

Elektronisk utveksling av informasjon

Fra 1. april har de aller fleste nettselskapene oppfylt NVEs krav om gjennomføring av elektronisk informasjonsutveksling seg imellom. Dette vil øke hastigheten, sikkerheten og påliteligheten for informasjonsflyten. Dette er nødvendig når det blir mange kraftleverandører i samme område.

Side 4

Stort potensial for vindkraft

Vi har behov for nye energikilder og klima- og luftforurensning gjør det viktig å lete etter fornybare alternativer. I Norge ligger forholdene så godt til rette for å produsere vindkraft, at vi bør produsere den billigste vindkraften i verden, men dette krever intelligente støtteordninger, skriver Kristin L. Munthe og Kjell Roland i Econ – Senter for økonomisk analyse, i en gjesteartikkel til Vann & Energi.

Side 5

Vi bruker mer strøm

Totalforbruket av elektrisk kraft økte med 4,7 prosent i vintermånedene desember, januar og februar. Produksjonen av elektrisk kraft har i samme periode økt med 17,3 prosent!

Side 9

Problemer ved år 2000?

NVE krever at kraftforsyningen går gjennom sine datasystemer for å forebygge svikt ved overgangen til år 2000. Avdelingsdirektør Trond Ljøgdott frykter dramatiske virkninger dersom energiforsyningen faller ut på den mørkeste og kaldeste årstiden.

Side 11

Skredkurs

I mars lærte feltarbeidere i NVE mer om å ferdes i skredfarlig terreng. Her frister Gunnar Haugen fra NVEs regionkontor på Hamar med varm drikke fra "hulekjøkkenet".

Side 12



Foto: Ola Kjeldsen

Lær av Danmark!

NVE har hatt en delegasjon i Danmark for å høste av deres vindkraft-erfaringer. – Det ble et nyttig besøk, forteller Asle Selfors, som fikk råd om å ta streng statlig kontroll over utbyggingen. Dette har vist seg å være viktig for å unngå små og ulønnsomme prosjekter og vindkraft der det er for lite vind. Danskene ga også råd om å gi tidsbegrensede konsesjoner og stille estetiske krav til møllene.

Side 6

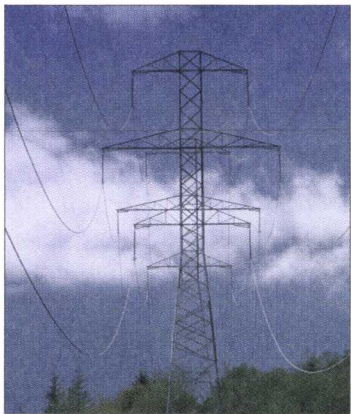


Foto: Luth & Co A.S

NVE kontrollerer nettene

Det er NVEs oppgave å finne gode og ikke-diskriminerende kriterier for å skille mellom sentral- og regionalnett og etaten fastholder sitt tidligere vedtak om at de omstridte 132kV-linjene i Nordkraftområdet og Møre og Romsdal må betraktes som regionalnett.

Fra 1. januar 1999 vil NVE stille effektivitetskrav til sentral- og regionalnettene og regulere størrelsen på tillatte inntekter i forhold til hvor effektivt de driver anleggene.

Side 8

Solbergfoss kraftstasjon under flommen i 1995 Foto: Fotonor

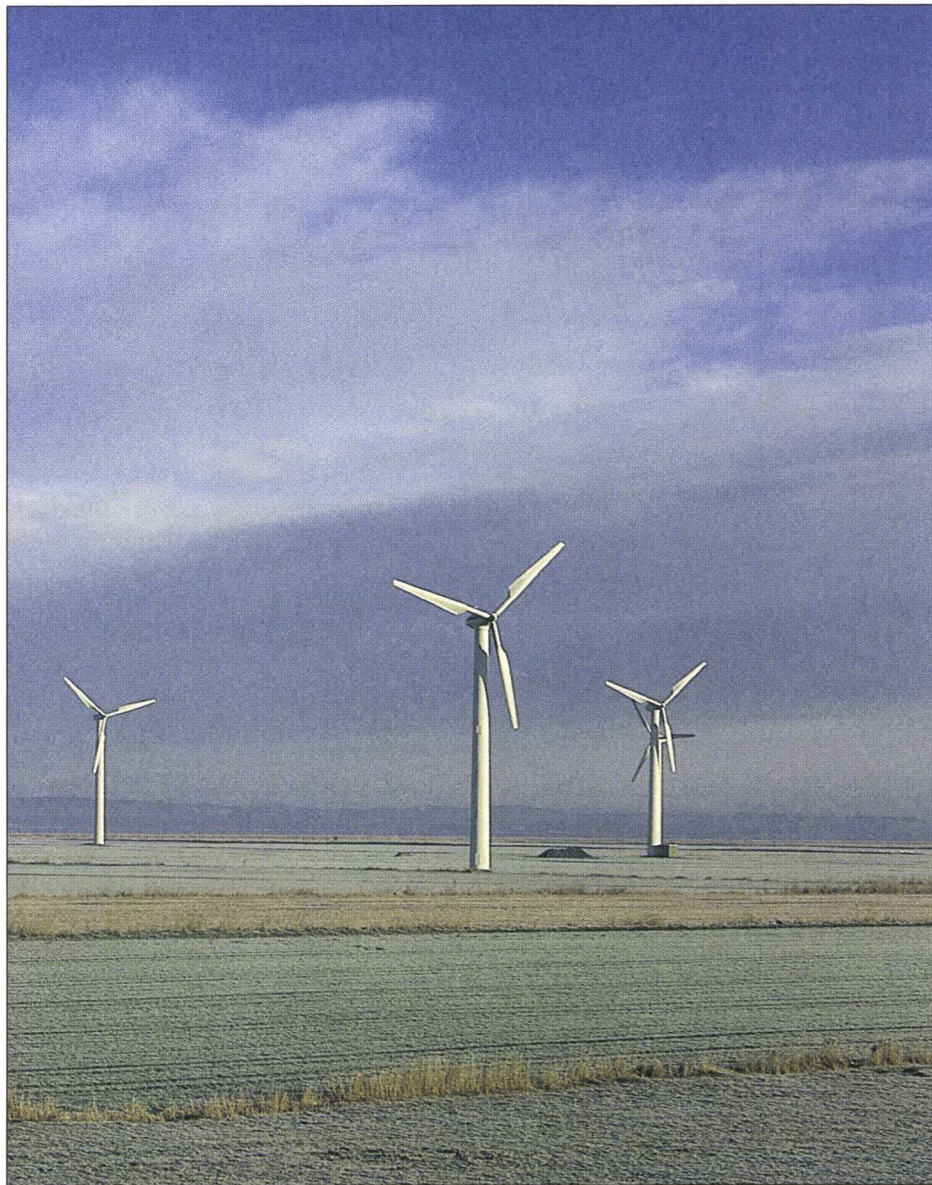


Foto: Helene Marie Berg

Stor satsing på ny flomluke

For å få bedre kontroll over de flomtruede arealene ved Øyeren, vil dammen ved Solbergfoss kraftverk få en ekstra luke. I dag reguleres vannet gjennom to flom-tunneler, men lukene i disse er i

så usikker teknisk stand at det knytter seg stor spenning til hver gang de skal manøvreres. Prosjektet er beregnet til mellom 40 og 50 millioner kroner.

Side 3

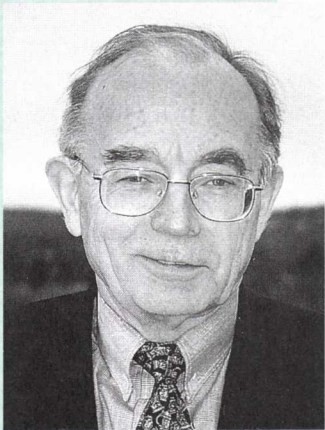


Vi bruker mer enn vi produserer

Landets kraftbalanse er blitt et hett debatttema for tiden. Grunnen er vel først og fremst at vi nå i et normalår bruker noe mer kraft enn vi produserer. Gapet ventes å øke i de nærmeste årene.

I følge rådende energipolitikk er netto kraftimport og innenlands bruk av gasskraft uaktuelt. Det nødvendiggjør et bredt spekter av enøktiltak for å påvirke etterspørselen. Og det krever tiltak for å fremme økt bruk av fornybare energikilder for å produsere mer elektrisitet eller frigjøre elektrisitet der andre energikilder kan gjøre samme nytten, som til rom- og vannvarming. Det gjelder både de såkalte nye fornybare energikildene som bioenergi, vindkraft og varmepumper, og den "gamle fornybare" vannkraften.

I denne situasjonen er det gledelig at interessen for vann-kraftutbygging igjen har tatt seg opp. Denne har ligget på et lavmål i flere år etter at energiloven kom i 1991. NVE drukner nå nærmest i søknader fra private grunneiere om å få bygge mini- og mikrokraftverk. Bidraget til kraftbalansen fra disse er naturligvis begrenset. Viktigere for krafttilgangen er at også interessen for noe større vannkraftprosjekter er økende. Det gjelder så vel opprusting og utvidelse av gamle utbygginger som nye prosjekter.



For NVE som konsesjonsmyndighet betyr denne nyvakte interessen en skikkelig utfordring. Vi må sikre en forsvarlig konsesjonsbehandling, samtidig som vi må unngå å bli en "propp" i systemet. Så langt har vi gjort interne omprioriteringer og vi har fått tilført økte ressurser for å styrke kapasiteten. Men det kan bli nødvendig med ytterligere tiltak.

Saksgangen fra idéskisse for et vannkraftprosjekt fram til avgjørelse i konsesjonssaken er kompleks. Slik må det nok være. Det er mange sider som skal utredes og vurderes. Mange og til dels sterkt motstridende interesser skal veies mot hverandre. Det er gjort mange forsøk gjennom årene på å forenkle saksgangen for å spare tid, uten at det går på bekostning av en forsvarlig saksbehandling. Den antagelig grundigste belysning av dette problemet fikk vi med Trampe Kindt-utvalget i 1983. Siden den gang har vel prosessen heller blitt forlenget enn forkortet. Burde ikke dagens situasjon tilsi at vi igjen ser på hva som kan gjøres for å få til en raskere klargjøring av vannkraftsøknader, med bibehold av en forsvarlig saksbehandling?

