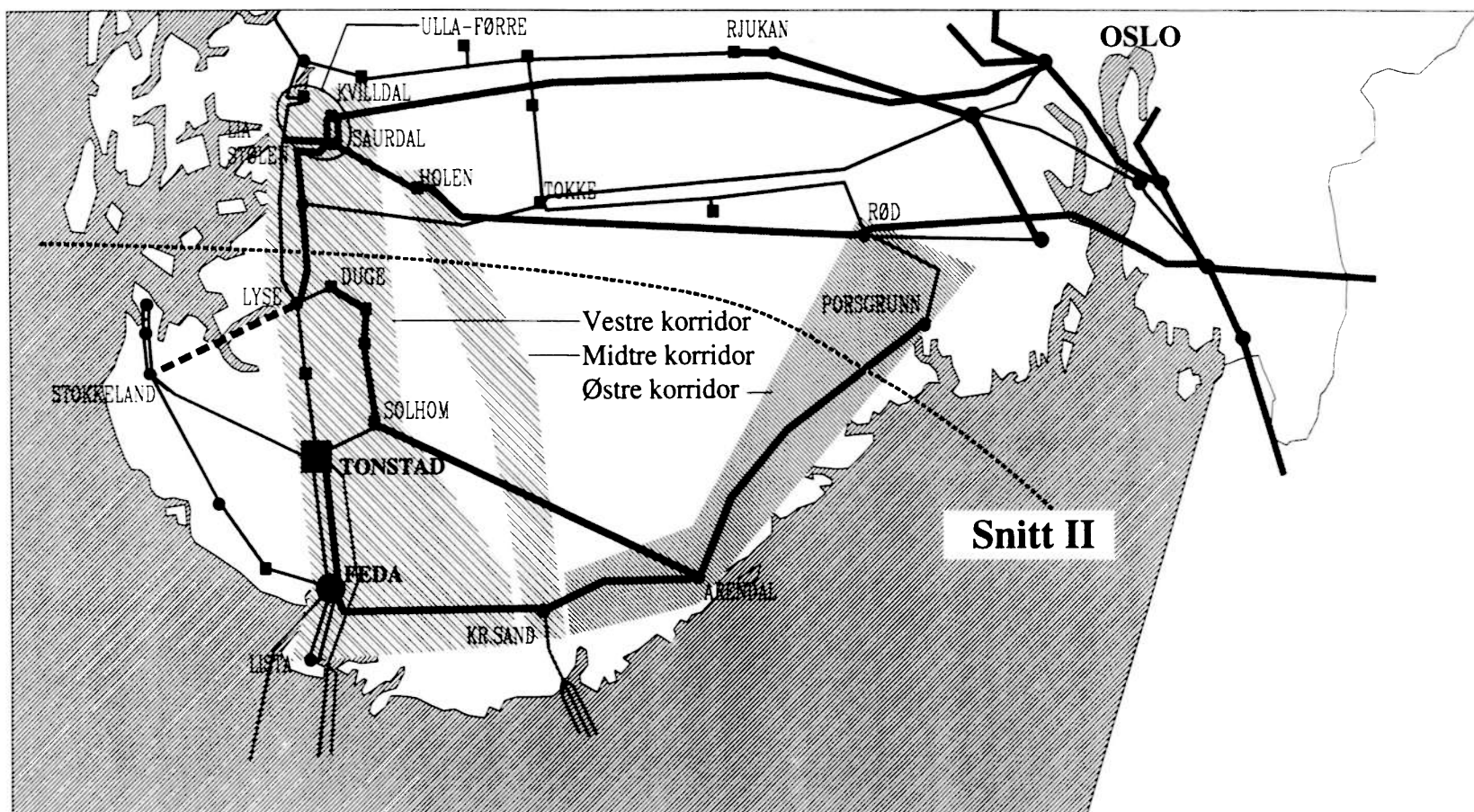


Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVEs Kraftsystemplanlegging, Plankonferanse 20-21. november 1996

1996-11-06, NVE9611L.PPT, Side 11



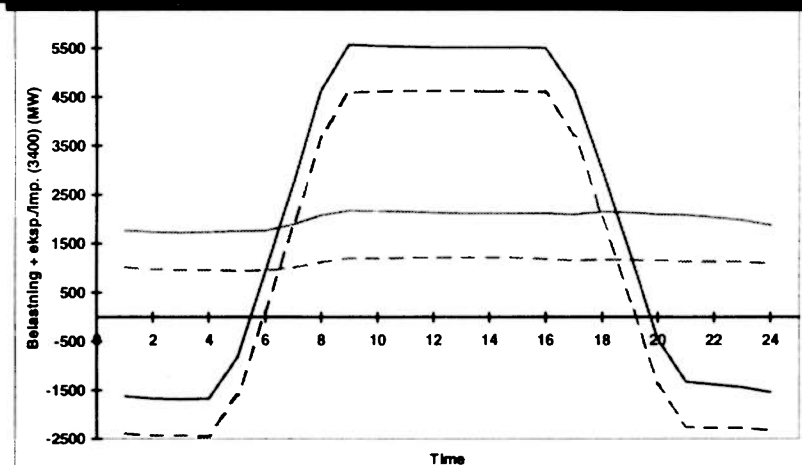
Forsterkning av nettet i Sør-Norge ved nye kabler til Kontinentet



Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Plenumsmøte, 20.-21. november 1996

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet

Døgnbelastning med/uten eksport/import innenfor Snitt II (Stadium 2005 basert på bel.forlop tilsv. feb.- og juli-dogn 1993)

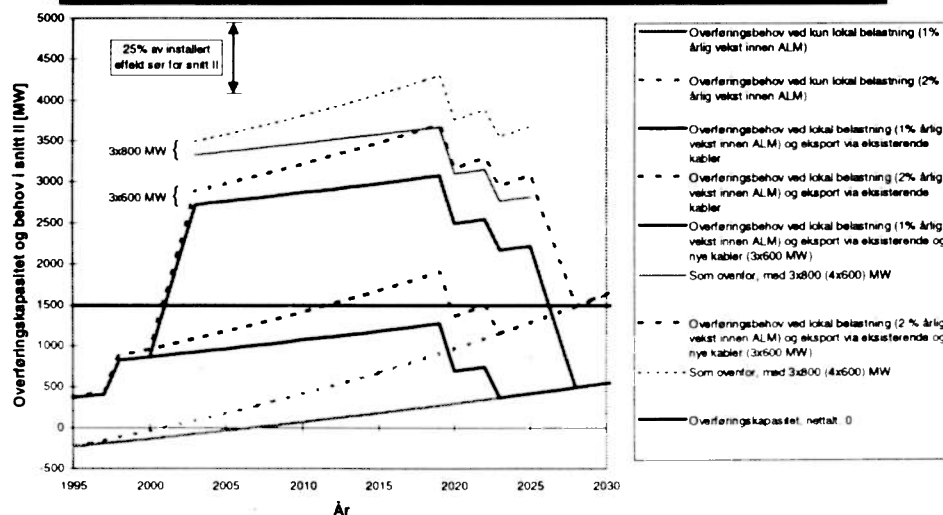


Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Planusseinnt, 20.-21. november 1996

STATNETT - NVE (1996) - Side 99



Overføringskapasitet og behov i snitt II



Overføringskapasitet i snitt II for eksisterende nett (ca 1500 MW), og mulig overføringsbehov i snitt II for perioden 1995 - 2030, forutsatt produksjonsnivå sør for snitt II på 75 % (av dagens effektinstallasjon, ca 3400 MW).

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Planusseinnt, 20.-21. november 1996

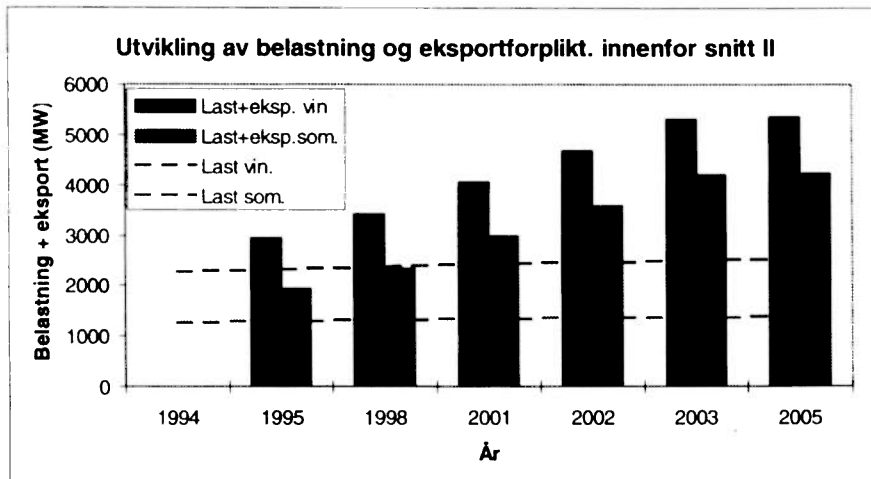
STATNETT - NVE (1996) - Side 99



Oppgave: 12719-08-99
Inngitt: 14/12-99
Notat: 80654.doc

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet

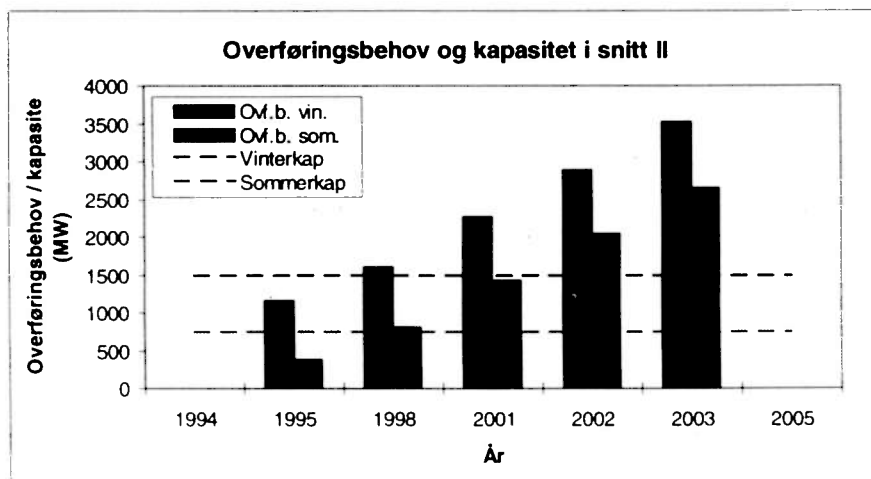
Belastning og eksportforpliktelser innenfor snitt II



Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVEs Kraftsystemplanlegging, Planutkast nr. 20, 21. november 1996
Statnett



Overføringsbehov og kapasitet i snitt II



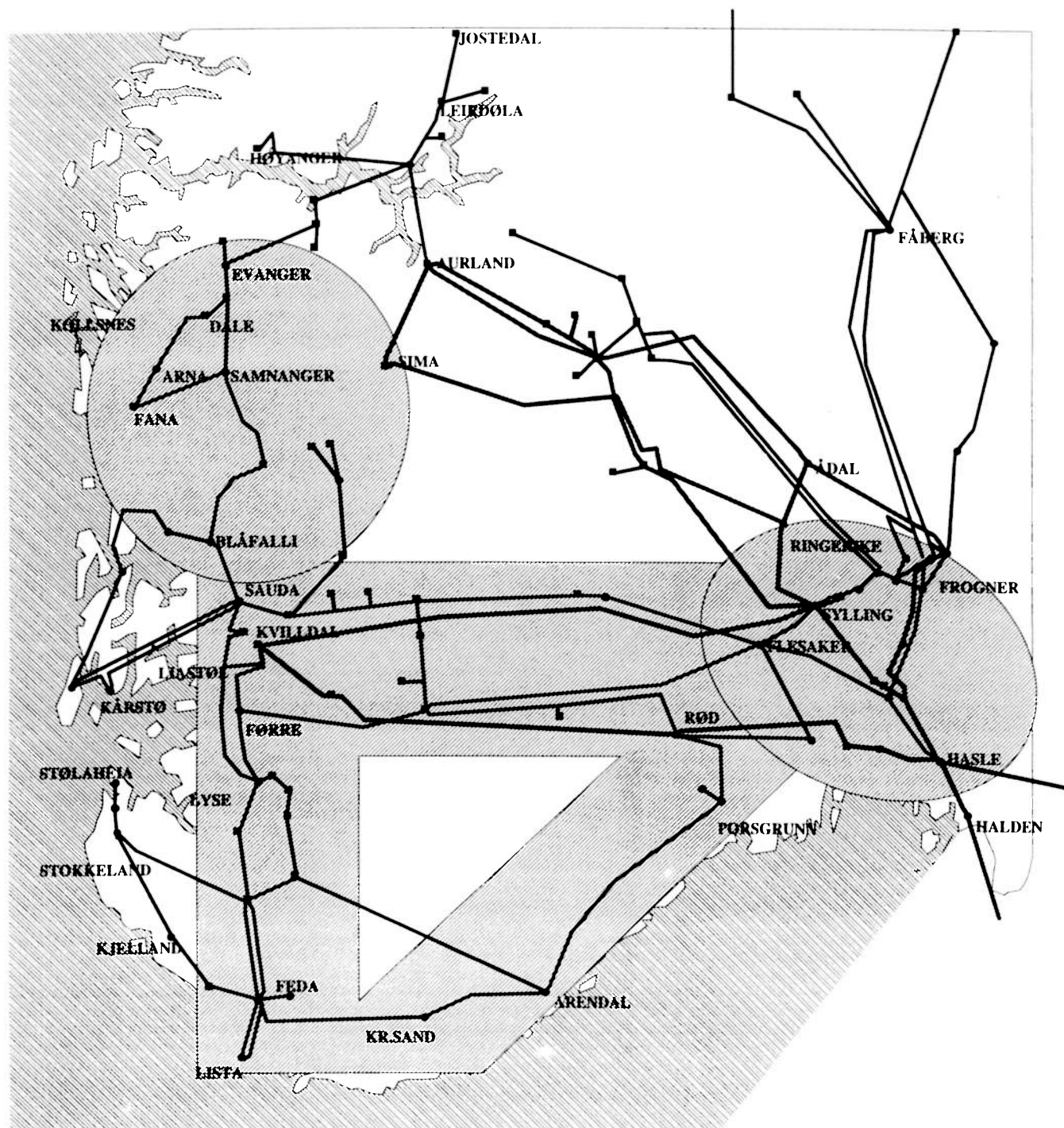
Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVEs Kraftsystemplanlegging, Planutkast nr. 20, 21. november 1996
Statnett



Endringer i typisk overføringsmønster med nye kraftutvekslingsavtaler

- **Høy overføring vest - øst og mot Sverige reduseres (på dagtid hverdager/tunglast) ved/pga. eksport til Kontinentet**
- **Høy overføring vest - øst og mot Sverige kan inntreffe på natt og helg ved import fra Kontinentet (avhengig av produksjon på Vestlandet)**
- **Sterk økning i overføring nord - syd på Sør-Vestlandet (både ved eksport og import)**
- **Situasjoner med høy overføring nord - syd på Sør-Vestlandet blir mer dominerende (lang varighet) («høylast-situasjoner» hele året)**