Oppmuntrende forsøksprosjekt

Fra neste år krever NVE at alle everk skal innføre minst fire årlige måleravlesninger med tilhørende strømregninger. Regningene skal utformes slik at vanlige folk forstår dem, blant annet med diagram som viser utviklingen i strømforbruket. Denne nære koplingen mellom strømforbruk og betaling skal bevisstgjøre forbrukeren om sitt forbruk.

Ferske tall fra et forsøk NVE har gjennomført sammen med Stavanger Energi, viser at strømkundene som har benyttet den nye ordningen, har redusert strømforbruket sitt med tre prosent. De som har mottatt de vanlige å konto regningene, har derimot økt forbruket med tre prosent. Tidligere forsøk i Oslo og Helsinki viser tilsvarende resultater. Seks prosent reduksjon for alle husholdningskunder i landet betyr en innsparing på rundt to TWh, eller 20 - 25 prosent av det som brukes i Oslo i løpet av et år!

Rune Stubrud

ANSVARLIG UTGIVER: Norges vassdrags- og energiverk
ANSV. RED.: Informasjonsdirektør Sverre Sivertsen
REDAKTØR: Vibeke Hoff Norbye Tlf. 22 95 94 37
UTFORMING / OMBREKKING: Rune Stubrud
TRYKK OG REPRO: PDC Grafisk Produksjon a.s.
OPPLAG: 3000 eks. ISSN-nr: 0803-7779
Bidrag kan sendes til NVE, Informasjonskontoret
Postboks 5091 Majorstua, 0301 Oslo
INTERNETT: <http://www.nve.no>

Romeriksporten: NVE endrer vedtak

På grunnlag av nye hydrologiske data kan NVE tillate at lekkasjene til Romeriksporten fra Lutvannssonen økes til 300 liter per minutt.

Det er i overensstemmelse med NSB Gardermobanens opprinnelige søknad. Forutsetningen er at dammen ved Lutvann tettes.

NVEs tidligere vedtak var at lekkasjen på denne delen av tunnelen ikke måtte overstige 200 liter per minutt. NVE foreslår ingen endringer i de øvrige vilkårene i konsesjonen.

Olje- og energidepartementet, som nå har klagesaken til behandling, ba NVE foreta en ny vurdering etter at det var kommet inn nye hydrologiske data.

NVE konkluderer med at dersom dammen ved Lutvann tettes, slik NSB Gardermobanen foreslår, vil vannstanden i Lutvann opprettholdes på et høyere nivå enn før tunnelarbeidene tok til. I forbindelse med rehabilitering av dammen skal det bygges et tappeløp for å sikre en minste vannføring i Lutvannsbekken av hensyn til fisken.

NSB Gardermobanen har i tillegg bedt NVE om å foreta en faglig vurdering av et foreslått vanninfiltrasjonssystem som skal minske lekkasjene til tunnelen. NVE vurderer for tiden de geohydrologiske forholdene ved dette systemet og regner med å ha sin vurdering ferdig rundt påske.

NVE ga 22. desember i fjor NSB Gardermobanen konsesjon til midlertidig senkning av Lutvann og enkelte andre vann i Østmarka ved Oslo i forbindelse med lekkasjene til Romeriksporten. Samtidig fastsatte NVE krav til hvilke lekkasjeverdier som var akseptable for å opp-

rettholde en tilnærmet naturlig vannbalanse i området. For Lutvannssonen ble grensen satt til 200 liter per minutt. Samtidig pekte NVE på at denne sonen skiller seg fra de andre sonene ved å ha et stort vann som fungerer som magasin. Det gjør denne sonen mer robust i forhold til lekkasjer enn de andre sonene. NVE var videre kjent med at dammen ved Lutvann har hatt store lekkasjer, særlig de øvre delene. I mars i år la Oslo vann- og avløpsverk fram planer for en rehabilitering av dammen. Samtidig kom NSB Gardermobanen med nye hydrologiske beregninger som viste vannstander i Lutvann ved ulike lekkasjer til tunnelen dersom dammen ble tettet.

På bakgrunn av disse beregningene mener NVE at vannbalansen i Lutvannssonen kan opprettholdes på tilnærmet samme nivå som før, selv med en lekkasje på 300 liter per minutt.

Nytt energiselskap?

17 kommuner i Ryfylke, Jæren og Dalane utreder mulighetene for å etablere en regional, slagkraftig enhet innen kraftbransjen. Representanter fra kommunenes ordførerutvalg var nylig hos NVE og orienterte om planene.

Ordførerutvalgets sekretær, Ove Jølbo og advokat Erik Mauritzen la fram en ambisiøs framdriftsplan hvor målet er å ha et operativt selskap fra 1. januar 1999. Kommunene må gi sitt endelige svar innen 1. juni, og konstituerende generalforsamling er fastsatt til 17. samme måned. Virksomheten er foreslått organisert som konsern, med datterselskaper som skal ivareta ulike deler av virksomheten.

Ordførerutvalget sier i sin innstilling at blant annet internasjonaliseringen i kraftmark-

edet og at nye tunge aktører som Statoil går inn i elektrisitetsmarkedet, har ført til at en sammenslåing blir vurdert. Prosessen som startet i november 1996, har modnet seg fram, og kommunene har kommet til at det er klokt å finne en samordnet løsning.

Energiforsyningen i de 17 kommunene er i dag organisert i ett rent kraftproduksjonsselskap og åtte distribusjonsselskaper. Ordførerutvalget mener at et nytt konsern er en forutsetning for etablering av et regionalt kraftsenter.

Vann & Energi: Nyttig informasjonskanal

I november i fjor sendte NVE ut en spørreundersøkelse om Vann & Energi. Resultatet viste at leserne er godt fornøyde med bladet.

Spørreskjemaet ble sendt til 700 av bladets abonnenter, og vi oppnådde en svarprosent på 23. 35 prosent av disse arbeider i energiforsyningen, mens 30 prosent arbeider innen fylkeskommunal, kommunal eller statlig virksomhet. Bladet ble vurdert som positivt og hele 76 prosent mener at totalinntrykket er bra.

Leserne ble bedt om å si sin me-

ning om lesarhet, layout (utseende), innhold, aktualitet, troverdighet, bilder og illustrasjoner. Flere enn 80 prosent mente at både lesarheten og troverdigheten er bra, mens layout og bilder/illustrasjoner kan bli bedre.

Rundt en fjerdedel av leserne ønsker hyppigere utgivelser, mens like mange vil ha færre. Omkring halvparten av de spurte ønsker å beholde seks utgivelser per år. Noen av leserne har ønsket om spesielle temaer de vil lese mer om. Dette vil redaksjonen ta hensyn til. Vi har også notert at hele to tredeler av de spurte ønsker at Vann & Energi skal være et debattforum for bransjen.

Redaksjonen takker alle som har vært med å besvare spørreundersøkelsen. Den vil være et nyttig redskap i det videre arbeidet med å forbedre bladet.

Ny grafisk profil

NVE er i ferd med å endre sin grafiske profil. I den forbindelse er logoen blitt modernisert, men inneholder de samme elementene som tidligere. I arbeidet med ny grafisk profil og logo har NVE samarbeidet med designbyrået Engen & Harlem.

Ny luke i Solbergfoss

Fra 1. mai 1999 vil dammen ved Solbergfoss ha en ekstra damluke. Den skal erstatte to flomtunneler som ligger i fjellet ved siden av dammen. Lukene i tunnelene er i så dårlig teknisk stand at det er usikkert om de kan manøvreres. Blir de åpnet, uten at man klarer å lukke dem igjen, vil hele Øyeren bli tappet for vann. Kostnadene er beregnet til mellom 40 og 50 millioner kroner.

av Vibeke Hoff Norbye

De eksisterende lukene i flomtunnelene er bygget for å kunne senke vannstanden i Øyeren under flom. Lukene lar seg vanskelig inspisere og kan være upålitelige under drift. Etter erfaringene med flommen i 1995 er det svært lite ønskelig å forsøke å manøvrere lukene igjen, først og fremst fordi man ikke kan være sikker på å få stengt lukene, forteller regionsjef Einar Beheim og forklarer at en ukontrollert tapping av Øyeren kan resultere i utglidninger og faresituasjoner. Lukene er underlagt offentlig tilsyn etter "Forskrifter for tilsyn med anlegg i vassdrag", men tilfredsstillende ikke den standard og driftssikkerhet som settes til slike luker.

Vanskelig vedlikehold
-Lukene har etter hver åpning vist seg vanskelig å få til å tette skikkelig. Dette er det vanskelig å gjøre noe med på tradisjo-

nell måte fordi det ikke finnes reserve avstengningsmuligheter. Det betyr at det er veldig vanskelig både å lokalisere og utbedre feil, sier Beheim. Innløpskonstruksjonen skulle fungere som stengsel ved reparasjoner og opprensing av tunnelene, men den har nærmest brutt sammen til tross for at det senest i 1990 ble gjort forsøk på å utbedre skadene. I dag kan derfor inspeksjon av lukene kun foregå ved hjelp av fjernstyrt miniubåt med videokamera.

-Den nye luken vil altså bli lagt i dagen, slik at vedlikeholdet blir betraktelig enklere enn i dag, forklarer Beheim. Dammen har fra før tre like valseluker med kjedeopptrekk som flomavledning. Hvert av lukeløpene har en bredde på 20 meter. Disse lukene har vært i drift siden 1924 og er meget godt vedlikeholdt. De vil derfor kunne tjene sin funksjon i mange år.

I dag er det staten ved NVE som er ansvarlig for driften av flomlukene. Når den planlagte flomluken blir plassert i Solbergfossdammen, vil Mørkfoss - Solbergfossanlegget overta driftsansvaret.

NVE som byggherre

NVE er byggherre for prosjektet og har oppnevnt en rådgivende styringsgruppe, som i tillegg til engasjert prosjektleder, består av representanter fra anleggseier (Statkraft/Oslo Energi), regulanten (Glommen og Laagens Brukseierforening) og byggherren. Den daglige oppfølgingen ligger til prosjektgruppa, som består av prosjektleder, NVE - Region Sør og prosjekterende konsulent. Første møte i styringsgruppen var 12. januar og prosjekteringsstart 19. januar. Fram til



Solbergfoss 5. juni 1995. Den nye luken vil komme til venstre for de tre eksisterende lukene Foto: Fotonor

skrivende stund har det vært foretatt kartlegging, dykkerundersøkelse av damfoten, detaljutforming, masseberegning, stabilitetsberegning og styrkeberegning av oppstrømsfangdam.

Anleggsstart er beregnet til 1. august. Flomtappetunnelene skal etter planen være gjenstøpt omkring 1. oktober 1999.