Hovednettet i Sør-Norge og områder med behov for nettforsterkning



Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet

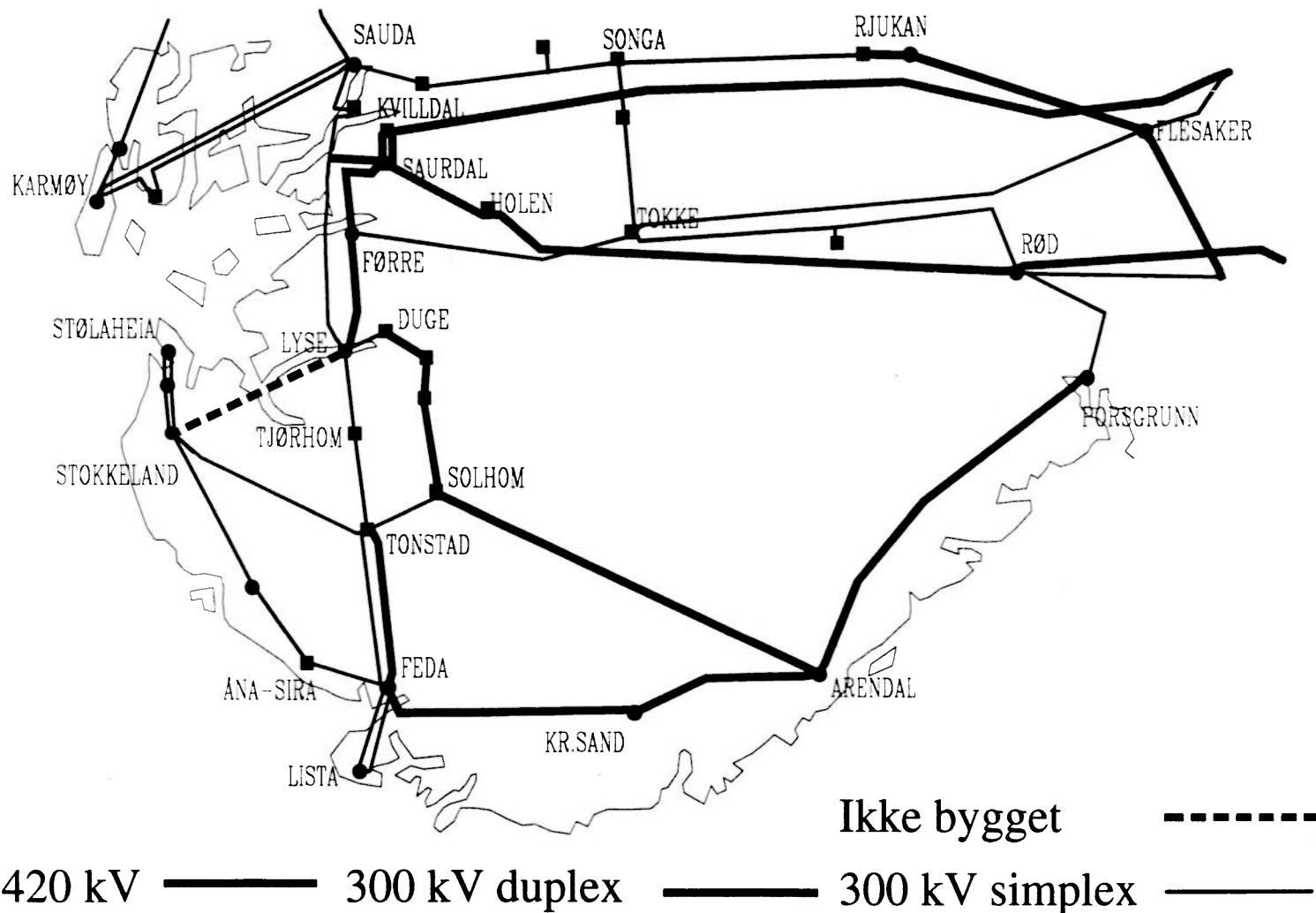
NVE, Kraftsystemplanlegging, Plenums møte, 20.-21. nov. 1996

KP/THC/07.11.96 - NVE96119P.PPT - Side 4



Oppdatert: TRT/03.10.1996
Designer: Import.drw

Ledninger på Sør-Vestlandet



Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Plenumsmøte, 20.-21. november 1996

Forsterkning av nettet ved nye, kabelforbindelser til Kontinentet

Dimensjoneringsforutsetninger

(Problemstillinger - konklusjoner - forutsetninger)

- **Antall og kapasitet likestrømsforbindelser**
(3 (4), 600 - 800 MW, 500 - 600 kV)
- **Antall poler/kapasitet likestrømsledninger**
(Maks. 2 poler)
- **Antall strømretteranlegg samme sted (stasjon)**
(Maks. 2)
- **Plassering av strømretteranlegg**
(Feda (1) og Tonstad (2), dvs. satse på forsterkn. av vekselstrømsnettet)
- **Eksportforpliktelser / importbehov**
(1000 + 3*600(800) MW)
- **Driftsmønster likestrømsforbindelser**
(eksport på dag, evt. import på natt)
- **Lokal produksjonskapasitet og utnyttelse**
(vinterdag, sommerdag, ved import)
- **Lokal effektutbygging (ikke forutsatt)**
- **Nettverntiltak (ikke forutsatt)**
- **Gasskraftutbygging (forutsatt)**
- **Driftsforhold ved revisjoner/vedlikehold**
(vurdert)

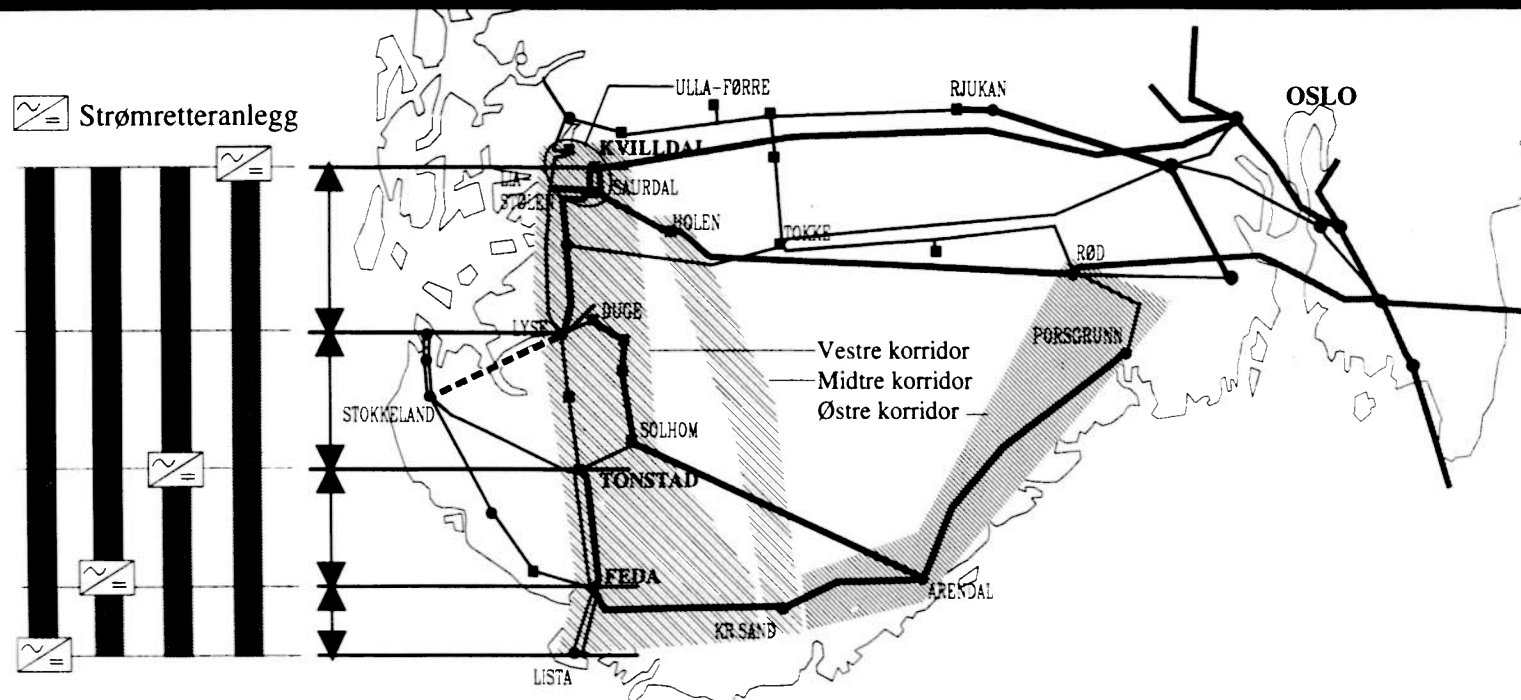
Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet

NVE, Kraftsystemplanlegging, Plenumsmøte, 20.-21. nov. 1996

KP/THC/07.11.96 - NVE96119P PPT - Side 7



Forsterkningsmuligheter / strategi (Vekselstrøm - likestrøm)



FORSTERKNINGSBEHOV VEKSELSTRØM

(øker med antall strømretteranlegg sør for Kvilldal)

Forsterkningsmuligheter:

- ombygging av eksisterende ledninger
- bygging av nye ledninger

FORSTERKNINGSBEHOV LIKESTRØM

(øker med antall strømretteranlegg nord for Lista)

Forsterkningsmuligheter:

- bygging av ny likestrømsledning
- forlengelse av kabelforbindelse(r)

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Plenums møte, 20.-21. november 1996

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet

Nye kabelforbindelser til Kontinentet Plassering av strømretteranlegg

Anbefalt/vedtatt plassering av strømretteranlegg ved 3 kabelforbindelser

- 1 strømretteranlegg i Feda (NorNed)
 - 2 strømretteranlegg i Øksendal (Tonstad) (EuroKabel og VikingCable)
- (Plasseringskombinasjon F1T2)

Antatt plassering av strømretteranlegg for en 4. kabelforbindelse

- Feda
- (Plasseringskombinasjon F2T2)

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftssamplanningene, Planutvalget, 20. 21. november 1996
Statnett AS - Statnett AS



Plassering av strømretteranlegg Likestrømsledning

*Begrunnelse
(teknisk / økonomiske forhold)*

- Begrense antall strømretteranlegg i samme / nærliggende stasjon(er) og/eller i områder med svakt nett.
 - Begrense antall likestrømsforbindelser ført på én likestrømsledning.
 - Likestrømsledning med ønsket spenningsnivå og overføringskapasitet bør ikke bygges i utsatt fjellterreng (mellom Tonstad og Ulla-Førre).
 - Meget høye kostnader ved forlengelse av kabelforbindelsene til Ryfylke (Ulla-Førre).
- ➡ Plassering av strømretteranlegg: Feda og Øksendal (Tonstad)
- ➡ Likestrømsledning: Lista - Øksendal (Tonstad)

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftssamplanningene, Planutvalget, 20. 21. november 1996
Statnett AS - Statnett AS



Forsterkning av vekselstrømsnett

*Begrunnelse
(teknisk / økonomiske forhold)*

- **Overføringskapasitet**
- **Driftssikkerhetsmessige forhold ved parallellføring/nærføring av ledninger**
- **Driftssikkerhetsmessige forhold ved import (krav til kortslutningsytelse)**
- **Tapsforhold**
- **Spenningsforhold, behov for reaktiv kompensering**
- **Kostnader og overføringskapasitet ved nybygging resp. ombygging (riv.+nyb.) av ledninger**
- **Kostnader pga. driftsmessige restriksjoner ved ombygging**
- ➔ **Nye ledninger, kompenseringsanlegg, andre stasjonsanlegg, oppgraderinger mm, bl. a.:**
 - 420 kV I. Kristiansand - Holen
 - 420 kV I. Tonstad - Saurdal
 - 300 (420) kV I. Lyse - Stokkeland
 - 420 kV I. Nesflaten - Kvilldal
 - 300 (420) kV Sauda - Liestølen

Nye vekselsstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet

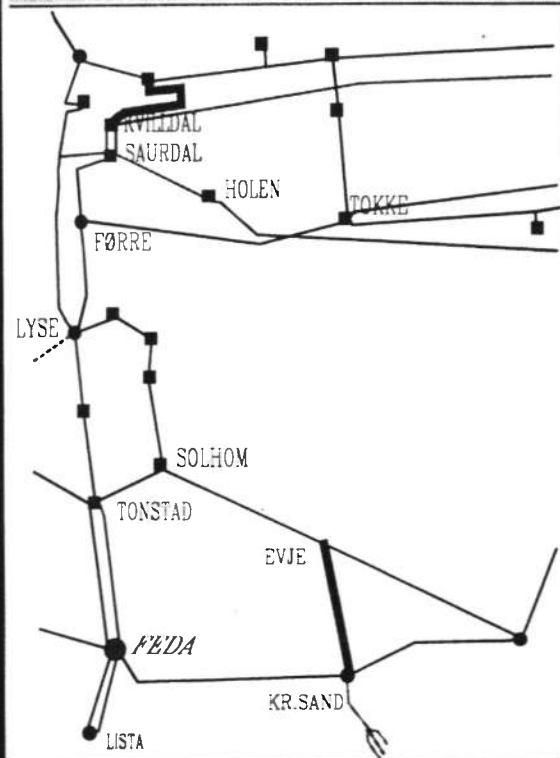
NVE. Kraftsystemplanlegging. Plenumsmøte, 20.-21. nov. 1996

KP/THC/07.11.96 - NVE96119P PPT - Side 10

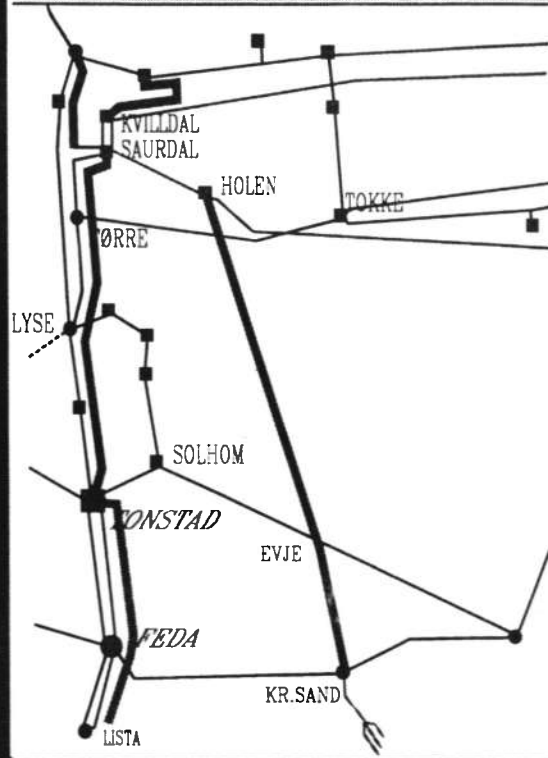


Planlagt trinnvis nettutbygging ved 3 kabelforbindelser

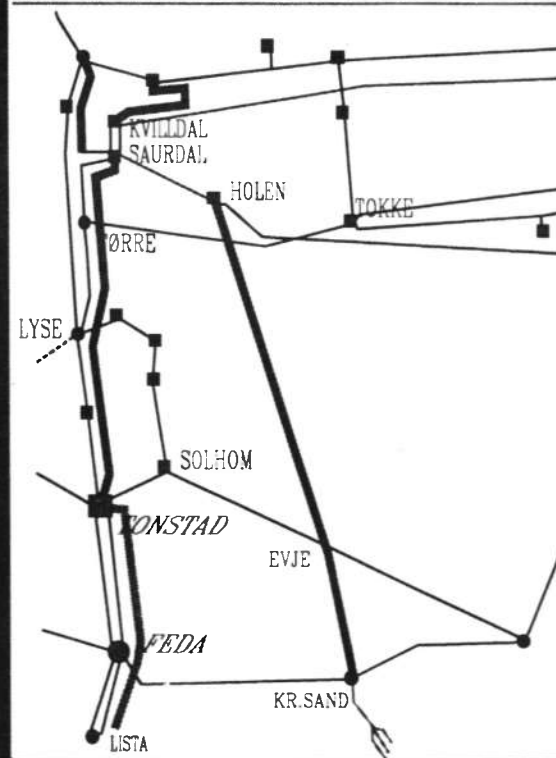
FØRSTE KABEL, 2001
Feda



ANDRE KABEL, 2002
Feda 1, Tonstad 1

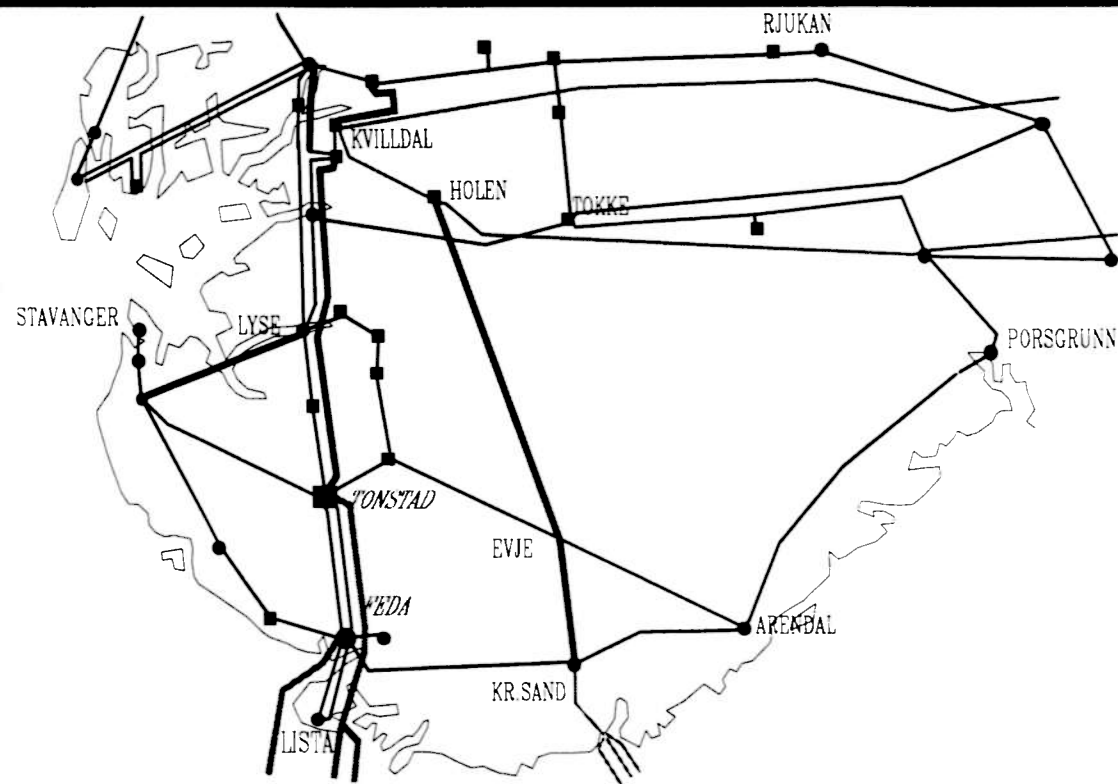


TREDJE KABEL, 2003
Feda 1, Tonstad 2



Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Plenumsmøte, 20.-21. november 1996

Anbefalt forsterkningsløsning og plassering av strømretteranlegg.