Mesteparten av de flomtruede arealene ved Øyeren ligger mellom innløpene av Glomma og Nitelva i Øyeren. Utløpet fra Øyeren dannes av et trangt fjellparti ved Mørkfoss, hvor det tidligere var en reguleringsdam. Nå reguleres Øyeren ved Solbergfoss kraftverk, som ligger omkring fem kilometer nedenfor Mørkfoss.

Som følge av oppstuvning under flom i det trange utløpspartiet ved Mørkfoss har betydelige områder i Lillestrøm og Fet vært utsatt for flom i årenes løp. Skadeflom har forekommet 50 ganger siden 1860.

Vassdragsmiljø 1997 - 2000

Vassdragsmiljø 1997 - 2000 er et FoU-program, initiert av NVE, med fokus på naturgrunnlag, analyse av inngrep, opplevelse og miljø.

Programmet skal øke kunnskapen om og prosesser i vassdragsmiljøet, øke kunnskapen om miljøkonsekvenser av inngrep og tiltak i vassdrag, øke kunnskapen om behov og metoder for å sikre et levende vassdragsmiljø, gjøre kunnskap tilgjengelig for forvaltning, forskning og allmennhet.

Satsningsområdene er; naturgrunnlag ved materialtransport, erosjon, klima og hydrologi; analyse av inngrep ved miljøkonsekvenser av inngrep, minstevannføring og flerbruk og opplevelser og miljø ved re-

staurering, friluftsliv og landskap.

Vassdragsmiljøprogrammet, som har et budsjett på 2,4 millioner kroner per år i 1997 og 1998, er finansiert av Olje- og energidepartementet. Søknadsfrist for prosjekter i 1999 er 1. desember 1998.



Grytdals/Bergselva i Sør-Trøndelag. Foto: Gry Berg

Økt bevissthet om energiforbruk i Stavanger

Ved å foreta seks avlesninger i året og fakturering basert på reelt forbruk, har Stavanger Energi oppnådd mer bevisste og fornøyde kunder.

Av Kristin Kolseth

Vinteren 1995 startet Stavanger Energi AS i samarbeid med Ressurskonsult og NVE et prøveprosjekt om avlesning og fakturering. Et tilfeldig utvalg på 2000 husholdninger skulle avregnes etter virkelig forbruk seks ganger i året. Hensikten med prosjektet var å avdekke sammenhengen mellom utforming av faktura og strømforbrukernes bevissthet om eget forbruk og trender i forbruket.

Prosjektets målsetting det første året var å innføre seks avregninger av faktisk forbruk. Det ble satt i gang en omfattende informasjonskampanje overfor forbrukerne ved overgangen til den nye avregningen.

Fakturaen ble utarbeidet slik at den var lett forståelig med energisparetips på baksiden. Stavanger Energi gikk over til selvavlesning. Strømforbrukeren måtte selv lese av måleren og sende inn avlesningskort til everket. Etter vel ett års innsamling av forbruksdata ble det utarbeidet en faktura med grafisk sammenligning av forbruket for samme periode i foregående år.

Spørreskjema ble sendt ut før og etter innføring av den nye fakturaen. Svarene viste store endringer i holdninger, bevissthet og kunnskap. De nye faktura-



Jorunn Barkved, prosjektansvarlig og kundekonsulent hos Stavanger Energi.

raene økte forståelsen og ga generelt mer fornøyde kunder.

Prosjektets positive resultater førte til at Stavanger Energi utvidet mottakergruppen av den nye avregningen til 20 000 husholdninger i januar 1997. Husholdninger som ble ansett som stabile, betalende kunder, ble plukket ut. Fra november 1997 ble ordningen utvidet til å gjelde hele kundemassen, med unntak av 4500 kunder. Denne gruppen omfatter kunder som har problemer med selvavlesning og kunder hvor betalingsstyring er nødvendig.

-Overgangen fra én til seks avlesninger i året har ikke vært problemfri, sier Jorunn Barkved, prosjektansvarlig og kundekonsulent hos Stavanger Energi. Dyktige og entusiastiske medarbeidere har vært nødvendige for gjennomføring av ordningen. I utgangspunktet var både ansatte ved Stavanger Energi og kundene skeptiske til den nye faktureringen. Etter hvert har alle parter sett resultatene av ordningen og hvilke fordeler dette har ført med seg. I dag vil verken kunder eller

ansatte tilbake til den gamle ordningen. Den nye ordningen letter oppfølging og kontroll, og feil avdekkes på et tidligere tidspunkt. Stavanger Energi mener det er viktig at avlesning og fakturering foretas så ofte som seks ganger i året. Ved mindre hyppige avregninger vil effekten reduseres. I tillegg vil regningen for første kvartal bli stor.

Kunden mottar nå en forståelig faktura og Stavanger Energi oppfatter kundenhenvendelsene mer konstruktive enn tidligere. Regningen er basert på reelt forbruk, og man slipper å diskutere beløp. Ved at man fokuserer på kWh og ikke kroner ved henvendelse fra kunder, kan samtalen vris over på hvordan forbruket kan reduseres.

-Vi ser dette som en tilleggstjeneste for å ha et godt forhold til våre kunder og beholde nåværende kraftkunder i Stavanger, sier Jorunn Barkved.

Fra 1999 stiller NVE krav til alle netteiere om at husholdningskunder med årlig strømforbruk høyere enn 8000 kWh skal avleses minimum fire ganger i kalenderåret og faktureres på bakgrunn av virkelig forbruk. Fakturaen skal inneholde en grafisk sammenligning av forbruk over samme periode i året før.

Stor interesse for varmeanlegg

20. mars hadde NVE mottatt 118 søknader om støtte til varmeanlegg-prosjekter, som inkluderer bioenergi, utnyttelse av spillvarme og varmepumper. Tilsammen er det søkt om 232 millioner kroner og totale prosjektkostnader beløper seg til over 1,1 milliard kroner. Søknadsbeløpet er altså over tre ganger så stort som de 70 millioner kronene NVE har øremerket til slike prosjekter.

Nytt Berild kraftverk

6. mars i år fikk Rauma Energi AS konsesjon for å bygge ny kraftstasjon ved Berildelv. Søknaden som ble sendt på høring med frist 20. mars i fjor, har fått rask behandling både i NVE i Olje- og energidepartementet.

Kraftstasjonen vil få en årlig produksjon på 46 GWh, mot 7 GWh i dag. Den vil utnytte et fall på 276 meter og få en slukeevne på 4,5 m³/s.

Rauma Energi AS hadde nok ventet en positiv tilbakemelding for anbudsrundene er for lengst tilbakelagt. Anleggsarbeidet er beregnet til omkring 80 millioner kroner og inkluderer ny kraftstasjon, ny demning i Berildvatnet, 450 meter rør som skal graves ned, og 1800 meter tunnel som skal sprennes. Målet er å komme i gang med kraftproduksjon sommeren 1999.

NVE skifter kraftleverandør

Fra første kvartal i år har NVE valgt ny strømlleverandør til sitt hovedkontor i Oslo. Forespørsel om pris ble sendt til omkring 70 kraftleverandører fra Nord Pool ASAs oversikt over leverandører som leverer kraft utenfor sitt område. NVE mottok 15 tilbud, og Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk kom best ut.

Standardiseringen av informasjonsutveksling

Skal kraftmarkedet operere effektivt og fungere slik som forutsatt i energiloven, må bransjen bruke standardisert elektronisk kommunikasjon. Behovet meldte seg allerede i 1995, og høsten 1996 stilte NVE krav om at bruken av EDIEL skulle gjennomføres fra 1998.

Av Knut Matre

Økt informasjon

Ifølge nettselskapenes rapportering til NVE, var det bare 10 nettselskaper som ikke var klare til å bruke dette formatet fra 1. april. Etter hvert som det frie kraftmarkedet har utviklet seg, har informasjonsutvekslingen økt enormt. Som et eksempel kan det nevnes at for hver kunde som har timesmåling av elforbruket, må nettselskapet oversende 8760 verdier til kraftleverandøren i løpet av ett år. Når det blir mange kraft-

leverandører i forsyningsområdet til et nettselskap, blir det nødvendig å automatisere informasjonsflyten.

For en kraftleverandør som opererer innenfor flere forsyningsområder, er det også viktig å motta informasjon om sine kunders forbruk på en enhetlig måte. I tillegg til å kjenne kundenes forbruk er det behov for å utveksle informasjon om leverandørskifter, adresser, adresseendringer og lignende.

NVEs rolle

På oppfordring fra bransjen stilte NVE i 1996 krav om at et dataformat utviklet av daværende Energiforsyningens Forskningsinstitutt, skulle benyttes. Dette ble bare tatt i bruk av et fåtall aktører, og data ble hovedsakelig sendt via telefaks. Nord Pool hadde allerede begynt å bruke et dataformat kalt EDIEL for å motta anmeldelser på elspot-markedet. Dette ble også brukt av svenske nettselskaper for å rapportere forbruk til Svenska Kraftnät. Også i Norge ble det vedtatt å bruke dette programmet.

Standardisert datautveksling

I januar 1998 var det svært få som brukte det vedtatte dataformatet, EDIEL, til utveksling av forbruksdata. I desember ble det imidlertid sendt brev til alle nettselskapene, der det ble gjort oppmerksom på at NVE ville følge opp denne bestemmelsen nøye. Tilbakemeldinger viser at de aller fleste nettselskapene har løsninger som oppfyller kravene fra 1. april.

Kritikk fra EnFO

Energiforsyningens fellesorganisasjon (EnFO) har vært kritiske til både NVEs tidsplan for innføringen av kravet, og til valg og vedlikehold av standarden. NVE tilbakeviser denne kritikken. Kravet om EDIEL ble offentliggjort over ett år før det trådte i kraft, men aktiviteten for å få EDIEL-løsninger på plass startet stort sett ikke før én til to måneder før kravet ble gjort gjeldende.

Samtidig påtar NVE seg ansvaret for å løse tvister som oppstår i samband med bruk av meldingsstandard. NVE og

EnFO er begge representert i «Norsk Styringsgruppe for EDIEL» som skal ivareta og utvikle standarden.

EDIEL

EDIEL er forkortelse for Electronic Data Interchange i ELbransjen. EDIEL er også navnet på en organisasjon for utvikling av et felles format for overføring av informasjon for kraftmarkedet i Norden. EDIEL har medlemmer fra markedsoperatører i Danmark, Finland, Sverige og Norge.