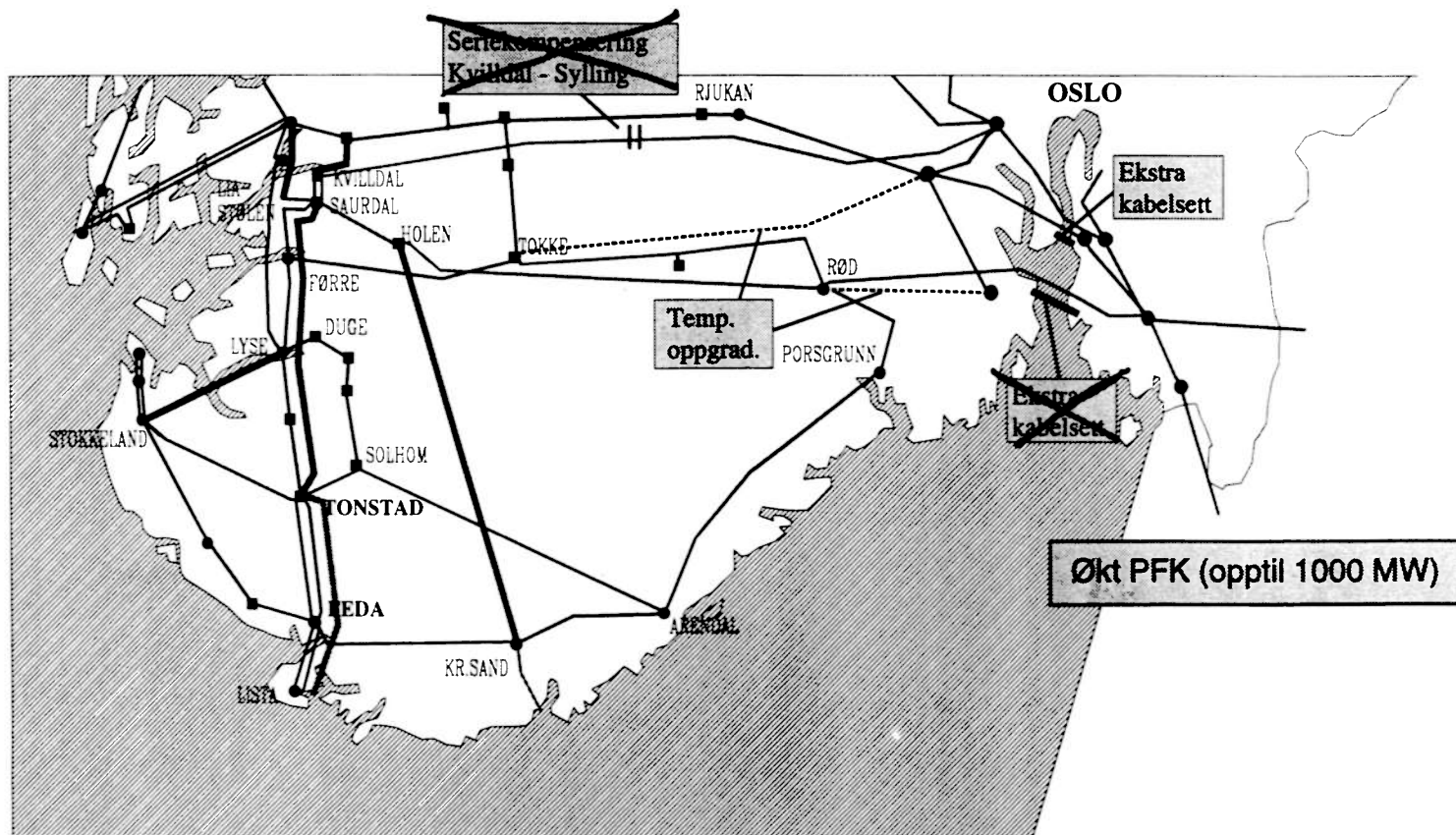


	Eksisterende	Ombygd	Ny
300 kV	_____		=====
420 kV	_____		=====
Likestrøm	_____		=====

Merk: Tilleggsforsterkninger vest - øst er ikke vist.

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet NVE, Kraftsystemplanlegging, Plenumsmøte, 20.-21. november 1996

Aktuelle forsterkningstiltak vest - øst (og forsterkningløsning KTK)



	Eksisterende	Ombygd	Ny
300 kV	=====		=====
420 kV	=====		=====
Likestrøm	=====		=====

**Forsterkningstiltak
vest - øst**

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Plenums møte, 20.-21. november 1996

Nettforsterkninger i Sør-Norge

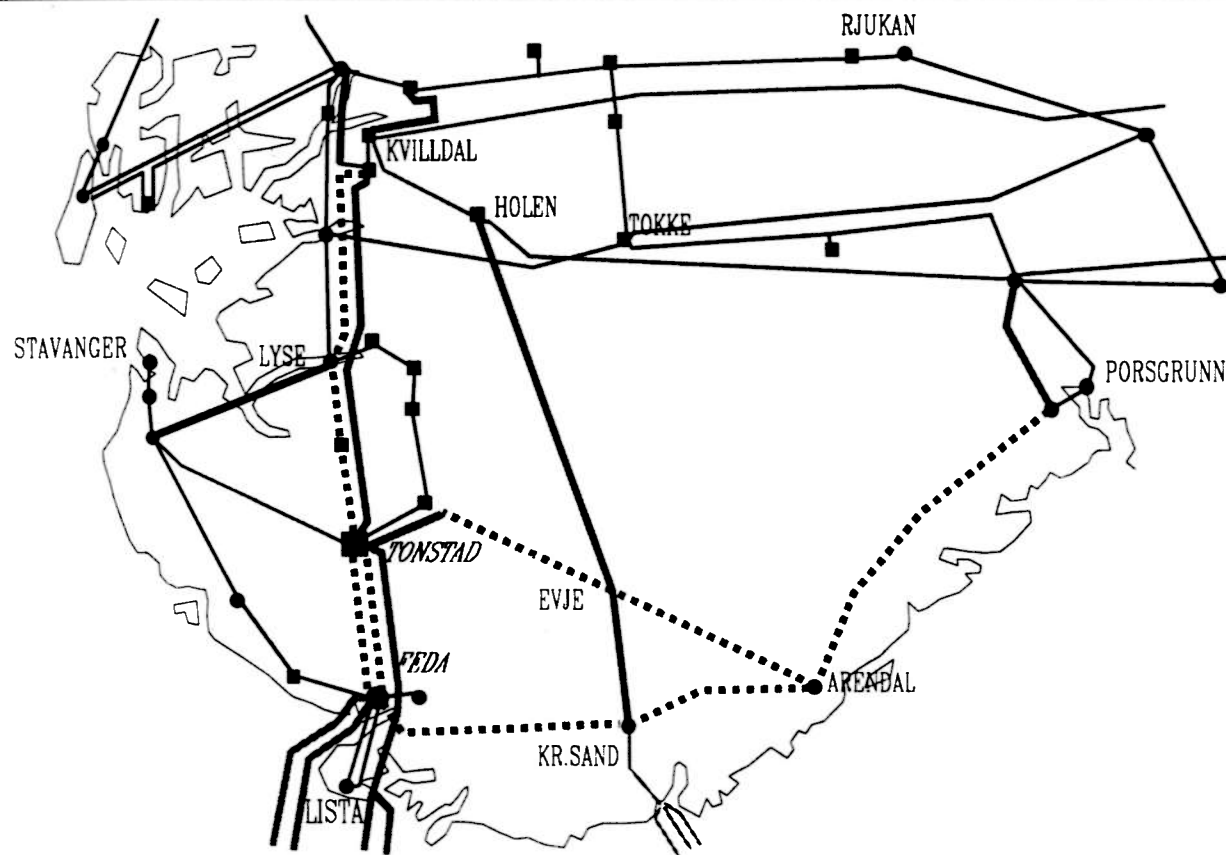
Antatt byggeprogram (senest start)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Idriftsettelse HVDC-anlegg						■	■	■
Kristiansand - Evje (50 km)	■	■	■					
Evje - Holen (90 km)		■	■		■	■	■	
Tonstad - Ulla - Førre (110 km)		■	■		■	■	■	
Lista - Tonstad (DC) (67 km)		■	■			■	■	
Kvilldal - Nesflaten (20 km)			■	■		■		
Liastølen - Sauda (25 km)			■	■			■	

■ Konesjonsbehandling

■ Bygging

Mulig langsiktig forsterkningsløsning



	Eksisterende	Ombygd	Ny
300 kV	_____		=====
420 kV	_____		=====
Likestrøm	_____		=====

Merk: Tilleggsforsterkninger vest - øst er ikke vist.

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Plenumsmøte, 20.-21. november 1996

Kostnader for forsterkningstiltak i Sentralnettet i Sør-Norge ved generell belastningsutvikling, KTK og gasskraft

- | | |
|---|------------------|
| • 300 (420) kV Lyse - Stokkeland | ca. 320 mill.kr |
| • Nettforsterkningstiltak nord - syd (inkl. Ulla-Førre) | ca. 1900 mill.kr |
| • Nettforsterkningstiltak vest - øst | ca. 100 mill.kr. |
| Sum vekselstrøm (Sentralnett) | ca. 2320 mill.kr |
| | |
| • Likestrømsforsterkninger (tillegg) | |
| 500-600 kV Is-ledning Lista-Tonstad | ca. 335 mill.kr |
| Forl. Is-kabel Lista-Feda | ca. 165 mill.kr |
| (skall ikke inngå i Sentralnettet) | |

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Plenumsmøte, 20.-21. november 1996

Nettalternativ

- **Nettalternativ 0:**

Basisløsning. Ingen nettforsterkninger utenom ny ledning Lyse - Stokkeland og temp. oppgradering av begrensende simplexledninger til 100 gr. C.

- **Nettalternativ 1**

Som alt. 2, men uten ny 420 kV ledning Saurdal - Tonstad

- **Nettalternativ 2**

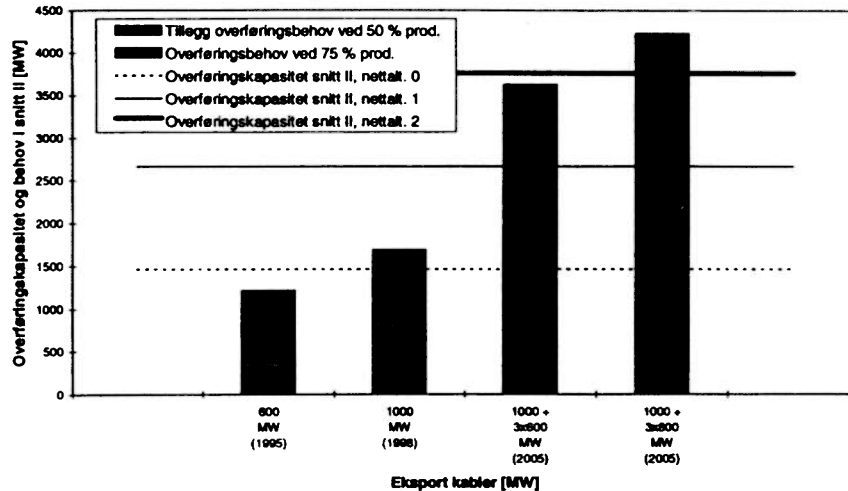
Anbefalt forsterkningsløsning med bl. a. forsterkningstiltak:

- Ny 420 kV ledning Saurdal - Tonstad
- Ny 420 kV ledning Holen - Kristiansand
- Ny 300 kV ledning Sauda - Liastølen
- Ny 420 kV ledning Nesflaten - Kvilldal
- (Lyse - Stokkeland, forutsatt)

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet

Overføringsbehov og kapasitet

Tunglast dag (last ALM 100 % av normal tunglast)



Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Planummersete, 20.-21. november 1996

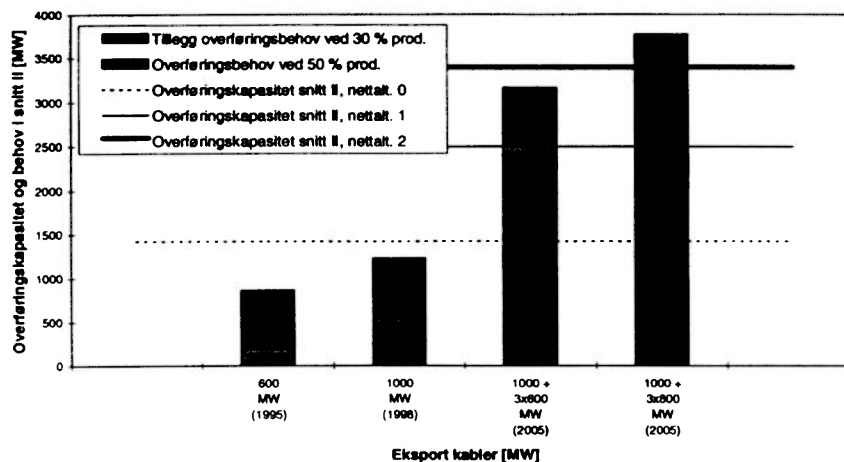
Opplysningsvesenetsvesen - NVE-01-96 - S. 1.42



Opplysningsvesenetsvesen
E-post: 24125.joh

Overføringsbehov og kapasitet

Lettlast dag (last ALM 45 % av normal tunglast)



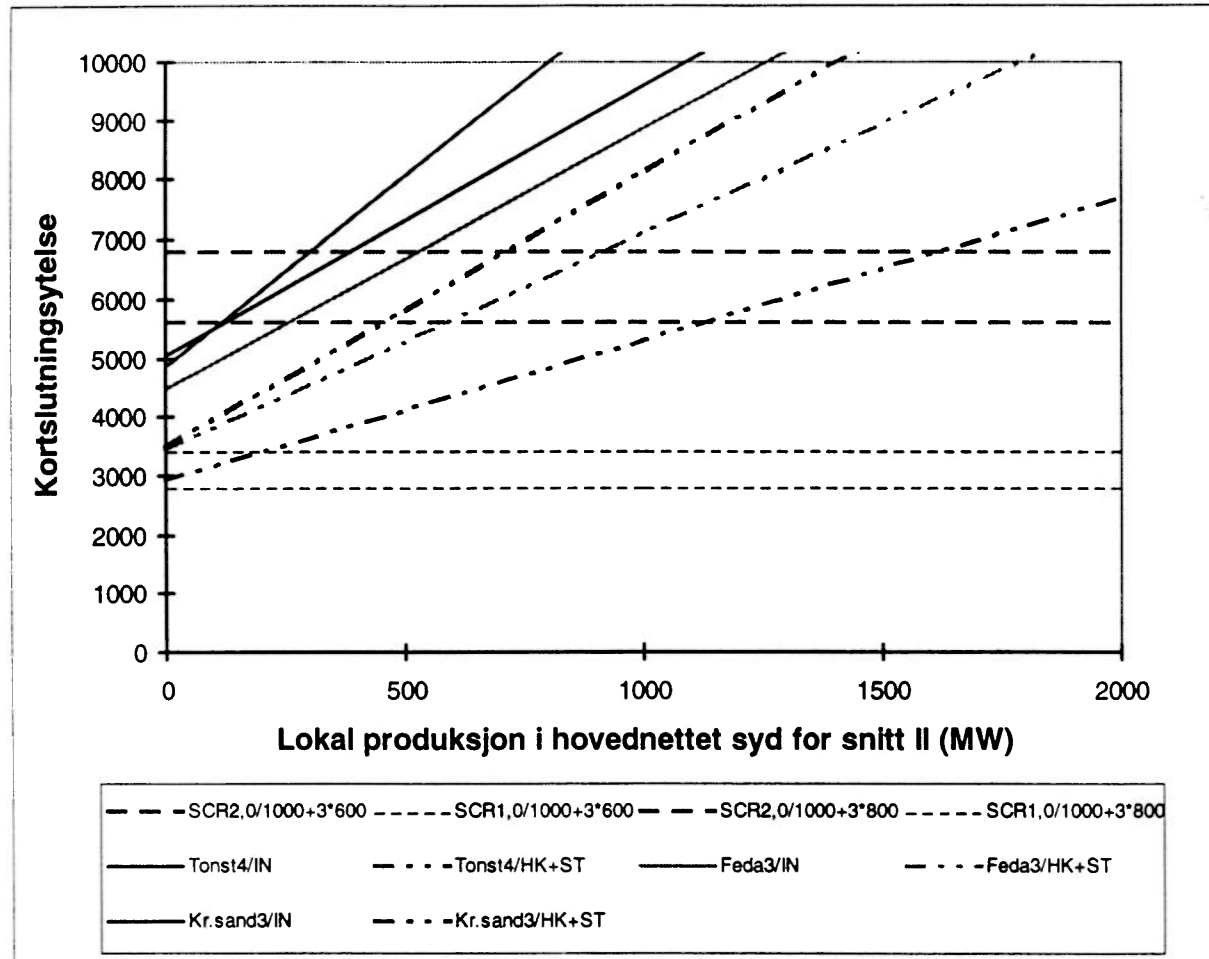
Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
NVE, Kraftsystemplanlegging, Planummersete, 20.-21. november 1996

Opplysningsvesenetsvesen - NVE-01-96 - S. 1.42



Opplysningsvesenetsvesen
E-post: 24125.joh

Kortslutningsytelse



Kortslutningsytelse (SCC: Short Circuit Capacity) (MVA)
 Kortsl.ytelse/kap.forhold (SCR: Short Circuit Ratio)
 Sterkt nett: $SCR > 4$, svakt nett: $SCR < 2$

Krav til SCR for HVDC-anlegg:
 Konv.anlegg: Eldre anlegg: ca. 2, nyere anlegg: ca 1,5(?)
 CCC-anlegg: ?

Nye vekselstrøms- og likestrømsledninger i tilknytning til de nye kabelforbindelsene til kontinentet
 NVE, Kraftsystemplanlegging, Plenums møte, 20.-21. november 1996

Oppsummering

- Inngåtte kraftutvekslingsavtaler med og nye kabler til Kontinentet vil medføre vesentlig endret driftsmønster for kraftsystemet i Norge
- Nødvendig med omfattende nettforsterknings-tiltak, særlig nord-syd på Sør-Vestlandet og i Ulla-Førre - området
- Eventuell effektutbygging på Sør-Vestlandet vil være gunstig, men bør ikke skje på bekostning av viktige nettforsterkningstiltak
- Behov og nytte av nettforsterkningstiltak vest-øst og mot Sverige vil bl.a. avhenge av forbruks-utvikling, fremtidig kraftutbygging, fremtidig importbehov og markedsforholdene Norge-Sverige

**Norges vassdrags- og energiverk
Plenumsmøte i kraftsystemplanlegging
Sandvika, 20.-21.11.1996**

16. Sluttbrukerfleksibilitet og nettplanlegging.
v/forsker Klaus Livik, EFI



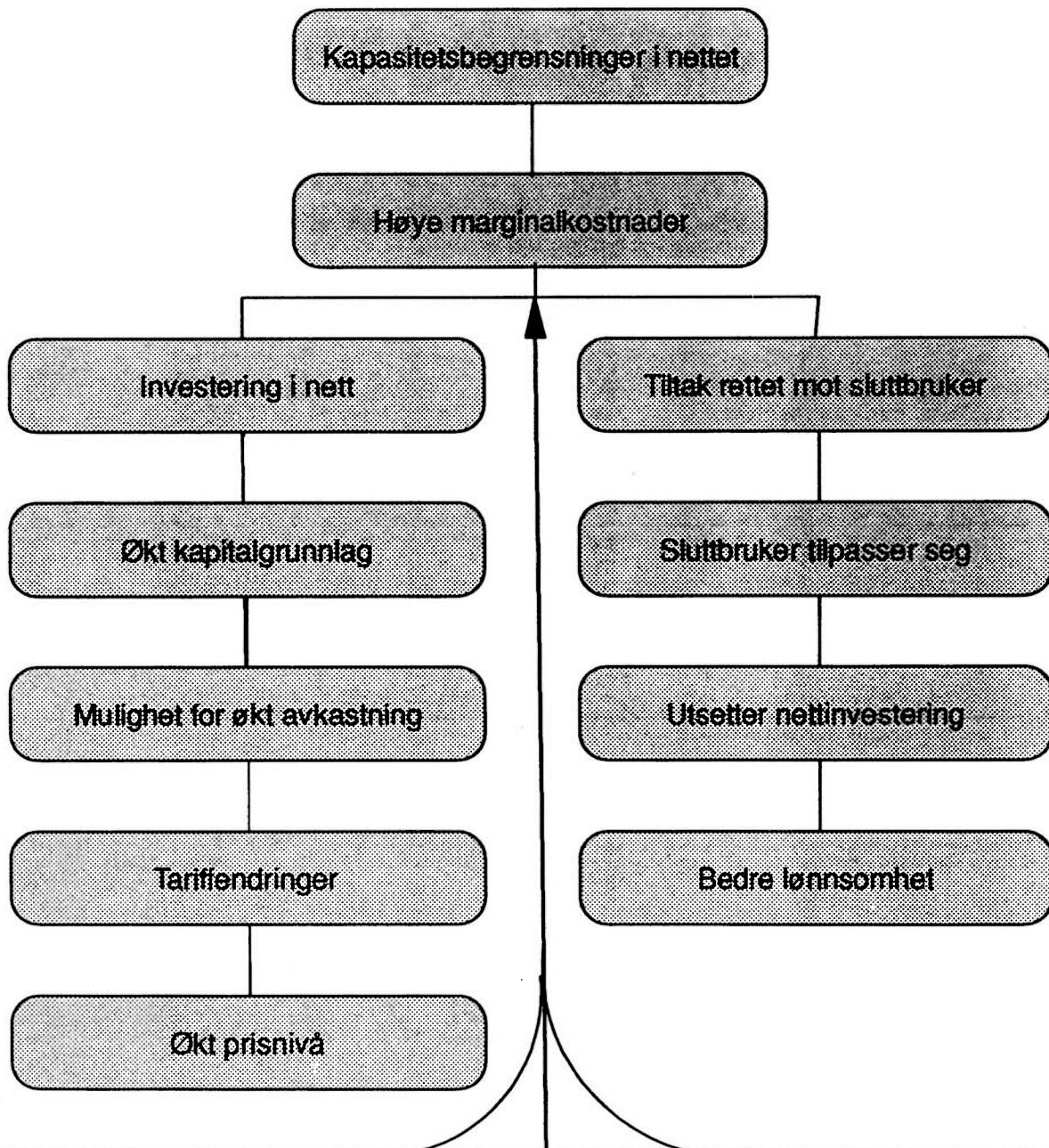
Sluttbrukertiltak utsetter nettforsterkning

- **Representerer "ukjent nytenkning" i Norge**
- **Motivasjon vil avhenge av regime**
- **Internasjonal erfaring med vellykket resultat**
- **Krever samspill mellom nettplan og kunde/reg. enøkssenter**
- **Vil påvirke tariffutforming**
- **Har samfunnsøkonomisk nytteverdi - øker potensialet for kraftutveksling (årsak: størst effektuttak i perioder størst etterspørsel på kontinentet)**



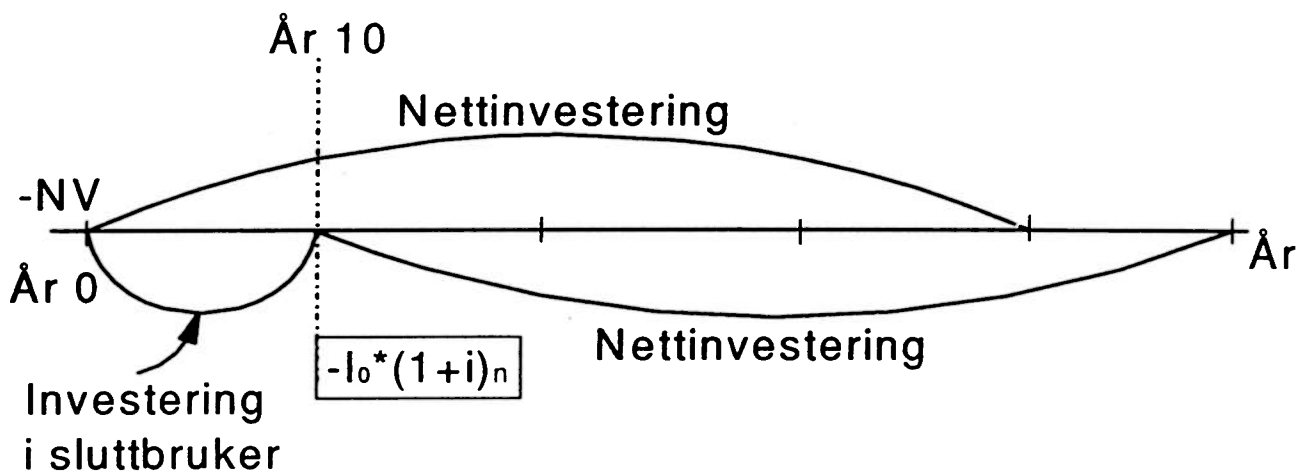
FLEKSIBELT ENERGIMARKED

Netteier's beslutningssituasjon





Virkning for produsentoverskuddet



Forutsetninger:

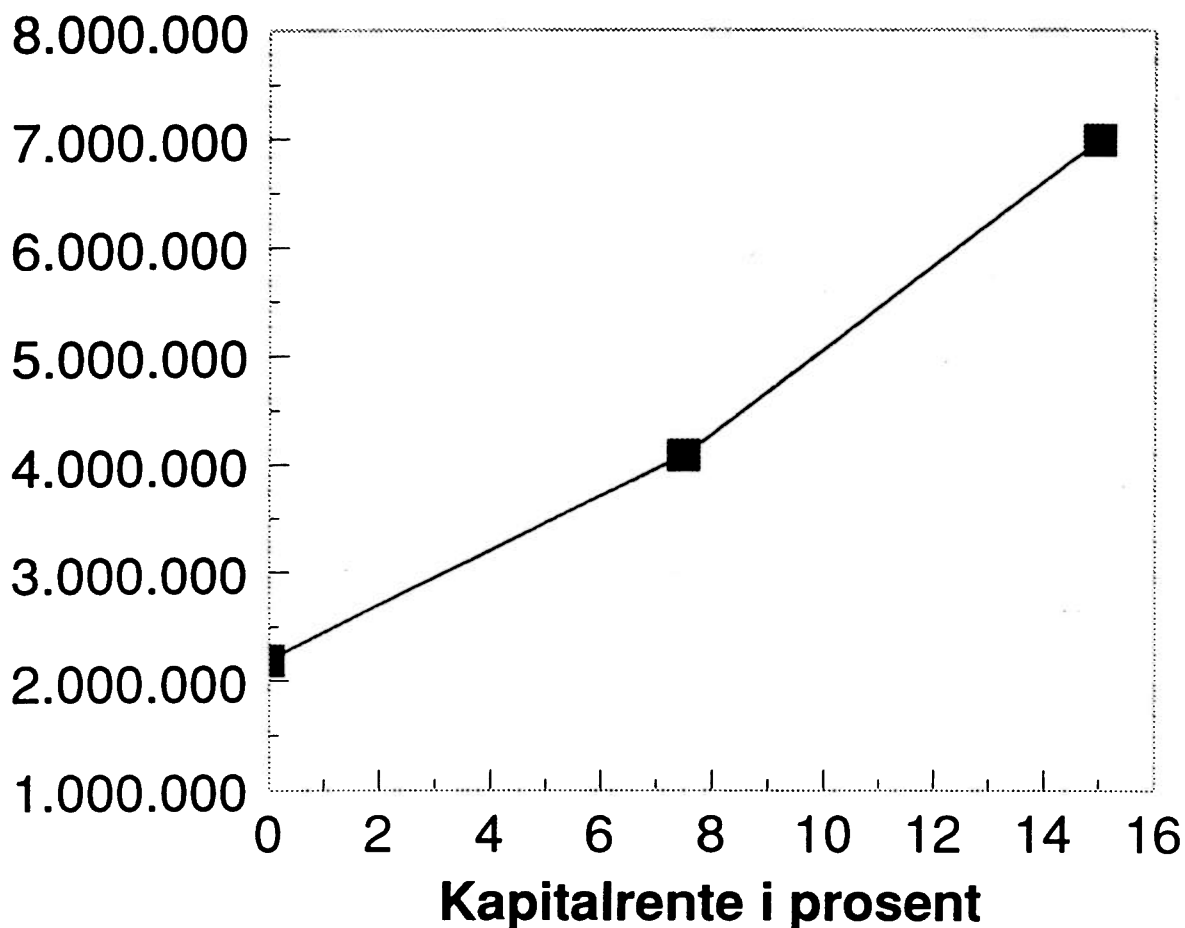
- Levetid for investering i sluttbrukertiltak 10 år.
- Levetid for nettinvestering 40 år.
- Nødvendig nettinvestering 10 millioner kroner.
- Årlig inflasjon = 2 %
- Netteier's krav til kapitalrente = 7,5 %
 - 4,1" NOK kan benyttes til sluttbrukertiltak i år 0.