Hensikten med å overføre data på en standardisert måte er at en har mulighet til elektronisk behandling og lagring uten manuelle inngrep. Dette øker hastighet, sikkerhet og pålitelighet for dataoverføringene og sikrer at den lagrede informasjonen er korrekt.

Fortsatt satsning på fornybar energi

Rikelige tilgang på vannkraftressurser har hittil gjort det mulig å dekke et stadig voksende kraftforbruk med utbygging av flere vassdrag. Vi er i dag det eneste industrilandet som hovedsakelig baserer seg på fornybar kraft. Når vannkraftperioden nå går mot slutten, er det behov for nye forsyningskilder. Klima- og luftforurensning gjør at vi bør fortsette å lete etter fornybare alternativer. Også på dette området er Norge begunstiget av naturen.

Vindkraftlandet

Det er flere grunner til at forholdene ligger godt til rette for vindkraft i Norge.

■ Fra naturen har vi en lang kystlinje med mye vind.

■ I tillegg har vi innrettet oss med en grisgrendt bosettingsstruktur slik at få mennesker sjeneres av vindmøllene. Etter at støyen fra vindmøllene er redusert med forbedret teknologi, består denne sjenansen primært av det visuelle. Erfaringer viser at også fugle- og dyrelivet ikke påvirkes av vindmøller.

■ Den tredje grunnen som gjør Norge særlig velegnet, er kombinasjonen av vind- og vannkraft. Vindkraften varierer med vinden, ikke med kraftbehovet. Når det ikke blåser, må annen produksjon erstatte vindmøllene. Slik kortsiktig regulering er vesentlig billigere i et vannkraftsystem enn i et termisk system.

— men hva med kostnadene?

Men selv om forholdene ligger uvanlig godt til rette i Norge, er kostnadene ved vindkraft vesentlig høyere enn dagens kraftpriser. Tross betydelig reduksjon i prisen på vindkraft de senere år, krever introduksjon i noen

skala støtte fra myndighetene. Nøyaktig hvor stort støttebeløp som skal til, er usikkert. Dessuten kan det være slik at kostnadene per kWh øker desto høyere ambisjonsnivå man har i form av årlig vindkraftproduksjon. Mange har nok tenkt motsatt; at kostnadene faller ved stortilt satsing. På den ene siden vil ekspertise og kompetanse på å bygge og drive vindkraft trolig øke dersom omfanget av investeringer i nye møller øker sammenliknet med i dag. Viktigere er imidlertid at man overraskende raskt vil bli nødt til å ta i bruk stadig mindre egnede lokaliseringer. Og da er det særlig vind- og nettforhold som bestemmer egnetheten. Det blåser mange steder i Norge, men kombinasjonen av gode vindforhold og nærhet til nettet er det lengre i mellom. Ikke minst avstanden til nettet hvor kraften skal mates inn, har stor betydning for hvor konkurransedyktig vindkraften blir. Kostnadene forbundet med nettilknytning varierer radikalt avhengig av lokaliseringen. For Vest-Agder Energi-verks park på Lindesnes er disse kostnadene ubetydelige, siden nettet allerede går gjennom parken. Ved en storskala utbygging på Smøla kan man imidlertid bli nødt til å legge en ny sjøkabel inn til fastlandet.

«Det blåser mange steder i Norge, men kombinasjonen av gode vindforhold og nærhet til nettet er det lengre i mellom.»

Det kommer neppe som noen overraskelse at vindforholdene på stedet har betydning for kraftproduksjonen. Men for mange er det ikke opplagt hvor ekstremt mye vindstyrken betyr. Energien i vinden er proporsjonal med vindhastigheten opphøyet i tredje potens. Det vil si at dersom vindhastigheten øker med 10 prosent, så øker energien i vinden med over 33 prosent. Nå vil riktignok ikke kraftproduksjonen øke like mye. Det skyldes at møllene produserer maksimal effekt ved omtrent 14 m/s (stiv kuling). Selv om vinden øker over dette, vil ikke vindmøllen produsere mer kraft. Men det gjenstår likevel at kostnadene per kWh er meget følsomme overfor vindforholdene.

Vindforholdene kan variere ganske mye lokalt. Institutt for Energiteknikk (IFE) har foretatt studier som viser at man kan få opptil én m/s forskjell i gjennomsnittsvind på plasseringer som adskiller seg med

bare få kilometer. For de aktuelle vindstyrker betyr det 25 prosent forskjell i årlig kraftproduksjon.



gjesteskrivere

Kristin L. Munthe og Kjell Roland
ECON Senter for økonomisk analyse

Vind- og nettforhold tilsier altså at det blir stadig dyrere å bygge ut vindkraft jo høyere årlig produksjon man ønsker. Av samme grunn blir det også usikkert hvor stort støttebeløp man trenger. Det er i dag ingen som har god nok oversikt over vind- og nettforhold til å si hvor mye kostnadene stiger med øket utbygging.

Stort potensial - men er det viktig?

I 1990 anslø IFE potensialet for vindkraft i Norge til å være omtrent 12 TWh årlig ved moderat utbygging og 32 TWh ved en kraftig utbygging. Danske

vindmølleprodusenter som iverer etter et nytt eksportmarked, har på sin side anslått potensialet til 70 TWh årlig og enda høyere. Dette er imidlertid lite interessante tall, så lenge man ikke kjenner kostnadene som ligger til grunn for ulike utbyggingsnivåer.

Hva koster kapitalen?

Også omkring kostnadene for de første vindmølleparkene, er det en viss usikkerhet. Det skyldes at vi har lite erfaringsmateriale. Driftskostnadene dekker service, vedlikehold og nettleie. Energikilden er vinden, som naturligvis er gratis. Den største delen av investeringene er selve møllen med frakt og montasje. I tillegg kommer nettilknytning, vei, oppstillingsplass, administrasjon, forsikring osv. Som vannkraft, er også vindkraft svært kapitalintensiv. Hvordan investor vurderer risikoen ved prosjektet og hvilke krav som stilles til avkastning på kapitalen, er derfor viktig. For samfunnsøkonomiske kalkyler er det vanlig å benytte syv prosent avkastningskrav. For kommersielle investeringer er kravet normalt høyere, ofte både 10 og 12 prosent. Da vil selv relativt små forskjeller i avkastningskrav gi store forskjeller i kraftpris.

Lær av England!

Støtten til vindkraft regnet i øre per kWh varierer meget sterkt i Europa. I Danmark og Tyskland er det nødvendig å betale henholdsvis 62 og 70 øre/kWh for å stimulere utbygging. I England og Skottland bare 43 øre/kWh og 36 øre/kWh. Hvorfor? Av flere grunner. Trolig varierer kostnadene en del. Viktigst etter vår mening er forskjellene i offentlig virkemiddelbruk. Danmark og Tyskland viser at det kan gjøres dyrt, dersom incentivene ikke er riktige.

I England organiserer myndighetene anbudskonkurranser. Det vil si at interesserte kan legge inn bud på å bygge og drive vindmølleparker. Man tilbyr å bygge møller til en garantert minstepris over 15 år. Det reduserer investors risiko radikalt. Myndighetene støtter de laveste budene. Som en illustrasjon kan vi nevne at Norge i fjor innførte anbudsprinsippet i luftfarten som en følge av EØS-avtalen. For en del bedriftsøkonomisk ulønnsomme ruter legger flyselskapene inn anbud på støtten de trenger for å drive ruten. Omleggingen fra et administrativt fastsatt støttebeløp til en anbudsbestemt støtte reduserte kostnadene for staten med omtrent 20 prosent.

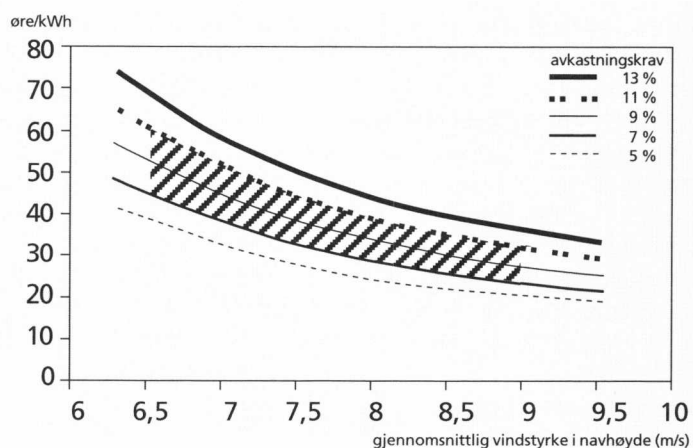
For vindkraft kan støttebeløpet enten være relatert til investeringen eller produksjonen. I Storbritannia har de altså hatt gode erfaringer med produksjonsstøtte. Og det har også den intuitive begrunnelsen at man støtter det man faktisk vil ha; kilowattimer er basert på vind, ikke vindmøller spredt langs kysten. Blant annet i USA har man hatt noen mindre hel-

dige erfaringer med investeringsstøtte. Man har opplevd at møllene som er blitt bygget, har vært av så dårlig kvalitet at de knapt rakk å produsere noe kraft før de gikk i stykker.

Til slutt skal det understrekes at en anbudskonkurranse naturligvis ikke trenger å begrense seg til vindkraftproduksjon. Hvis myndighetene ønsker miljøvennlig kraftproduksjon, så burde også andre miljøvennlige teknologier inviteres i den samme anbudsrunder. Det er vanskelig å se noen gode grunner til å gi høyere støtte til vindkraftproduksjon enn for eksempel bioenergi.

Moralen må være; forholdene ligger så godt til rette for vindkraft i Norge at vi bør produsere den billigste vindkraften i verden. Det kreves vilje til å satse fra potensielle investorer. Og det krever intelligente støtteordninger fra myndighetene – ordninger som gir incentiver til å produsere billig kraft.

«Forholdene ligger så godt til rette for vindkraft i Norge at vi bør produsere den billigste vindkraften i verden.»



Figuren viser hvor følsom energikostnader er for henholdsvis gjennomsnittlig vindstyrke og avkastningskrav.

Dyrekjøpte vindkraft-erfaringer i Danmark

Vann & Energi har i tidligere reportasjer konstatert at interessen for vindkraft er økende rundt om i landet. For å ta lærdom av noen med erfaring, besøkte en delegasjon fra NVE nylig Danmark. Det tilsynelatende vellykkede vindkraftlandet har gjort mange dyrekjøpte erfaringer, og plan- og energimyndighetene i Danmark råder Norge til å ta streng statlig kontroll over utbyggingsmønsteret.