FLEKSIBELT ENERGIMARKED

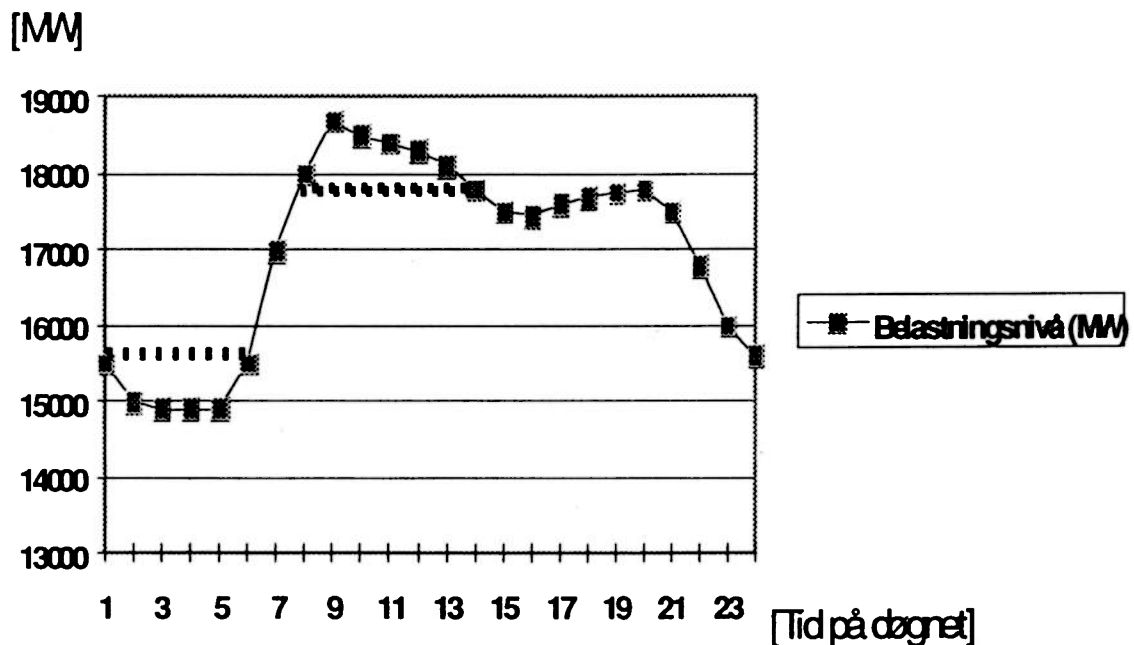
Nåverdiprofil av investering i sluttbrukertiltak

Investering i sluttbrukertiltak





Belastningsvridning



- Jevnere nettbelastning
- Bindende kapasitetsbeskrankninger medfører samfunnsøkonomisk tap
- Kan oppnås ved:
 - tidsdifferensierte tariffer
 - effektreduserende investeringer hos sluttbruker



Multiplikatoreffekt

- Multiplikatoreffekt som følge av økt kjøpekraft og konsumtilbøyelighet lik 60 %

Investeringsøkning (4,1 millioner)	Multiplikatoreffekt
+ økning i forbruk 1. omgang	$4,1 \text{ millioner} * 0,6$
+ økning i forbruk 2. omgang	$(4,1 \text{ millioner} * 0,6) * 0,6$
+ økning i forbruk 3. omgang	$(4,1 \text{ millioner} * 0,6 * 0,6) * 0,6$
+.....	

- Den opprinnelige investeringsøkning multiplisert med 2,5 .
- 10,25 millioner når investering i sluttbrukertiltak à 4,1 millioner.



Effektreduserende tiltak i Saskatchewan

- **Effektreduksjon ca. 25 MW hos sluttbruker.**
- **Virkninger for Bruttonasjonalprodukt.**
- **Ulike kundegrupper:**
 - **Husholdningssektoren: Investering à \$ 3.293.000 - Virkning på BNP \$ 2.551.000**
 - **Kommersiell virksomhet: Investering à \$2.745.000 - Virkning på BNP \$ 6.798.000.**
 - **Industri: Investering à \$ 335.000 - Virkning på BNP \$ 7.744.000**
- **Reinvesteringer gir store virkninger på BNP.**
- **Nettinvestering mindre aktivitetsøkning enn sluttbrukertiltak**



Årsaker til fokusering på effektproblematikk

- **Mulig knapphet på vannkraftenergi**
- **Norge og Sverige er ett kraftmarked**
- **Utvidet kapasitet for kraftutveksling**
- **Økt behov for kraftutveksling**
- **Effekt har verdi, men omsettes ikke**
- **Døgnvariabel markedspris på energi**
- **Konsekvensanalyser av inngåtte utvekslingskontrakter**
- **Økt forbruk av effekt**



Styring?! - Hvem, hva og hvorfor!?

- **Styring skjer hos sluttbruker ut fra:**
 - krav til komfort
 - prisnivå og prisendringer
 - prosesstekniske forhold
- **Kritiske suksessfaktorer sett fra sluttbruker:**
 - motivasjon
 - inntekt/reduisert kostnad
 - tilgjengelig teknologi
 - riktig informasjon
 - frivillighet
- **Sluttbruker er likegyldig om incitamenter skyldes nett eller kraft!!**



Motiv for tradisjonell styring

- **Avtale mellom sluttbruker og netteier om utkoblbar kraft**
 - 1 eller 24 timers varsel eventuelt 2 ukers varsel
 - primært motivert ut fra nettforhold
 - representerer en gråsoner mellom nett og marked
- **Reduserte effektkostnader**
 - nettariff med eget effektledd (kr/kW)
- **Reduserte energikostnader**
 - bruk av tidsur
 - bruk av termostater



Effektproblematikk i et europeisk kraftmarked

- **Effektkostnader blir fokusert**
 - marginale nettkostnader (kort og langtids)
 - kraftmarked med dynamiske priser ref. sluttbruker
- **Store variasjoner i kraftproduksjon natt/dag**
 - betydelige systemtekniske utfordringer
 - endring i effektuttak gir redusert systemkostnad
- **Kontinentalt preget prisstruktur i Norge**



Internasjonale erfaringer med sluttbrukeres respons på prisendringer

- **Svært variable resultater**
 - ingen prosjekter er like
 - informasjonsflyt til sluttbruker svært viktig
- **Prisendringer er viktigere enn prisnivå.**
- **Hensiktsmessig teknologi hos sluttbruker svært viktig**
- **Overstimulering i prissprang nødvendig**



Tilpasset teknologi for bruk hos sluttbruker er avgjørende

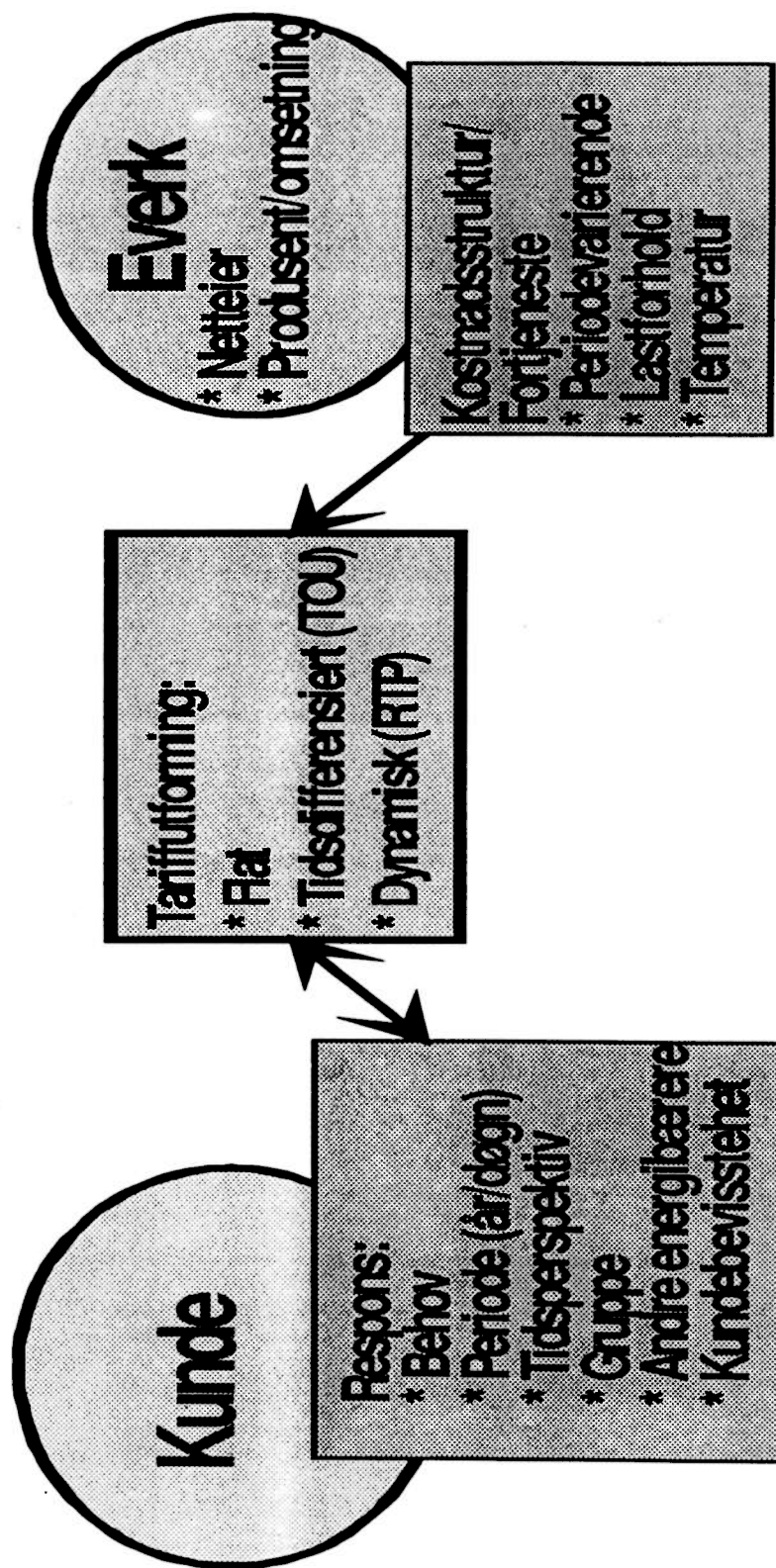
- **Total pris og prisstruktur må fram til sluttbruker.**
- **Målerterminal, SD-anlegg, styringsenhet, enkeltlast representerer ett system.**
- **Intern kommunikasjon må skje etter åpne og helst standardiserte bus-system (ECHELON, CEBUS...)**
- **Interaksjon med sluttbruker må tas på alvor.**



Manglende kunnskap

- **Hvordan er enkeltlasters forbruksmønster?**
- **Hvordan vil styring påvirke komfort?**
- **Hvordan vil sluttbruker tilpasse seg?**
 - på kort sikt (adferdsendring)
 - på mellomlang sikt (gjennomføre investeringer)
 - på lang sikt (endre holdning)
- **Hva er nytte/kost?**
 - for sluttbruker
 - for netteier
 - for kraftleverandør
 - for markedsoperatør
 - for systemoperatør
 - for samfunnet
 - for leverandører av teknisk utstyr

Sammenhenger i tarifferingen





Erfaringer med tidsvariable tariffer

- Tidsvariable tariffer kan gi nye høylastperioder.
- Tidsvariable tariffer endrer belastningsprofil.
- Ulik respons hos ulike kundegrupper (sosiale).
- Kundene ønsker mulighet til lastovervåkning og automatiske systemer.
- Relativt store forskjeller mellom lav- og høylastpriser er påkrevet for å få vesentlig endring.
- Varige tidsdifferensierte tariffer mer virkningsfulle enn testtariffer.
- "Sparing" i helg og ferie lite populært.
- Effektprising kontra tidsdifferensierte tariffer
- Effektprising i lavlast oppfattes negativt.
- Effektprising i høylast - positiv innvirkning på last
- Varighet på perioden med effektpris av betydning.



Beregnet priselastisitet i Canada

Kundegruppe	Priselastisitet på elektrisitet	
	Kortsiktig	Langsiktig
Husholdning	-0,16	-0,73
Tjenesteytende	-0,13	-0,46
Industri	-0,11	-0,45
Husholdning	-0,14	-1,10
Tjenesteytende	-0,06	-0,36
Industri	-0,09	-0,49



Eksempler på priselastisiteter

Kundegruppe	Land	Priselastisitet
Industri	USA	-0,14
	Tyskland	-0,30
	Japan	-0,10
Husholdning	Storbritannia	-0,17
	Frankrike	-0,66
	Tyskland	-3,49
	USA	-1,03
Tjenesteytende og industri	Storbritannia	-1,03
	Frankrike	-1,63
	Tyskland	-0,75
	USA	-0,55
Husholdning	Norge	-0,53
Industri	Norge	-0,65



Netteier kan være et filter mellom kunde og marked

- **Udyktig netteier hindrer kunder tilgang på markedsprodukt**
- **Udyktig netteier reduserer effektiviteten i kraftmarkedet**
- **Udyktig netteier får dårlig kundeforhold**
- **Udyktig netteier har høye tap (ohmsk og økonomisk)**

Det norske energimarkedet har lav fleksibilitet - resultatet er:

- **Store variasjoner i markedspris på kraft**
- **Upredikterbare markedspriser på kraft**
- **Lav brukstid på nettet**
- **Høye marginale nettap**
- **Høyere pris på transport**
- **Redusert produksjonsevne p.g.a. krav om reserver**
- **Økt sannsynlighet for flaskehalser i nettet**
- **Økt sannsynlighet for redusert leveringskvalitet**
- **Økt kraftimport**



EFFEKT-produkt

- **Spot-pris med times oppløsning**
- **Spot-pris på effekt i topplastsituasjon**
- **Spot-pris inklusive påslag for effektverdi**
- **Tidsdifferensiert kraftpris (natt/dag, sommer/vinter)**
- **Styrt utkobling med varierende varslings tid (1s-1uke)**
- **Styrt utkobling med varierende utkoblingstid (15 min- 3 timer)**
- **Tidsvariabel effektprising i nettariff**
- **Tidsvariabel energipricing i nettariff**



EFFEKT - Sluttbrukermarked

- **Resultatene fra prosjektet vil ha nytteverdi av kategori:**
 - Samfunnsøkonomiske
 - Ny teknologi for sluttbrukertiltak
 - Bedre nettutnyttelse
 - Økt fleksibilitet i sluttbrukermarkedet
 - Effekt som handelsprodukt (tilbakesalg)
 - Bruk av tariffer som virkemiddel
 - Sluttbruker likestilt produsent
 - Organisatorisk modell for handel med effekt



DELPROSJEKTER

- **DP1: Rammebetingelser (produktmatriser)**
- **DP2: Nett (utprøving av nye nettariffer)**
- **DP3: Kraftkrevende industri (produkt og teknologi)**
- **DP4: Alminnelig forsyning (produkt og teknologi)**
- **DP5: Ny teknologi (sluttbruker+kommunikasjon)**
- **DP6: Dr. ing. studier (Elkraft + Maskin)**
- **DP7: Miljø og ressurseffektive yrkesbygg**

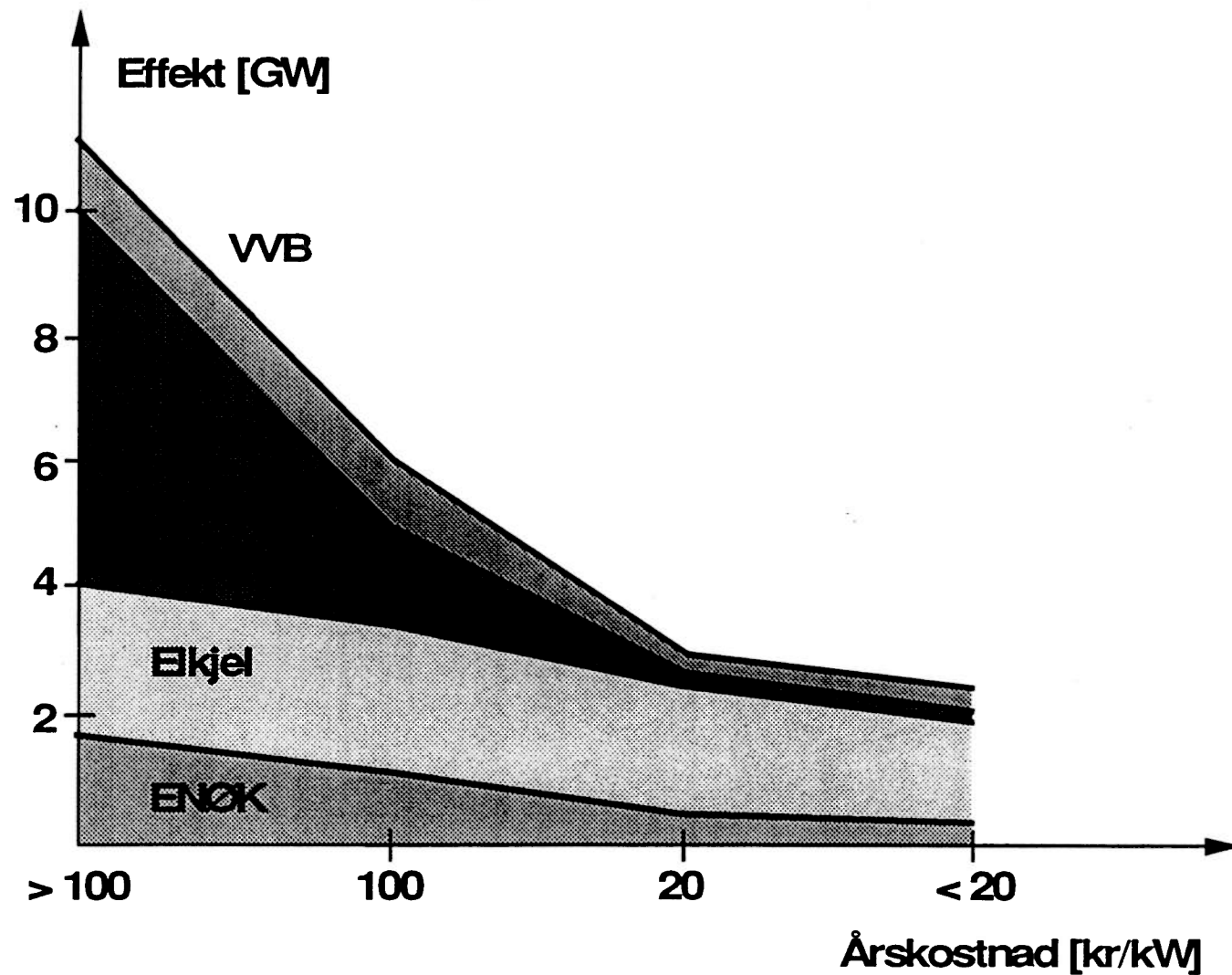


Avsluttende kommentarer:

- **Balansert avveiling mellom nettinvestering og sluttbrukertiltak.**
- **Samfunnsmessige ringvirkninger må tas hensyn til i investeringsvurderinger for at samfunnsøkonomisk beste løsning skal velges.**
- **Monopplregimet er av avgjørende betydning for om en samfunnsøkonomisk optimal løsning velges.**
- **Økt fleksibilitet i kraftmarkedet gir rom for nye produkter og tjenester.**

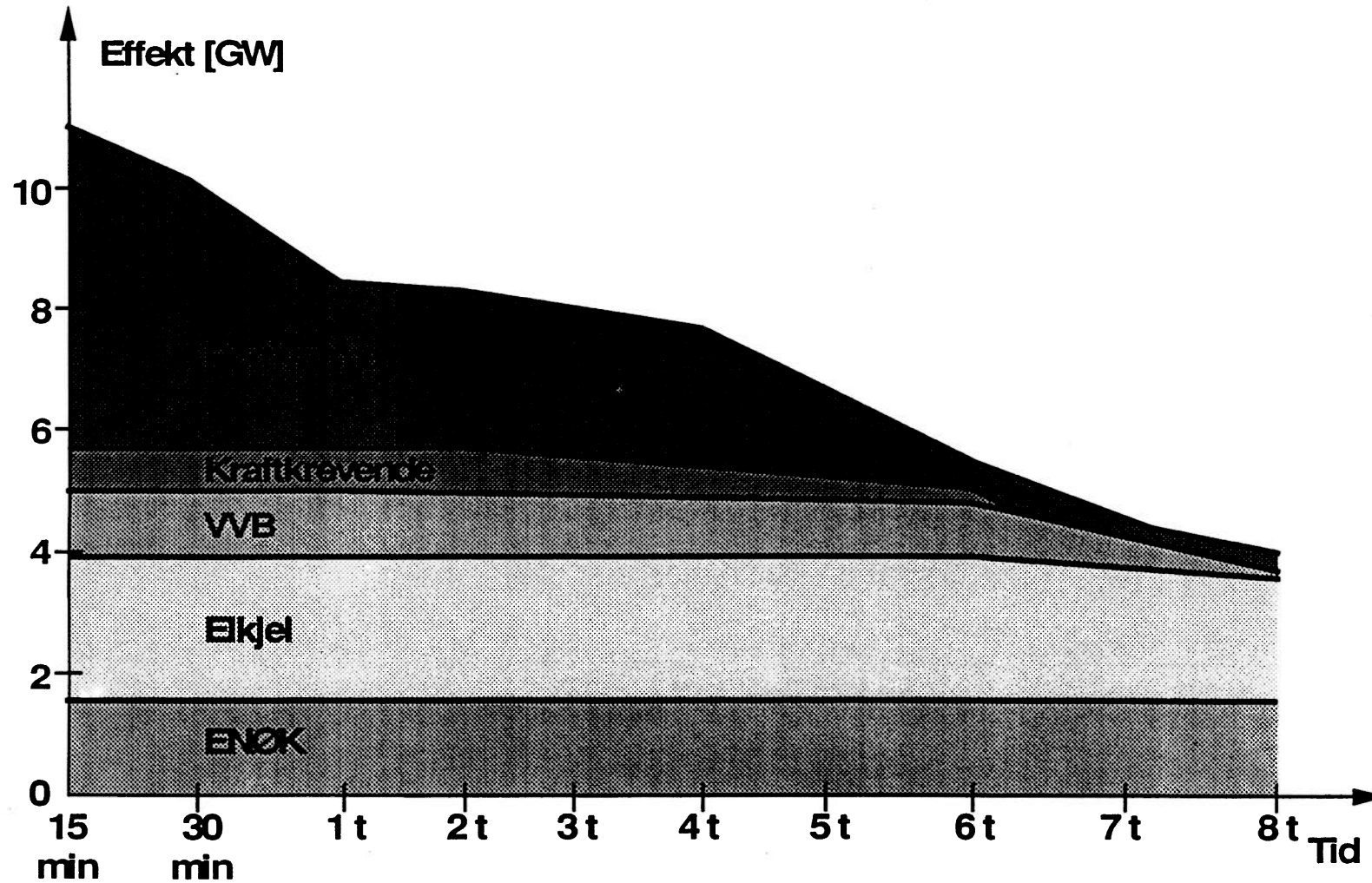
Estimert utkoblingspotensiale

- som funksjon av årlig kostnad -



Estimert utkoblingspotensiale

- som funksjon av utkoblingstid -



Tema i de fleste konsesjonssaker:

- 1. Valg av beste systemløsning**
- 2. Nærføring og helsevirkninger**
- 3. Estetiske virkninger**



Kategorier av brukere av arealene

Fastboende

Hytteiere

Turgjengere, tilreisende

Turgjengere, nærrekreasjon

Handlende (bruk av sentrum)

Bilister



**Ved planlegging av event. tiltak
trenges kunnskaper om:**

Brukerkategorier

X

Antall brukere pr. år

X

Landskapsverdi

X

Grad av nærhet til ledning



Kunnskaper om estetikk og landskap:

**1. Traséplanlegging,
planlegge avbøtende tiltak**

**2. Visualisering:
Mulig framtidig utseende**



Mulige tiltak for å redusere miljøeffekter

- 1. Kritisk vurdering av behov. Sanering*
- 2. Kabling som alternativ til luftledning*
- 3. God traséplanlegging*
- 4. Parallellføring og fellesføring*
- 5. Form og farge på master, isolatorer og liner*
- 6. Tiltak for fugl*
- 7. Tiltak ved anlegg og drift*
- 8. Skånsom trasérydding*



LANDSKAPSARKITEKTER

Deltatt på kurs i kraftledninger og landskap

Einar Berg	INTERPARES	OSLO
Lilly Mjelde	ASPLAN VIAK	BERGEN
Lisbet Haug	ASPLAN VIAK	TRONDHEIM
Steinar Alstad	ASPLAN VIAK	TØNSBERG
Aud Wefald	ASPLAN VIAK	SKIEN
William Bull	FORUM ARKITEKTER	FYLLINGSDALEN
Tor Nilsen	SCC BRUER	DRAMMEN
Helge Bakke	FESTE AS	TYNSET
Trygve Sundt	HST A/S	HVALSTAD
Kjersti Sollerud	FJELLANGER WIDERØE AS	OSLO LUFTHAVN



Ta estetiske konsekvenser alvorlig

Skaff relevant kompetanse



Innlegg ved

NVE's Plenumsmøte for Kraftsystemplanlegging

Sandvika 20.11.96:

“SENTRALNETTETS UTSTREKNING”

v/ Lars Voldhaug

Statnett SF

Innhold

1. Kort historisk tilbakeblikk
2. Energilovens intensjoner vedr. hoved-/sentralnett
3. Sentralnettets innhold
4. Sentralnettets utstrekning
5. Konsekvenser av endringer av sentralnettets utstrekning
6. Modellene i Mars-rapporten

1. Kort historisk tilbakeblikk

Kraftnettet i Norge, både mellom landsdelene og innen de enkelte regioner, er på mange måter et speilbilde av historien om vannkraftutbyggingen og elektrifiseringen i Norge. Typisk er ledningene fra kraftverket oppe i dalen eller inne i fjorden, hvor også industrisamfunn ble reist, til by-områdene lang kysten, hvor potensialet for alminnelig forsyning lå. Senere ble landsdeler bundet sammen og neste omgang Norden. I perioder tidlig i utviklingen ble linjer bygd dels for å skaffe marked for kraften, bl.a. fordi forbrukssystemet lå etter i utviklingen. Siden 50-tallet var det derimot utviklingen av velstandssamfunnet og veksten i forbruket som i det vesentlige drev utviklingen, både i produksjonssystemet og i regional - og hovednettet. Produksjon og overføring av kraft stod i nær sammenheng, også eiermessig, og oppdeckingsplikten i konsesjonsbestemmelsene sammen med den fortsatt sterke veksten i forbruket frem til slutten av 80-tallet, var med og dannet grunnlaget for den sterke posisjonen til lokale og regionale selskaper. Så flater forbruksveksten litt ut, vi får Energiloven, gyldig fra 1.1.91, og nettselskapet Statnett og produksjonsselskapet Statkraft dannes etter nedlegging av Samkjøringen og det tidligere Statkraft.

Det fysiske nettet er altså utviklet under andre rammebetingelser og incentiver enn 90-tallets. Oppi dette er det så at nettet skal betraktes som en markedsplass dekkende hele landet, og etter 1.1.1996 også Norge/Sverige. Hensiktsmessig eller ikke, *organisasjonen* er det mulig å tilpasse relativt raskt, sjønt heller ikke dette vel ennå er utløst. *Det fysiske nettet*, derimot, kan uansett bare utvikles langsomt. Gapet mellom liv og lære, mellom det fysiske mulige gitt dagens nett, og de ideelle mål om kraftnettet som et åpent "torg", erfares nesten daglig på hovednettnivå. Gapet er antakelig større på regionalnettnivå, som i sterkere grad har røtter i den tidlige fasen av kraftutbyggingen i Norge. Regionalnett har en stor del av produksjonsapparatet og hele forbruks-systemet (ekskl. deler av kraftintensiv industri) tilknyttet seg. Distribusjonsnett, er bortimot "uproblematisk" i denne sammenhengen, fordi svært liten del av produksjonsapparatet er tilknyttet spenningsnivå under 30 kV.

2. Energilovens intensjoner vedr. hoved/sentralnettet.

I h.h.t. [ref 3.] setter loven som prinsipielle mål for kraftforsyningen:

- samfunnsøkonomisk rasjonell utnyttelse av kraftressursene
- tilrettelegging av en sikker kraftforsyning
- utjevning av priser til forbrukere

Målene søkes oppnådd gjennom deregulering og introduksjon av konkurranse. Nettet (på alle nivå) defineres som naturlige monopoler, hvor kjernevirksomheten er:

- nettutvikling (planlegging og investeringsbeslutning)
- driftskoordinering (systemdrift)
- tariffing, måling og avregning (økonomisk oppgjør)

Effektivisering søkes oppnådd gjennom deregulering og introduksjon av konkurranse på alle andre områder (produksjon, teknisk drift, vedlikehold, bygging, etc.).

Med hensyn til hovednettet er, iflg. [ref.3], intensjonen i energiloven bl.a. at:

- Hovednettet skal yte transporttjenester til aktørene i kraftmarkedet. Det organ som administrerer denne funksjon (nettorganisasjonen) skal ikke delta i krafttransaksjoner.
- Hovednettet/sentralnettet må ha en utstrekning slik at en rasjonell og effektiv omsetning av kraft mellom aktørene fremmes.
- Regelverk og tariffer for hovednettet/sentralnettet må stille alle aktører (kraftprodusenter og -kjøpere) likt. Adgangen til nettet skal være åpen for alle aktører.
- Geografisk avstand mellom aktørene skal ikke hindre omsetning av kraft.
- Hovednettet skal utbygges og vedlikeholdes samfunnsøkonomisk rasjonelt.
- Historisk nedlagt kapital skal gi en rimelig avkastning.

Energiloven gir ingen konkret veiledning for avgrensing av sentralnettet. I Stortingsprop. nr. 100 (1990-1991), som danner grunnlaget for opprettelsen av Statnett, heter det at:

“Hovednettet(sentralnettet) sikrer en utjevning av krafttilgang på landsbasis, muliggjør samkjøring med naboland og legger et fysisk grunnlag for handel med kraft mellom ulike energiverk.”

Videre heter det (meldingen er ikke helt klar i distinksjonen mellom hovednettet og sentralnettet):

“En viktig oppgave for Statnett blir å foreta en inngående vurdering av det fremtidige sentralnettet, Foretaket må klarlegge sentralnettets utstrekning ut fra hensynet til markedsadgang og administrativ tilknytning til kraftmarkedet for brukerne. Det er også viktig at Statnett tar ut overføringsanlegg som ikke lenger har sentralnettsfunksjoner.”

Ref. 3 tar heller ikke konkret stilling til utstrekningen, men fokuserer på at *vilkårene* for alle involverte parter i kraftoverføring utvikles og avklares på tilfredsstillende måte. Det uttaler videre at:

“en konkret vurdering av utvidelse av sentralnettet vil etter utvalgets syn snarere bli en konsekvens av den praksis som etableres for slik overføring, enn et selvstendig mål.”

Det synes klart at den markedsplassen" (=hovednettet ?) som nettet etter Energilovens intensjoner er ment å være, omfatter store deler av regionalnettet, hvor det idag er ca vel 60 eiere med egne regionalnettstariffer, og vel 110 eiere totalt (på 50, 66, 110 og 132 kV). Statnett er største eier på 132 kV nivå, med 30 % andel av ledningslengden. De fleste av de større av disse eierne, med unntak av Statnett, har pr. idag også egne produksjonsinteresser og/eller er eiere av distribusjonsnett.

En utvikling av sentralnettetet er derfor uløselig knyttet til utviklingen i regionalnettene. Dette er en av hovedforutsetningene i [ref.1], hvor hovedinnholdet er en presentasjon av modeller for samling til større enheter på regionalnettnivå. Modellene gjengis kort i slutten av dette

innlegget, mens hovedkommentarene her knytter seg til selve sentralnettet og dets grensesnitt mot regionalnettene. Kommentarene vil forøvrig langt på vei være gjeldende også for regionale fellesnett, i den grad disse kan betraktes som "mini-sentralnett".

3. Sentralnettets innhold

Kapitalgrunnlag

I Sentralnettet inngår nå nett på de høyeste spenningsnivå i Norge, d.v.s. 420 , 300 og 132 kV, og flere netteiere inngår. Enkelte ledninger på 300 kV, og mange på 132 kV inngår ikke i Sentralnettet. Etter "Tveiten-vedtaket" i 1995 inngår også transformering ned t.o.m. 47 kV, der det fra før er sentralnettspunkt på høyere nivå. Pr. idag er Statnett den dominerende eier med henimot 80 % av kapitalen i sentralnettet. Statnett er også operatør for sentralnettet.

Årskostnaden i sentralnettet fremgår av følgende tabell i relasjon til kostnader i nettet forøvrig:

Nettnivå	Årskostnader [Mrd/år]	Andel av tot.	Andel kapitalkostn.
Sentralnett	2,4	13 %	75 %
Regionalnett	4,0	22 %	60 %
Distribusjonsnett	12	65 %	40 %
Sum	18,4	100 %	~50 %

Felles tariffområde.

Sentralnettet er primært et definert felles tariffområde, hvor tariffer ideelt skal utformes slik at de gir sentralnettsoperatøren de riktige signaler til ny *utbygging* og en riktig *utnyttelse* av nettet i driftsfasen.