Av Vibeke Hoff Norbye

-Uten statlig kontroll kan det lett bli for mange små og ulønnsomme prosjekter, forteller rådgiver Asle Selfors. Han arbeider med vindkraftsaker i NVE og har vært i Danmark for å høste av deres erfaringer. Danmark som begynte vindkraftsatsingen for 15 år siden, har opplevd at for dårlig kontroll, kombinert med mye og uoversiktlig støtte, har ført til store miljøeffekter, lite produksjon, store produksjonskostnader, store nettkostnader og vindkraft der det er lite vind. Selfors kan fortelle at den største suksessen omkring Danmarks vindsatsing, er at det er lagt grunnlag for en industri for produksjon av vindmøller. På dette området er de blant de fremste i verden.

-Når Norge nå muligens går inn i en vindkraftæra, må målet være å produsere mest mulig energi til lavest mulig kostnader og med små miljøvirkninger. Hvis vi fra starten klarer å utvikle gode vindkraftprosjekter med lave kostnader og små miljøvirkninger, vil dette kunne gi energiformen stor oppslutning, sier Selfors.

Kartlegging i statlig strategi

-Skal vi ta lærdom av Danmarks erfaringer, vil det være nødvendig med et overordnet grep på vindkraftutbyggingen, sier Selfors. Gode vindressurser er helt avgjørende for fornuftig plassering av vindkraft, og NVE vurderer derfor et utredningsprosjekt som kan gi grunnlag for å fastsette hva som er gode vindressurser, eventuelt i form av et minimumskrav. -Detaljert kartlegging av landets totale vindressurser kan bli for ressurskrevende, forklarer Selfors. Men, det er viktig å få et grunnlag for å bedømme hva som er gode ressurser for eksempel i form av årsmiddel vind. Det er også et mål å veilede potensielle utbyggere i vurdering av de best egnede områdene.

Når de beste vindområdene er kartlagt, vil det være hensiktsmessig å vurdere nettilknytningskostnader på disse stedene og velge de beste. Deretter bør miljøforholdene vurderes, gjerne i forbindelse med konsesjonsbehandlingen av konkrete prosjekter.

Krav til vindmølleparker

Ved konsesjonsbehandlingen bør det stilles klare krav til utforming av prosjektene. -I Norge har vindmøller i dag stor velvilje lokalt, sier Selfors. Det er slett ikke sikkert at dette vil være tilfelle om noen år, understreker han. Når vindmøller begynner å bli vanlig, er det viktig at plasseringen og sammensetningen av møllene er gjennomtenkt. Danskene råder oss til å unngå enkeltmøller og for eksempel kreve minst fem møller av minst 600 kW på hvert sted. Videre er det viktig med god avstand mellom parkene, logisk og ryddig oppstillingsmønster og å unngå sonen nærmest sjø og vann. Dessuten bør det stilles estetiske krav til hver mølle. Konsesjonene bør være tidsbegrenset, med mulighet for rivning etter at denne går ut.

Økonomisk støtte

-Danmark som har operert med



mange og uoversiktlige støtteordninger, råder oss til å gi kun en form for støtte, helst per kWh levert på nettet, forteller Selfors. Dessuten har vi fått råd om ikke å subsidiere nettilknytningen. Dette kan gi unødvendig høye nettkostnader.

Det er også viktig å lage ordninger med mulighet for nedjustering av støtten. NVE vil gi råd til Olje- og energidepartementet som vil utforme støtteordninger for vindkraft.

Miljøeffekter

Selv om vindmøller kan være mindre miljøskadelige enn annen kraftproduksjon, betyr det ikke at de er direkte miljøvennlige. De estetiske effektene av en vindmølle er på nivå med effektene av en 420 kV kraftledningsmast, antyder Selfors. De estetiske virkninger per kWh produsert blir dessuten mindre jo større parken er. Å unngå områder med verneinteresser, areal som utnyttes til friluftsliv eller har nærhet til boliger, vil være sentralt ved lokalisering.

Konsesjonsbehandling

Et vindkraftverk som kobles på høyspentnettet, krever konsesjon, og større parker krever forhåndsmelding etter plan- og bygningsloven. Hvilken planbehandling som kreves, må avklares med kommunene. Et prosjekt må ha fått anleggs-konsesjon før det kan tildeles støtte. Under en konsesjonsbehandling vil NVE vurdere miljøeffektene av det omsøkte anlegget, produksjonsevne og vindressurser, kraftlednings-tilknytning, veibehov, traséendringer og investeringskostnader.

Vanlige tariff-prinsipper for vindkraft

I den senere tid har det vært mye fokus på vindkraftverk som en kilde til ny miljøvennlig elproduksjon og stadig bedre teknologi bidrar til lavere produksjonskostnader. NVE mener at det nåværende tariffsystemet er bra og vil behandle vindkraft på en rettferdig måte.

Av Sigve Ekeland

For at disse relativt sett små produksjonsanleggene skal kunne få en energimessig betydning for landet, er en massiv utbygging påkrevd. Dette er først og fremst avhengig av kraftpris og hvilke støtteordninger som etableres. Mange har vært opptatt av å stimulere til nyetableringer gjennom så lave nettтарiffer som mulig. I den sammenheng har mange etterlyst klarere retningslinjer for vindkraftverk og annen uregulerbar kraftproduksjon som for eksempel mikrokraftverk.

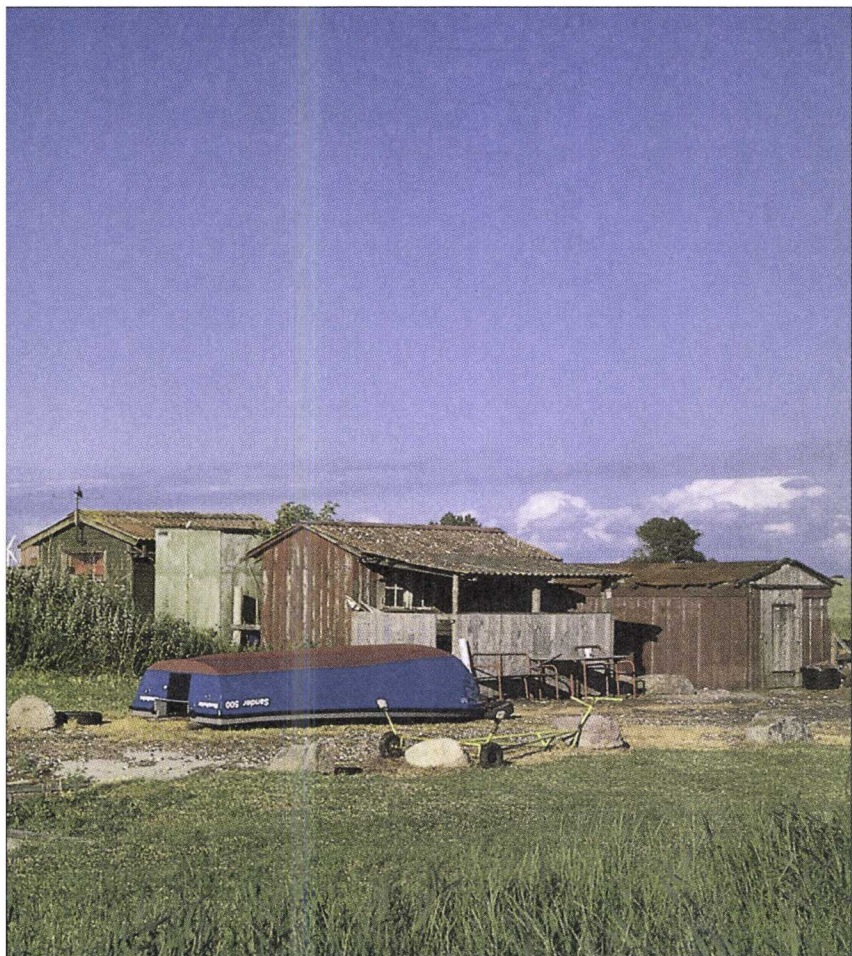
Gode retningslinjer

I dag er ikke vindkraftverk nevnt spesielt i NVEs retningslinjer for beregning av overførings-tariffer. Dette er nok en årsak til at man registrerer et visst sprik i netteiernes praksis. Det er likevel NVEs oppfatning at prinsippene i de gjeldende retningslinjene er godt tilpasset vindkraft, og NVE vil ikke anbefale å fravike tariffprinsipper i den hensikt å fremme enkelte energikilder fremfor andre.

I henhold til retningslinjene skal tariffen for innlevering av kraft bestå av en energiavgift/energiledd og en effektagift/effektled. Energileddet skal gjenspeile de marginale energitapene som oppstår når kraften mates inn på nettet. Begrunnelsen for dette er at alle brukere av nettet bør stilles overfor en pris som er lik den marginale kostnaden disse aktørene påfører nettet. Når det gjelder effektledet skal dette være det samme som i sentralnettet. På denne måten er en blant annet sikret at produksjon på lavere nettnivå ikke kommer dårligere ut enn produksjon på høyere nettnivå. Gjeldende tariff er i dag på 39 kr/kWh.

Redusert energitap

Ettersom vindkraftverk vanligvis blir lokalisert langt ute i nettet, vil vindkraft ofte kunne redusere det energitapet som oppstår ved transport av kraft. Dette gjelder først og fremst i områder med liten produksjon sett i forhold til forbruket, altså i såkalte underskuddsområder. I en situasjon uten vindkraftproduksjon i dette området vil kraften måtte transporteres over



Utsikt fra Onsevig, nordvest på Lolland i Danmark. Foto: Hasløv og Kjærsgaard

lengre avstander, gjerne fra sentralnettet, og derfor gi høyere nettap. Dette betyr at energileddet for produksjon i slike tilfeller blir negativt og at vindkraftverket får betalt for å levere kraft på nettet.

Marginale tap

Fram til i dag har det vært lite lokal kraftproduksjon, og nettselskaper flest synes derfor ikke å ha vært så opptatt av å foreta nøyaktige beregninger av de marginale tapene som oppstår. I henhold til NVEs tariffoversikt for 1998 varierer energileddene for innmating på nivå 3 (lokalt høyspentnett) fra 1,1 til -2,2 øre/kWh. NVE har grunn til å tro at energileddet mange steder bør være enda mer fordelaktig for vindkraftverk og håper derfor at nettselskapene i større grad følger opp intensjonen i retningslinjene om at energileddet skal reflektere marginale tap. På den måten bidrar de til at vindkraft blir lokalisert på steder som er gunstige for nettet.