Detaljer i tariffene omhandles ikke her, men en stor forskjell fra tidligere er introduksjon av *punkt-tariffer*, like for alle sentralnettspunkt, uavhengig av spenningsnivå og kun korrigert for ulik virkning på marginale systemtap for uttak resp. innmating i de ulike punkt (energileddet). Tariffnivå og -prinsipper er gjenstand for årlige justeringer. Kundeforholdet reguleres gjennom *tilknytningsavtalen* for sentralnettskunder.

Innleieordning

Anleggsdeler leies inn til sentralnettet, med forankring i Sentralnettsavtalen. Ledninger og kabler godtgjøres i hovedsak etter etter avskrivning av nedlagt kapital (lengdeavhengig) over h.h.v. 20 og 25 år. Øvrige anleggsdeler godtgjøres etter normerte satser, transformatorer og kompenseringsanlegg pr. MVA ytelse, brytere pr. felt, o.s.v.. Sentralnettsavtalen er sagt opp av Statnett pr. 31.12.95 med fem års oppsigelse og skal reforhandles.

Systemdriftsansvar.

Som operatør av sentralnettet har Statnett det overordnede ansvaret for driftskoordineringen av sentralnettet og store deler av regionalnettet. Som systemdriftsoppgaver inngår bl.a.:

- kontroll av lastflyt i forhold til flytgrenser
- utarbeidelse av kortids balastningprognose

- revisjonsplanlegging
- håndtering av flaskehalser, gjennom opprettelse av prisområder og/eller spesialreguleringer
- overvåking av kortsiktig energibalanse regionalt, nasjonalt og innen Norden
- koordinering av gjenopprettelse etter feil

De praktiske koblinger og ansvaret som følger av dette delegeres til andre, oftest de enkelte netteiere.

Kraftsystemplanlegging

Sentralnett er definert som ett eget område innenfor NVE's ordning for kraftsystemplanlegging, i tillegg til de 22 regionale ansvarsområdene. Dette betinger nær kontakt mellom Statnett og hvert enkelt av disse områdene.

Tidligere var de styrende organer for sentralnett ikke med i planleggingsfasen ved utbyggingen av overføringsanlegg. De kom vanligvis først inn i etterhånd når anlegget var vedtatt eller bygget og avgjorde da om det skulle tas inn i sentralenettet. Nå er det en forutsetning at de styrende organer for sentralnett selv vurderer behov for ny overføringskapasitet. Kompetansen innen systemplanlegging, markedsvurderinger, investeringsanalyse og økonomi er da også betydelig styrket hos sentralnettsoperatøren i de senere år, samtidig som operatørens (Statnetts) roller er søkt klargjort.

Spleiselaget.

I sentralnett inngår anlegg med forskjellig utnyttelse (effekt- og energigrunnlag), utførelse, alder, lengde, topografiske og klimatiske betingelser. Tariffens faste ledd (tiknytningsledd og effektledd) er like for alle punkt, uavhengig av beliggenhet, spenningsnivå, leveringspålitelighet og spenningskvalitet. I dette ligger en betydelig fordelingseffekt, som vel er noe av årsaken til de stridigheter som sentralenettet er gjenstand for, spesielt hva angår sentralnettets utstrekning. Denne problemstillingen er ikke spesiell for sentralnett og er prinsipielt lik den ethvert everk everk møter innenfor sitt område og som håndteres daglig, uten videre støy. Med tanke på tariffmessige konsekvenser for sluttbruker har antakelig lokal kostnadsfordeling innen distribusjon langt større betydning enn de overføringer som virker gjennom sentralnettets oppgjør.

Spørsmålet om hvor langt fellesskapet skal strekke seg er minst like mye et politisk spørsmål, ref. Energilovens intensjon om prisutjevning, enn et spørsmål om hva som er rasjonelt eller ikke. Å ta store deler av sentralnett ut av f.eks. Nord-Norge vil høyst sannsynlig føre til krav om kompensasjonsordninger for å dekke opp merkostnader som naturgitt ligger til landsdelen. p.g.a. store avstander og relativt lite belastningsunderlag. Dette vil også kunne begrunnes i at leveringspåliteligheten der er lavere enn i resten av landet.

Både under det tidligere og det nye regimet ligger det føringer om at sentralnett, som det øverste nettnivået, skal være landsdekkende. At høyeste spenningsnivå i sentralnett er 132 kV i visse landsdeler er i denne sammenheng uttrykk for at sentralnett i dette området er bygget ut for hva det er rasjonelt grunnlag for der, og at sentralnett yter sentralnettstjenester til sentralnettspris, på samme måte som i de deler av landet hvor sentralnett vesentlig består av 420 og 300 kV anlegg.

4. Sentralnettets utstrekning

Ifølge [ref 1] har sentralnettet fått en utstrekning *“.....som følge av løsning av enkeltsaker, og uten den veiledning som gjennomgående og robuste prinsipper for utstrekning vil kunne gi. På sikt vil likevel enkeltsakene kunne gi grunnlag for etablering av slike gjennomgående prinsipper”*. Tveiten-saken (se pkt.3) er ett, hvor hensynet til likebehandling veide tungt i de etterfølgende handlinger fra Statnetts side, noe som i sin tur igjen har skapt betydelig strid.

Rapporten av mars 1996 kan sies å være det ferskeste forsøket på å anviser prinsipper for sentralnettets utstrekning. Mot slutten av dette innlegget gjengis hovedkonklusjoner fra denne rapporten. Innledningsvis gis her noen generelle kommentarer vedr. nettorganisering.

Om grensesnitt.

Noe av intensjonen bak ordningen med regional kraftsystemplanlegging og anleggskonsesjon, er at nettet skal utvikles som om det stod én eier bak det. Organisatoriske og tariffmessige grensesnitt (horisontalt og vertikalt) vil vel alt i alt snarere hemme enn fremme en slik utvikling, ref. f.eks. “bypass”, nærpunkt, parallellnett og transformeringsproblematikk. Overliggende nettnivå vil også kunne utsettes for investeringspress som kan være kostnadsdrivende, i det at kostnader i overliggende nett fordeles på et stort antall aktører. Ikke dermed sagt at én stor organisasjon automatisk vil være garantist for en mer rasjonell utvikling. “Valget” står mellom krav til intern styring og dimensjoneringskriterier i én stor organisasjon på den ene siden og et “mangfold” av organisasjoner med regler som sikrer rasjonalitet også i grensnittene. En nøkkel vil i begge tilfeller være bruker-representasjon.

Sentralnettets utstrekning - kriterier for avgrensing.

Ref 4. fokuserer på markedet i forsøket på definere sentralnettsfunksjoner og at:

- “Sentralnettet gir kraftprodusenter utvidet adgang til å få levert og forbrukere utvidet adgang til å få kjøpt elektrisk energi”.

Det er vanskelig å se at ikke også regionalnett bør bidra til dette, og Ref.1. påpeker derfor at:

- “Rene funksjonskriterier vil møte det problem at entydighet søkes definert ved begreper som i seg selv ikke er entydige.”

og hevder at et spenningskriterium er entydig og delvis også gir uttrykk for funksjon. Videre siteres herfra:

- “Når det gjelder valg av spenningsnivå, så vil 33/66/132 kV nivåene være nært knyttet sammen og ha regionale avgrensinger. 300/420 kV nettet dekker nesten hele landet i ett sammenhengende system, mens 132 kV nettet i enkelte deler av landet vil ha tilsvarende funksjon. Arbeidsguppen legger derfor til grunn et spenningskriterium på 200 kV med tilleggskriterium om en akseptabel geografisk utstrekning.”

Konsekvensen av dette er et noe redusert sentralnett sammenlignet med i dag, og en annen viktig forutsetning i Ref.1. er at:

- “Anlegg for nedtransformering tilhører kostnadmessig det underliggende tariffområdet.”

Et redusert sentralnett betinges i Ref. 1. av en tilfredsstillende nyorganisering på regionalnettsiden. Løsninger for dette er presentert i fem alternative Modeller. Disse er listet opp i pkt. 6 her, og er ellers tema i neste foredrag. Dette er vesensforskjellig fra konklusjonene i ref. 4 og ref. 5, som begge gir anbefalinger om et *utvidet* sentralnett.

Forutsetningene i Ref 1. er søkt implementert i forhandlinger mellom Statnett og SFO, avsluttet i protokoll av 1.7.96 med særmerknader fra partene. Her var ambisjonen å ta ut 132 kV ledninger allerede fra 01.01.97. Utover høsten har dette vist seg for tidlig i forhold til de sonderinger som har pågått i enkelte områder av landet. I budsjett for sentralnettet for 1997 er derfor en uendret utstrekning lagt til grunn.

SFO hevder spenningskriteriet konsekvent, hvilket innebærer at deler av landet blir satt utenfor sentralnettet, mens Statnett hevder prinsippet om et landsdekkende sentralnett, uavhengig av spenningsnivå, og dette gjelder spesiell 132 kV nettet fra Balsfjord til Kirkenes og fra Ørskog til Fardal.

Statnett hevder også konkret at visse andre ledninger på 132 kV bør være med i sentralnettet:

“For å sikre et funksjonsdyktig nett på øverste nivå bør også 132 kV parallellnett, som nettet med systemspenning over 200 kV er helt avhengig av for å oppnå tilfredsstillende leveringssikkerhet i sentralnettet, inngå i sentralnettet.”

SFO hevder på sin side at:

“Sentralnettets behov for overføring kan dekkes gjennom “kanal-leie” til fellesnettet i egen avtale mellom sentralnettet og det regionale fellesnett. Dette sikrer regional styring og lokalt kostnadsansvar i sammenhengende fellesnett.”

Partene synes å være enige om:

Mellomriksforbindelsene på spenning under 200 kV inkluderes i sentralnettet.

Å ta de fleste 132 kV ledningene på Østlandet, i Trøndelag og i Helgeland/Salten ut av sentralnettet (der det er 300/420 kV ledninger)

Å ta inn alle ledninger på 300 kV som idag ikke er med i sentralnettet.

“Hvis det ikke lar seg gjøre å få til en rasjonell organisering og drift av regionalnettene fra 01.01.98 er partene enige om at grensesnittet mellom sentralnettet og regionalnettet vurderes på nytt med utgangspunkt i at nedtransformering og 132 kV linjer som pr.01.01.97 tas ut av sentralnettet, blir tatt inn i sentralnettet igjen.”

De respektive styrever har stilt seg bak særmerknadene i protokollen. Saken er oversendt NVE for avgjørelse. Det forligger pr. idag intet nytt om dette.

Alternativer i h.h.t. protokollen er gitt i vedlegg 1.

5. Konsekvenser av endringer i sentralnettets utstrekning

Med et redusert sentralnett vil en del av felleskostnadene og -inntektene tilordnes de nye regionale nettenheter, med en spesifikk regional fordeling. Dette vil gi ulike utslag på regionalnettstariffen i ulike deler av landet. Regionale "skjevheter" vil på den måten bringes frem i dagen.

Kapitalgrunnlaget i sentralnettet etter maks. alternativet til Statnett i protokollen av 1.7.96 vil være 2,1 Mrd og 1,6 Mrd ved min. alternativet (SFO) (25 % reduksjon). Dette anslås å gi en reduksjon i sentralnettstariffen på 5 %.

En reduksjon i sentralnettets utstrekning vil i seg selv ikke befordre noen effektivisering av sentralnettet. Dette er (som nå) avhengig av investeringsnivå, styring, dimensjoneringspraksis og myndighetenes rammebetingelser.

Statnetts ledninger på 132 kV som vil inngå i nye regionale nettløsninger vil kunne nyte godt av eventuelle effektiviseringsgevinster som kan ses realisert innenfor de enkelte regioner. Konkret gjelder dette drift og vedlikehold.

For monopolfunksjonene i sentralnettet anses en reduksjon i utstrekningen å ha marginal betydning.

6. Modeller for ny nettorganisering etter Rapporten av Mars -96.

Ref 1. presenterer alternative løsninger for ny organisering av nettet på sentral- og regionalnettnivå. Modellene er skissert i vedlegg 2 og gis, med unntak av dagens ordning, en kort beskrivelse her:

Modell II. Regionale fellesnett

Et overliggende sentralnett (>200 kV) og et antall frittstående regionalnett organisert som flere fellesnett. For innholdet i fellesnettbegrepet henvises til neste foredrag. Tresjiktsmodell

Modell III. Regionalisert sentralnett.

Et stamnett (>200 kV) og et antall regionalnett organisert som flere fellesnett innefor én rammeavtale, Sentralnettsavtalen. "2,5-sjiktsmodell"

Modell IV. Utvidet sentralnett

Et utvidet sentralnett ned til 22 kV organisert som ett fellesnett. Tosjiktsmodell

Modell V. Distriktsnett

Ett sentralnett og et større antall regional- og distribusjonsnett organisert som flere fellesnett. Tosjiktsmodell.

Anbefaling etter rapporten

Arbeidsgruppen som framla rapporten anbefalte en videre drøfting og bearbeiding av Modell II og Modell III innen bransjen i samarbeid med myndighetene.

Fremlegging og reaksjoner på regionale møter i regi av EnFO og SFO har fokusert på Modell II, "regionale fellesnett". Modell III, "regionalisert sentralnett", er lite omtalt og ikke bearbeidet videre, men antas å skille seg fra modell II ved en tettere organisatorisk binding mellom regionale enheter innbyrdes og mot overliggende nivå. M.h.t. antall regionale enheter antas det ikke å skille mye.

Det er også påpekt at 53 % av kundemassen sogner til selskaper hvor regional- og distribusjonsnett er integrert og med direkte forbindelse til sentralnettet. Det er derfor etterlyst en nærmere utredning av Modell V, og uttrykt bekymring for å introdusere mellomsjikt i form av Modell II i områder der det fra før er bare to sjikt i nettvirksomheten. Distribusjonsnettsiden uttrykker generell misnøye med at virksomheten ikke har fått nok fokus i utredningen.

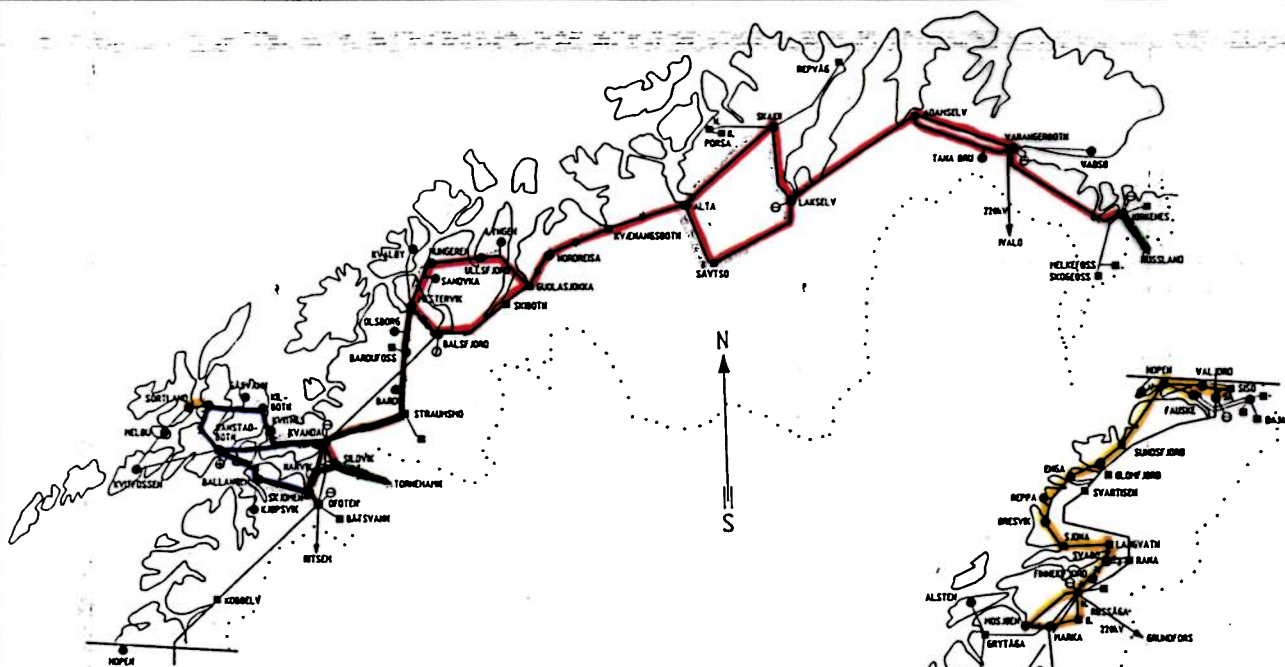
I kjølvannet av utredningen har EnFO og SFO gitt mandat til to arbeidsgrupper, for utarbeidelse av forslag til h.h.v. avtaleverk for regionale fellesnett og regional inndeling av fellesnett, i henhold til arbeidsgruppens anbefaling fra Mars 1996.