Effektledet

Når det gjelder tariffens faste ledd, effektledet, har grunnlaget for dette leddet vært noe omdiskutert. NVE har ikke en fullstendig oversikt over hvilke grunnlag netteiere faktisk benytter for kraftproduksjon uten reguleringsmulighet, men er kjent med at en del netteiere har valgt installert effekt. Flere har uttrykt misnøye med dette og mener at blant annet vindkraft skal betale et lavere effekt-ledd ettersom de ikke har noen forpliktende produksjon og vindkraft er tilskuddsenergi til et regulerbart system.

Upålitelig kilde

Selv om vindkraft ofte vil virke gunstig inn på nettapene, er det et faktum at vindkraftens upålitelighet gjør at man ofte må dimensjonere nettet som om vindkraftverket ikke fantes. Et vindkraftverk på en øy der det også er forbruk, vil sannsynligvis redusere nettapene, men forhindrer likevel ikke at nettselskapet må ha en separat forsyningskabel ut til øya. Forbrukerne har behov for strøm også når det ikke blåser. Det kan derfor vanskelig argumenteres for at vindkraftverk ikke skal betale noen effektaggift. NVE vurderer likevel om det er behov for å foreta mindre justeringer med hensyn til grunnlaget for effektaggiften for å tilpasse retningslinjene bedre til vindkraftverkenes spesielle karakter.

For å illustrere overførings-tariffens betydning for en vindkraftprodusent kan vi ta utgangspunkt i en vindmøllepark bestående av fem møller på 600 kW. Med en brukstid på 3000 timer vil anlegget få en samlet produksjon på ni millioner kWh. Når en benytter installert effekt som effektgrunnlag og den gjeldende sats på 39 kr/kW, vil kostnaden per kWh bli 1,3 øre. Dersom innmatingen reduserer nettapene som igjen medfører negative energiledd, vil kostnadene reduseres og for noen bety at de i sum får betalt for å levere kraft på nettet.

Vindmølle på Hundhammerfjellet?

Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE) har søkt NVE om konsesjon for å bygge en 1,5 MW vindmølle på Hundhammerfjellet i Nærøy kommune i Nord-Trøndelag. Settes denne møllen opp, blir det den største enkeltmøllen i Norge.

Av Siv Sannem

Vindmøller på 1,5-1,6 MW er de største vindmøllene som er kommersielt tilgjengelige i dag. Vindmøllen har en navhøyde på ca. 65 meter og en rotordiameter på omtrent det samme. Det vil si at den totale høyden blir rundt 100 meter.

NTE har erfaring med vindkraft fra sin vindmøllepark på Husfjellet i Vikna kommune. I denne parken står det i dag fem møller, tre 400 kW møller og to 500 kW møller, oppsatt i henholdsvis 1991 og 1993.

NTE søker om å få sette opp kun én vindmølle. I søknaden skisseres muligheten for at dette er første trinn av en større utbygging

i samme område. NTE ønsker å skaffe seg erfaring med drift av store møller før de eventuelt søker om en videre utbygging. Dessuten må de økonomiske rammevilkårene for vindkraft bli bedre for at dette skal bli aktuelt.

2. mars møtte NVE representanter for Nærøy kommune, fylkeskommunen og fylkesmannen i Kolvereid for å presentere saksbehandlingen og hvilke vurderinger NVE har gjort når det gjelder søknaden så langt. NTE presenterte det omsøkte prosjektet.

Både ordføreren og representanter fra formannskapet og kommunens administrasjon så svært positivt på prosjektet. Det ble imidlertid reist enkelte motforestillinger fra kommunens miljøvernleder og fylkesmannens og fylkeskommunens representanter. Disse var særlig knyttet til utforming av vei-

traseen og plasseringen av vindmøllen, som er planlagt på toppen av Hundhammarfjellet.

Samme kveld arrangerte NVE et åpent møte om vindkraftprosjektet i Kolvereid, for å gi høringsinstansene et bedre grunnlag for å uttale seg. Også her var holdningen til prosjektet positiv fordi mange ønsker ny virksomhet velkommen.

NVE vil nå vurdere vindforhold, mølletype og antall, utprøvingseffekt, veibygging, kostnader og type område som berøres. Nær- og fjernvirkningen av prosjektet skal også vurderes før det fattes konsesjonsvedtak.

Søknaden fra NTE ble sendt på høring 10. februar i år. Høringsfristen gikk ut 23. mars. NVE regner med å gjøre vedtak i saken i løpet av første halvdel av april.



Omtrent slik kan det bli seende ut dersom NTE får konsesjon for å bygge vindmølle på toppen av Hundhammerfjellet. (Fotomontasjen er ikke i riktig målestokk)

Kyoto-avtalen fremskyn-der vindkraft

19. og 20. februar arrangerte NHO i samarbeid med Fridtjof Nansens Instituttet seminar om mål og virkemidler for å fremme utnyttelse av vindkraft i Norge. Bakgrunnen for seminaret var Kyoto-avtalen og de følger den vil få for norsk klima- og energipolitikk.

Av Knut Hofstad

Et hovedinntrykk fra seminaret er at Norge bør satse mer offensivt på introduksjon av vindkraft i stor skala. Det er i denne

forbindelse interessant at det nettopp var næringslivets egen organisasjon som tok initiativet til dette seminaret.

Foredragsholdere fra inn- og utland var invitert for å formidle erfaringer om støtteordninger. Med dagens pris- og kostnadsnivå er det ikke mulig å komme utenom ulike former for støtte-tiltak. Ikke minst på bakgrunn av Kyoto-avtalen er dette nå i ferd med å bli et "stuerent" standpunkt. Dessuten er vindkraftkostnadene stadig på vei nedover, og vindkraft ventes å bli konkurransedyktig med annen kraft i overskuelig fremtid.

Særlig fem land (Danmark, England, Nederland, Tyskland og USA) har siden midten av 80-årene bygd opp en relativt stor produksjonskapasitet på vindkraft. Valg av virkemidler har vært ulike og dette har gitt oss et nyttig erfaringsgrunnlag for å vurdere de ulike virkemidlenes egenskaper. I USA har man for eksempel gått bort fra investerings-tilskudd. I dag er det en vanlig oppfatning at investerings-

støtten bidro til en rask etablering av prosjekter med delvis lav kvalitet og høye kostnader. En produksjonsstøtte oppmuntrer i større grad til varige prosjekter med bedre driftsegenskaper. (Produksjonsstøtten kan eventuelt kombineres med fritak for investeringsavgift som nå er annonsert fra politisk hold.) Med dagens kostnadsnivå vil det kunne bli nødvendig med et produksjonstilskudd på 10 øre/kWh eller 200 millioner kroner per år for en vindkraftproduksjon på 2 TWh.

Det ble påpekt at Norge har et stort potensial som vindkraftnasjon. Dessuten hevdet enkelte at Kyoto-avtalen vil åpne et eksportmarked for "grønn" kraft, fordi landene på den måten kan kjøpe seg fri fra pålagte utslippsreduksjoner. "Grønn" kraft vil ha høyere pris enn ordinær kraft og gjøre det mulig å fremskynde utviklingen av dyr vindkraft i Norge.

Sentralnettets utstrekning:

NVE fastholder sitt vedtak

NVE fastholder sitt tidligere vedtak om sentralnettets utstrekning i klagesaken fra flere everk i Nordkraft-området og Møre og Romsdal.

NVE slår fast at de omstridte 132 kV-linjene må betraktes som regionalnett. NVE mener at det må legges entydige og objektive kriterier til grunn for hvilke anlegg som skal omfattes av sentralnett og kan ikke se at omleggingen fører til en urimelig økning av tariffen i noen av områdene.

Det går fram av NVEs kommentarer til klagen fra everkene som nylig ble sendt til Olje- og energidepartementet for endelig avgjørelse.

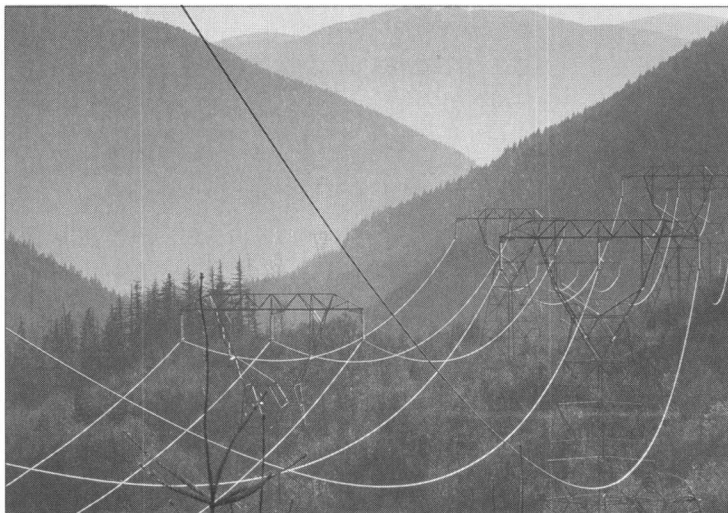
Ikke urimelig

Nordkraft viser blant annet til at flere netteiere i Nordkraft-området allerede har noen av de høyeste overføringstariffene i landet, og at omleggingen vil føre til ytterligere økning.

NVE peker på at gjennomsnittstariffen i regionalnettene for hele landet er rundt 5,5 øre/kWh og varierer mellom 2,2 øre/kWh og 14,7 øre/kWh. NVE anslår at tariffen i regionalnett for hele Nordkraftområdet i 1998 blir om lag 7 øre/kWh, og at overføringstariffen til husholdningskundene blir 24,5 øre, mens gjennomsnittet for hele landet er 20,1 øre/kWh. NVE ser det uheldige i at tariffen øker, men finner ikke at økningen er urimelig sett i forhold til mange andre nett. Det må også veies mot hensynet til å få en funksjonell og hensiktsmessig avgrensning av sentralnett basert på likebehandling og mest mulig objektive krite-

rier, skriver NVE.

Nordmøre Energiverk AS (NEAS) peker på at kundene i deres område får merkostnader på om lag åtte millioner fra 1997 til 1998 og viser til at de har blant de aller høyeste nettareffektene i landet. Etter omleggingen kan overføringstariffen til husholdningene øke med rundt 1,3 øre/kWh til 21,6 øre/kWh. NVE finner ikke at dette er urimelig. Hele 25 prosent av everkene i Norge har høyere overføringstariff enn 21,6 øre/kWh. Også for kundene til Svorka Energi AS blir det en økning fra 19,4 øre kWh til om lag 21 øre/kWh.



der med netteiere som har høyere kostnader.

Kostnadene bæres lokalt

NVE viser til at både bransjen og brukerne er skeptiske til en modell der sentralnett utvides til å omfatte alle nettanlegg med spenningsnivå over 22 kV. Et hovedargument er at en slik modell ikke gir tilstrekkelig nærhet til kostnadene og dermed vil svekke lysten til kostnadseffektivitet i investeringer og drift. Det synes derfor å være bred enighet om at det er hensiktsmessig å beholde tre nettnivåer. NVEs oppgave er å finne gode og ikke-diskriminerende kriterier for å skille mellom sentralnett og regionalnett.

NVE mener at det er lagt objektive og entydige kriterier til grunn for hvilke anlegg som skal gå inn i sentralnett. Som regel skal ikke sentralnett kompensere for kostbare regionalnett, og de lokale kundene må bære kostnadene i regional- og lokalnettene, heter det til slutt.

Foto: Luth & Co A.S

Regional- og sentralnett:

Krav til effektivisering

Også sentral- og regionalnettene skal møte skjerpede effektivitetskrav fra NVE.

Av Arne Martin Torgersen

Fra kommende årsskifte iverksettes den siste fasen i en tretrinns omlegging av myndighetenes monopolkontroll med energiverkene. Eierne av regional- og sentralnett skal få regulert størrelsen på tillatte inntekter fra kundene ut fra hvor effektivt de driver sine anlegg.

Sammenligning

Landets regionalnett eies av 95 ulike eiere, og nå foretas en intern sammenligning av effektiviteten. Erfaringene fra undersøkelserne blant distribusjonsselskapene tyder på at man kan forvente å finne potensialer for innsparinger også her.

Statnett som eier nesten 80 prosent av sentralnett, kan vanskelig sammenlignes bare med de øvrige sentralnettseierne. NVE vil se på sammenligninger av Statnett med utenlandske

sentralnettseiere, og Svenska Kraftnät vil inngå i minst en slik analyse. NVE vurderer flere metoder for sammenligning, og ECON - senter for økonomisk analyse har allerede fått et oppdrag om å videreutvikle en analyse som ble gjennomført i 1997.

Tall til høsten

Effektivitetstall for alle netteiere vil være klare ut på høsten, og da vil det ikke ta lang tid før netteierne vil få varsel om strammere inntektsrammer. Energiloven sier klart fra at netteiere som ikke driver fullt effektivt, ikke kan ta full avkastning. NVE vil utforme kravene etter samme mønster som for distribusjonsnettene. Dette betyr at nettselskap som allerede har startet arbeidet med å effektivisere, eller som raskt oppnår besparelser, vil få beholde en del av gevinsten gjennom høyere avkastning. Systemet er slik at eierne har frihet til å anvende avkastningen slik de selv vil: Man kan ta den ut som utbytte eller la den komme nettkundene til gode gjennom senkning av tariffene. Noen everk lar den bli igjen i selskapet slik at man for eksempel kan finansiere fremtidige investeringer med mindre lån eller får ekstra rom for bonusordninger til de ansatte.

Siden everkene har naturlig monopol innenfor nettvirksomheten, er det ingen markeds mekanismer som sik-

rer effektiv drift. Dette er en generell svakhet ved all virksomhet som ikke møter konkurranse. Tidligere fikk everkene automatisk dekket sine kostnader uavhengig av hvor effektivt monopolet ble drevet. Effektivitetsanalyser viser at mange everk levde gode dager i fravær av konkurranse. Helt fra energiloven ble vedtatt i 1990 har myndighetene arbeidet med å legge grunnlaget for økt effektivisering.

Første trinn i omleggingen kom i 1997 da hvert everk fikk tildelt en ramme for inntekter som kan hentes inn gjennom den monopoliserte nettvirksomheten. Samtidig innførte NVE et felles krav om årlig reduksjon i inntektsrammen som skal sikre at produktivitetsframgangen i bransjen kommer kundene til gode.

Effektivitetssammenligninger viser at de fleste distribusjonsnett har potensialer for å redusere kostnadene ved å lære av de mest effektive. Fra 1998 har NVE innført individuelle krav til reduksjon i tillatt inntekt for distribusjonsnett som ikke driver like effektivt som de beste. Det betyr at nettkunder som er tilknyttet nettselskaper med lav effektivitet, vil betale mindre for overføringen av elektrisitet enn de ellers ville gjort.

Utjevning av tariffen

NVE er klar over at den nye løsningen med sentralnett gir NEAS merkostnader som er høyere enn landsgjennomsnittet, men viser til at regionalnettareffektene i Møre og Romsdal varierer fra 159 kr/kWh til 438 kr/kWh. I følge NVE kan et felles tariffområde i regionalnett føre til en utjevning av tariffen i området, noe som betyr at overføringstariffen i NEAS' område vil reduseres. NVE forventer at netteiere i Møre og Romsdal som i dag har relativt lave kostnader per overført energimengde, er positive til å gå inn i felles tariffområde.

Ikke økt inntektsramme for Statnett

NVE vil ikke gi tilsagn om en ekstraordinær økning av Statnett SFs inntektsrammer som følge av nettforsterkningene på Sør-Vestlandet nå. En slik økning vil binde opp NVE på en urimelig måte i flere år framover, heter det i NVEs vedtak.

Statnett søkte i fjor høst om en ekstraordinær økning i inntektsrammen på 180 millioner 1998-kroner som følge av nettforsterkningene på Sør-Vestlandet i forbindelse med de tre nye planlagte kablene til kontinentet. Ifølge Statnett er det nødvendig med en slik ekstraordinær økning av inntektsrammen for at selskapet skal få en rimelig avkastning på den investerte kapitalen.

Ifølge forvaltningsrettslige prinsipper er det meget begrenset mulighet for et forvaltningsorgan til på binde seg opp for framtiden på denne måten,

skriver NVE.

Dessuten er det grunn til å stille spørsmål ved flere av forutsetningene Statnett har lagt til grunn for søknaden sin. Spesielt er det grunn til å reise tvil om kablene og nettforsterkningene kan ses isolert fra utviklingen i det innenlandske forbruket, slik Statnett har lagt til grunn.

NVE mener at utenlandsforbindelsene vil gi et betydelig bidrag til det innenlandske forbruket i tørrår samtidig som de gjør det mulig med en betydelig netto eksport i våtår.

Videre er det grunn til å anta at norske produsenter finner det mer interessant å øke sin produksjonskapasitet når kablene er på plass. Ifølge NVE undervurderer Statnett utnyttelsen av kablene og dermed konsekvensene for utviklingen i inntektsrammen.

På dette grunnlag ser ikke NVE behov for å øke Statnetts inntektsramme utover det som følger av de generelle bestemmelsene i retningslinjene.

NVE åpner derimot for at Statnett kan kreve anleggsbidrag for å dekke kostnader selskapet har i forbindelse med utbyggingen. Denne muligheten gis da nettforsterkningene må sies å være av en ekstraordinær karakter.

Sterk økning i produksjon og forbruk

Forbruket av elektrisk kraft fortsetter å øke til tross for en mild vinter. Det innenlandske totalforbruket økte med 4,7 prosent i desember, januar og februar, mens forbruket i alminnelig forsyning økte med 1,4 prosent i forhold til i fjor. Produksjon av elektrisk kraft økte også sterkt, med hele 17,3 prosent, i denne perioden.

Av Per Tore Jensen Lund

Det innenlandske totalforbruket var på i alt 35 TWh mot 33,4 TWh vinteren før. De siste 12

månedene var forbruket 116,7 TWh som er 5,4 prosent mer enn i samme periode ett år tidligere. Til sammenligning er midlere årlig produksjonsevne for det norske kraftsystemet beregnet til 113,6 TWh.

Bruttoforbruket i alminnelig forsyning har i vinter steget med 1,4 prosent i forhold til forrige vinterperiode, til tross for at vinteren 1997/98 var mildere enn forrige vinter. For siste 12-månedersperiode har det vært en økning på 1,3 prosent. Korrigert til normale temperaturforhold økte forbruket med henholdsvis 5,6 og 4,4 prosent for de samme perioder. Økningen i det alminnelige forbruket skyldes først og fremst det unormalt lave forbruket i 1996/97, som følge av både høye elpriser og informasjonskampanjer for å dempe forbruket. Sammenligner vi derimot

med tilsvarende perioder i 1995/96, har det vært en nedgang i det temperaturkorrigerte forbruket på 0,8 prosent for vinterperioden. For 12-månedersperioden har det vært en økning på 1,4 prosent.

Forbruket i kraftintensiv industri økte med 8,6 prosent i forhold til forrige vinterperiode. De siste 12 månedene har forbruket vært 30,4 TWh (brutto), en økning på 4,3 prosent i forhold til samme periode ett år tidligere. Økningen i forbruket skyldes først og fremst bedre markedsforhold for bedrifter som produserer aluminium og andre metaller.

Lave spotpriser

Forbruket av uprioritert kraft (kjelkraft) økte med 52,9 prosent i forhold til forrige vinterperiode. De siste 12 måneder var økningen på hele 74,7 prosent. Den sterke økningen i kjelkraft har sammenheng med at spotprisen i både vinterperioden og 12-månedersperioden 1997/98 stort sett har ligget godt under prisene i tilsvarende perioder ett år tidligere, noe som fører til at flere bedrifter fyrer kjelene med elek-

tricitet istedenfor med olje. Gjennomsnittlig spotpris på elektrisk kraft gikk ned fra 19 øre/kWh i begynnelsen av desember 1997 til omkring 14 øre/kWh i begynnelsen av mars. Nedgangen skyldes først og fremst den bedre magasin-situasjonen som følge av en mild vinter med relativt lavt forbruk av elektrisitet. Til sammenligning var spotprisen til de samme tidspunkter ett år tidligere henholdsvis ca. 22 og vel 12 øre/kWh.

Økning i produksjon

Produksjonen i de tre vintermånedene var på i alt 33,5 TWh mot 28,6 TWh vinteren før. De siste 12 månedene er det produsert 114,9 TWh som er 18,4 prosent mer enn i samme periode ett år tidligere og 1,3 TWh mer enn midlere årlig produksjonsevne.