Forslagene vil foreligge i løpet av november, for inndelingen av fellesnett sitt vedkommende med alternativt 17, 14 og 10 regionalnettsområder. Det konstateres at i områder der 132 kV er høyeste spenning, synes det ikke å være grunnlag for mer enn to sjikt, d.v.s. distribusjonsnett som det ene og reg. fellesnett *eller* sentralnett som det andre. M.h.t.

Referanser:

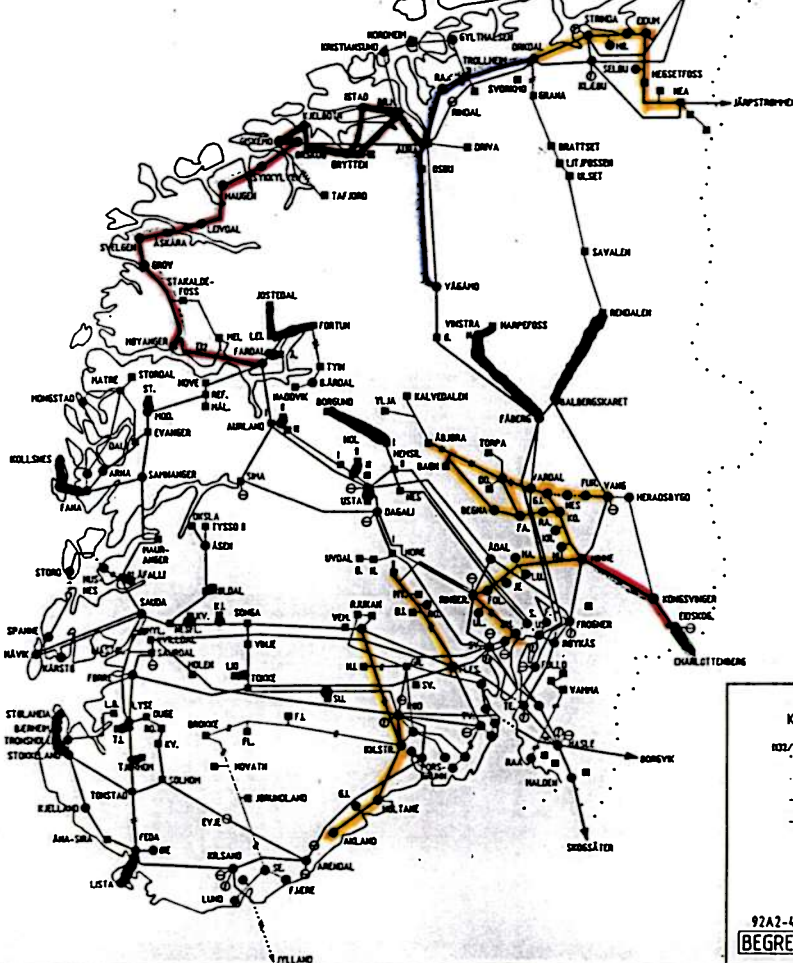
1. "Sentralnettets utstrekning." Rapport av 1.03.1996 v/Arbeidsgruppe nedsatt av ENFO, SFO og Statnett.
2. Protokoll av 1.07.1996 etter forhandlinger mellom Statnett og SFO om sentralnettets utstrekning
3. "Rapport fra arbeidsutvalget for revurdering av Sentralnettsreglene." Samkjøringen, 28.06.1990
4. "Sentralnettets utstrekning. En Prinsippiell Analyse" v/Bjørndal, Hope, Husum (SNF). 1994.
5. "Alternativer for det fremtidige sentralnettets utstrekning." v/Statnett, Kraftsystemdivisjonen, Juni 1995

VEDLEGG 1



Følgende ledninger er markert etter valgte kategorier, i tillegg til de 132 kV ledninger som det er enighet om skal ut av sentralnettet:

- Kategori: 0 (Enighet i protokollen)
- Kategori: 1 (Konkret særuttalelse fra Statnett.)
- Kategori: 2a (Viktig reservebetydning for 300 kV- og 420 kV ledninger)
- Kategori: 2b (Viss reservebetydning for 300 kV- og 420 kV ledninger)
- Kategori: 3 (Ledninger over 200 kV som kommer inn i sentralnettet.)
- 132 kV ledninger som det er enighet om i protokollen skal ut av sentralnettet.



Statnett

KABEL: LINJE: STADIUM 01.01.95

102/300/420 kV 132 kV 300 kV 420 kV

SENTRALNETTET

VITTE BEHOLDNINGER

UNDER BYGGING

PLANLAGT

DRIFT MED ANNE SPEDNING

KRAFTSTASJON

TRANSFORMATORST./VIRKSEL.

KOMPENSATORSTASJON/BATTON

INTERNE FASIKOMPENSATOR

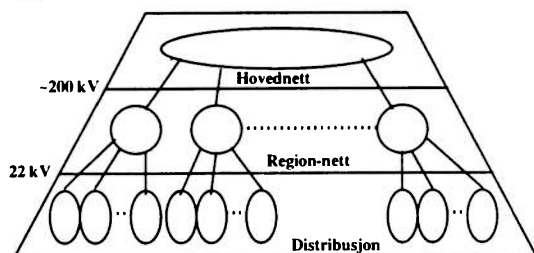
92A2-4-964c
BEGRENSET

Vedlegg 2.

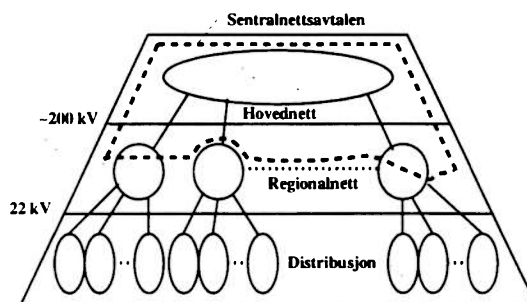
Modeller for nettorganisering, ref. Rapport av Mars 1996: "Sentralnettets utstrekning"

Figurforklaring:

-  Det fysiske overføringsnett i Norge
-  Forretningsmessig enhet, tariffområde under én nettoperør,
-  Sentralnettsavtale, innen og evt. mellom nettoperører

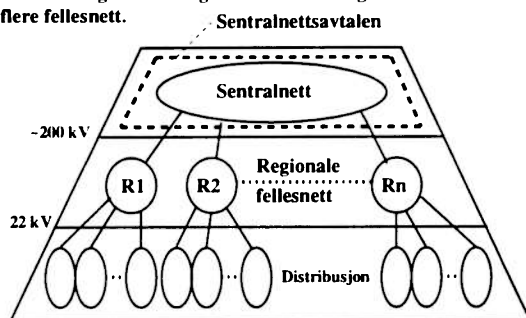


MODELL I: DAGENS SENTRALNETTSORDNING



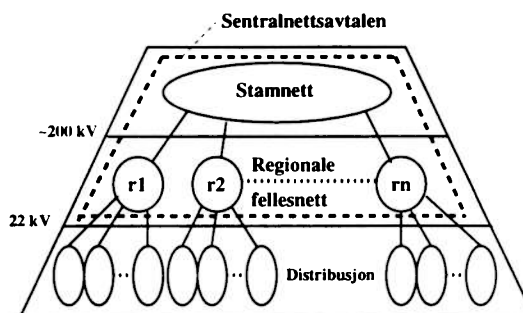
MODELL II: "SENTRALNETT OG REGIONALE FELLESNETT"

Et antall regionalnett og ett sentralnett organisert som flere fellesnett.



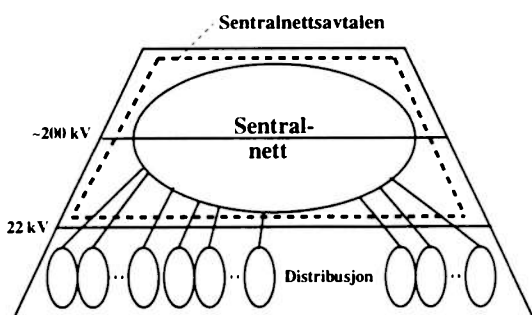
MODELL III: "REGIONALISERT SENTRALNETT"

Et mindre antall regionalnett og ett stamnett organisert som flere fellesnett innen en rammeavtale, Sentralnettsavtalen.



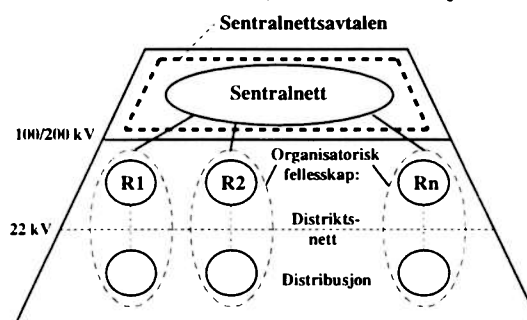
MODELL IV: "UTVIDET SENTRALNETT"

Et utvidet sentralnett ned til 22 kV organisert som ett fellesnett (med eller uten spenningsdifferensiert tariff)



MODELL V: "DISTRIKTSNETT"

Et større antall integrerte regional-/distribusjonsnett og ett sentralnett organisert som flere fellesnett. Sentralnett ned til 100/200 kV, avh. av lokale funksjonsforhold.



Effektiv nettdrift - kostnader og forbedringspotensialer (nøkkeltall)

NVE skal arbeide for økt effektivitet i energiforsyningen. I dette arbeidet benytter vi flere virkemidler. Som Ketil gjorde rede for i forrige foredrag, vil vi fra 1997 sette konkrete krav om reduserte kostnader hos de enkelte selskapene. Videre vil vi oppfordre energiverkene til på eget initiativ å se på potensialet for bedring av effektiviteten, og det er det jeg vil snakke om i dette foredraget.

Formål

Ulike studier har vist at det eksisterer et stort potensiale for effektiviseringsgevinster i sektoren. En uthenting av disse gevinstene er avhengig av at energiverkene selv tar ansvar i forhold til oppgaven. Gjennom årlig innhenting av alle energiverkenes regnskaper, innehar NVE store mengder informasjon om de enkelte selskapenes prestasjoner. Ved å offentliggjøre denne informasjonen, ønsker vi å gi energiverkene et hjelpemiddel til å vurdere egen prestasjon.

Ved å utarbeide nøkkeltall for bransjen, vil vi gi selskapene innsikt i eget kostandsnivå, hva det er som generer kostnader og hvor det finnes muligheter for forbedringer. Ikke minst vil vi gi selskapenes ledelse, eiere og styrer anledning til å sammenligne "sitt" energiverk med andre selskaper. For dette formålet har vi utarbeidet et analyseverktøy som også i år vil være tilgjengelig for energiverkene på disketter.

Metodikk - Benchmarking

Benchmarking er en metode som benyttes for å sammenligne et selskaps prestasjoner med tilsvarende eller bedre selskaper. Målet er å etablere et verktøy som kan føre til forbedring av egen virksomhet. Det finnes dessverre ingen dekkende oversettelse av ordet benchmark. Etter hvert er det engelske begrepet blitt så innarbeidet, at vi velger å bruke det ved presentasjonen av våre resultater.

Benchmarking har fått et enormt gjennomslag som verktøy for måling av prestasjoner i nær sagt alle typer bransjer og organisasjoner. Hovedgrunnene til benchmarkings popularitet er først og fremst metodens anvendelighet, for det andre de objektive resultater metoden produserer og for det tredje de konkrete tilbakemeldingen den gir bransjene og de enkelte selskapene.

Styrke/Svakhet

Metoden har sine styrker og svakheter. Nøkkeltallene er basert på regnskapsdataer som energiverkene selv har rapportert inn til NVE. Dataene er detaljerte, og er lett tilgjengelige. Analyseverktøyet er laget slik at det er enkelt å utarbeide sine egne analyser, hvor man selv velger hvilke selskaper man vil sammenlikne.

Nøkkeltallene kan imidlertid ikke alene tas til inntekt for høy eller lav effektivitet i nettvirksomheten, og konklusjoner basert på enkelttall løsrevet fra sammenhengen vil bli svært misvisende. Dette skyldes ulike rammebetingelser, ulik grad av statsstønad, varierende regnskapspraksis, mv. Dersom benchmarking skal bli et effektivt forbedringsverktøy, kreves det at det settes av ressurser til å analysere om avvikende nøkkeltall skyldes ovennevnte forhold eller gap i prestasjoner.

Anvendelse

Nøkkeltallene er et verktøy for å vurdere de enkelte energiselskaperes prestasjoner. Det å se på nøkkeltallene for et selskap for et enkelt år, vil imidlertid ha begrenset verdi for andre enn selskapets ledelse og andre innvidde. Virkelig verdi får metoden først når man sammenlikner med andre selskaper og ser på utviklingen over tid.

Spesielt nyttig i en slik vurdering er en sammenlikning med energiselskaper som opererer under tilnærmede samme forhold. For dette formål har NVE etablert et dataprogram som gjør det enkelt å sammenstille et selskaps nøkkeltall mot tilsvarende selskapers tall. Ved å sammenligne mindre grupper av energiselskaper, er det mulig å gå dypere inn i analysen for å finne forklaringsfaktorer til de observerte forskjeller. På denne måten kan energiverkene selv få et bilde av sin egen kostnadsstruktur sammenliknet med andre.

Nøkkeltallene er også et verktøy til å følge opp energiselskaperes prestasjoner over tid. Ved å sammenlikne selskaperes nøkkeltall, vil vi kunne identifisere gap i prestasjoner. Det er imidlertid ikke bare et øyeblikksbilde av gapet som er interessant. Vel så viktig er det hvordan dette gapet utvikler seg. Faren med å kun fokusere på dagens situasjon, er at man ikke tar andre selskapers utvikling med i vurderingen. Resultatet kan bli at man kommer dårlig ut neste år, fordi resten av bransjen har forandret seg. I tillegg vil en analyse over tid vise om de virkemidler en har igangsatt som resultat av den første målingen har gitt resultater.

Nøkkeltallene

Nøkkeltallene er delt inn i tre hovedkategorier:

Kostnadsstruktur: Viser påvirkbare og mindre påvirkbare kostnaders andel av de totale kostnadene. belyser hvor stor andel ulike kostnadskomponenter utgjør av de totale inntektene på nettet. Videre ser vi på driftskostnadenes sammensetning.

Kostnader og fysiske størrelser: Viser kostnader i forhold til fysiske størrelser som levert energi, antall meter og overføringsnett og antall abonnenter. Belyser hva det koster å levere overføringstjenester.

Fysiske størrelser: Viser en sammenstilling av levert energi, antall meter linjer, antall kunder, andel lavspent og andel kabel. Belyser energiverkets arbeidsforhold.

Resultater fra analysen - Distribusjonsnett

Vi holder fremdeles på med å gå gjennom datagrunnlaget for nøkkeltallene basert på 1995-regnskaper. Konklusjonene er derfor ikke endelige, men jeg vil likevel vise noen foreløbige resultater.

Spredningen mellom høyeste og laveste verdi som er observert på distribusjonsnettet er fremdeles svært stor. Hovedvekten av energiverk er imidlertid sentrert rundt medianverdien.

I analyseverktøyet har vi også gjort det mulig å se på utviklingen for selskapene. Vi har nå tall for 1994 og 1995, og vil også følge dette opp i årene som kommer.

Avslutning

Benchmarking har ikke til hensikt å "henge ut" energiverk, men heller bidra til å kartlegge potensialer for forbedring. Vi vil igjen understreke at nøkkeltallene isolert sett ikke er en fullgod form for benchmarking. Arbeidet med å identifisere årsakene til gap i prestasjoner er viktig og nødvendig for å få et nyttig resultat. Likeledes er det viktig at man har vilje og ressurser til å innføre endringer der behovene avdekkes. Ved riktig bruk av verktøyet, kan benchmarking bli et godt hjelpemiddel også i kraftbransjen.