Fyllingsgraden nådde i midten av oktober sitt maksimale nivå i 1997 med 90,4 prosent, eller vel tre prosentpoeng over medianverdien til samme tidspunkt for 10-årsperioden 1982-91. Forholdsvis sterk tapping av magasinene, spesielt i siste halvdel av oktober og i november og

lite tilsig, førte til at fyllingsgraden sank til godt under det normale for årstiden ved utgangen av desember. Mildvær med forholdsvis lav etterspørsel etter elektrisitet og import av kraft, førte til mindre tapping av magasinene enn vanlig i januar og februar. Dette resulterte i en fyllingsgrad på 54,7 prosent ved inngangen til uke 11 eller 6,7 prosentpoeng over medianverdien til samme tidspunkt. Til sammenligning var fyllingsgraden på samme tid i 1997, 35,8 prosent. Høyest fyllingsgrad hadde Vest-Norge med 64,7 prosent, mens Sørøst-Norge hadde lavest fyllingsgrad med 42,3 prosent. Midt- og Nord-Norge hadde en fyllingsgrad på 57 prosent.

Kraftutvekslingen med utlandet ga en nettoimport på 1,4 TWh mot 4,8 TWh vinteren før. De siste 12 månedene har nettoimporten vært 1,8 TWh mot hele 13,6 TWh i samme periode i fjor. Nedgangen i importen har sammenheng med den bedre magasin-situasjonen.

Folkemøte om gasskraftverk

17. februar holdt NVE folkemøte i Levanger for å orientere om formelle og konkrete spørsmål rundt meldingen fra Industrikraft Midt-Norge (IMN) om et kraftvarmeverk i Skogn. IMN har meldt gasskraftplanene til NVE, og møtet ble gjennomført som en ordinær del av behandlingsprosessen.

Til tross for at det møtte opp demonstranter fra Natur og Ungdom, ga møtet inntrykk av at det var en betydelig lokal mobilisering for å si ja til et slikt prosjekt, forteller rådgiver Asle Selfors til Vann & Energi. Et gasskraftverk vil dekke kraftbehovet til industrien i området og vil derfor være med å sikre mange arbeidsplasser.

IMN har laget forslag til et konsekvensutredningsprogram som var ute på høring til 15. mars. Formålet med denne høringsrunden, som kommer i forkant av selve konsesjonsbehandlingen, er å sikre at alle konsekvenser blir utredet, forklarer Selfors. Først når konsekvensutredningene er ferdige, kan det søkes om conse-

sjon. Deretter skal saken behandles politisk. NVE regner med å bruke om lag seks måneder på en eventuell konsesjonsbehandling.

Selfors mener at en avgjørelse vil bli anket inn for Olje- og energidepartementet (OED). Behandlingstiden der er på rundt et halvt år, så det vil nok ikke bli noen endelig avklaring før tidligst våren 1999.

Saken utløser tre ulike meldinger: En melding om selve kraftverket, en melding om kraftledninger og en melding om gassrøret fram til kraftverket. NVE vil behandle søknader om kraftverket og kraftledninger, mens OED vil behandle søknaden om gassrør.

Asle Selfors, NVE, redegjorde for de formelle sidene ved behandling av meldingen fra Industrikraft Midt-Norge, mens ungdommer fra Natur og Ungdom demonstrerte mot gasskraftverk. Foto: Leif Arne Holme

Konsesjons-søknad fra Borregaard

NVE har mottatt søknad fra Borregaard om konsesjon for bygging av et cogen-anlegg som skal forsyne industribedriften i Sarpsborg med varme og strøm.

Saken er sendt videre til Olje- og energidepartementet (OED) med forespørsel om hvordan den skal behandles.

I kjølvannet av Naturkrafts søknad om to gasskraftverk på Vestlandet, er det avklart at tilsvarende saker skal behandles

politisk før konsesjonsspørsmålet kan avklares. Det er så langt ikke bestemt når og hvordan Stortinget skal orienteres om saken.

Når det eventuelt gis klarsignal for saken, vil NVE behandle den på vanlig måte. Det betyr en saksbehandling på om lag seks måneder. I saksbehandlingstiden ligger en høring på tre måneder. NVEs avgjørelsen kan påklages til OED.

Etter at Borregaard meldte saken våren 1997, har selskapet utarbeidet en konsekvensutredning i henhold til et program som ble fastsatt av NVE. Her er det blant annet utredet CO₂-reduserende tiltak og alternative energiløsninger som bioenergianlegg.

Fakta:

Gasskraftverket er tenkt plassert i tilknytning til Norske Skogs papirfabrikk i Skogn. Årlig elproduksjon vil bli 5,6 TWh. 750 GWh varmeenergi vil bli brukt i tørkeprosessen i forbindelse med papirproduksjon. Anlegget vil få en energituttnyttelse på 66 prosent og vil øke Norges CO₂-utslipp med rundt 5,6 prosent.



Fakta:

Cogen-anlegget vil gi en årlig energiproduksjon på ca. 2,1 TWh, fordelt på 1,4 TWh varme og 0,7 TWh elektrisk kraft. Det vil få en energituttnyttelse på nesten 95 prosent og vil øke Norges CO₂-utslipp med rundt 1 prosent.

Kortslutning mørkla Møre og Romsdal

Torsdag 12. februar førte et tretthetsbrudd i en isolatorsøyde til kortslutning i det sentrale punktet for alle utgående linjer fra 132-kilovoltanlegget til Aura Kraftverk. Feilen, som isolert sett knapt ville vært merkbar i kraftsystemet, fikk kjedereaksjoner som mørkla hele fylket i to til tre timer.

Av Hans Otnes

En porselenssøyde på en 132 kilovolts-skillebryter ved Aura Kraftverk knakk ved kobling av bryteren. Den løse delen av bryteren falt ned og ble hengende i

ledningsforbindelsen (loopen) og forårsaket kortslutning på samleskinnene tilhørende 132kV-anlegget. Alle aggregatene i Aura Kraftverk, unntatt ett, falt ut og måtte startes opp igjen. Trollheim Kraftverk forsynte kun lokalnettet.

Sjokket fra kortslutningen førte til at hele kraftforsyningen i Møre og Romsdal fylke falt ut etter en tid, delvis på grunn av overbelastning på overføringsforbindelsene. Utkoblingen varte i halvannen til to timer for mesteparten av fylket, mens lokalforsyningen til Sunndal kommune, ikke ble tilbakekoblet før etter rundt tre timer.

Store konsekvenser

Konsekvensene av utfallet ble betydelige. Industrien fikk store tap da blant annet aluminiumsverk, metanolfabrikk og betongvareprodusent fikk stans i pro-

duksjonen. Sykehusene mistet også forsyningen. Mest kritiske var det for fylkessykehuset i Molde, som også fikk svikt i nødstrømsforsyningen da aggregatet stanset for overlast etter om lag 40 minutter.

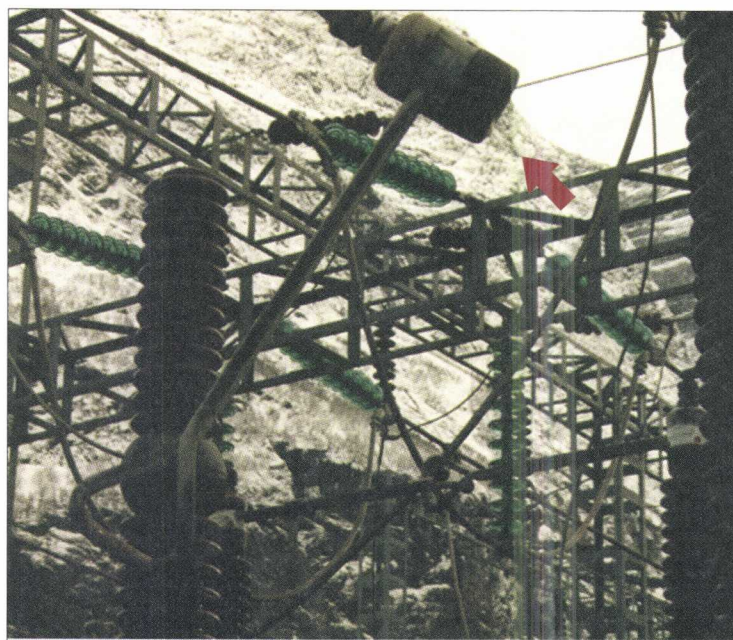
Strømbreuddet førte videre til kluss med alle alarmer (branntrygghets-, innbruddsalarmer og lignende). De falt enten ut eller ble aktivert. Dette førte igjen til mange unødige utrykninger. Datasystemer i forretninger, kommunadministrasjoner, kontorer og lignende falt også ut. Det samme gjaldt betalingssystemer i banker og butikker. Også drivstoffpumper stoppet å fungere. I tillegg ble skoler og andre lokaler mørklagt og elever ble sendt hjem.

Viktig å være forberedt

Det melder seg sentrale spørsmål etter en slik hendelse, og det vil være et mål å finne svar og løsninger på en rekke problemstillinger:

■ Samordning mellom Statnett SF og Statkraft SF med hensyn til driftskoblinger i nettet.

■ Beredskapsplaner hos sentrale aktører i nettet. Er disse oppdaterte og entydige?



Det var tretthetsbrudd i denne isolatorsøylen som førte til kortslutningen.

■ Svikt i nødstrømsforsyningen på sentrale punkter (kraftverker, sykehus, viktige institusjoner).

■ Bruk av tid før driften var intakt i områder med en viss avstand til feilstedet.

■ Informasjonstjenesten, var den tilfredsstillende?

Tekniske feil kan få store følger for samfunnet. Denne hendelsen på Aura Kraftverk fikk store konsekvenser på grunn av følgefeil. Isolert sett hadde et brudd i en skillebryter knapt vært merk-

bart i kraftsystemet. Vi må regne med at det vil oppstå lignende situasjoner med utfall i kraftforsyningen. Samfunnet må være forberedt på og ta de forholdsregler som er nødvendig. Kraftforsyningen må i nær fremtid kartlegge og analysere konsekvensene av utfall. Her ligger det en stor utfordring til aktørene i kraftsystemet. Det er allerede utført slike analyser enkelte steder. Det ble blant annet gjort i Gudbrandsdalen og Mjøsområdet før OL i 1994.

Strøm ingen selvfølge

Med strømbreuddet i Møre og Romsdal friskt i minne, ønsket Vann & Energis medarbeider å besøke en trafostasjon for å få et innblikk i hvordan energien forflytter seg fra gedigne høyspentmaster, via kabler og inn i boligene våre.

Av Vibeke Hoff Norbye

Smestad trafostasjon

Langt inne i fjellet på Montebello i Oslo ligger Smestad trafostasjon som er hovedstasens største innføringsstasjon for kraft. Her blir det tilført strøm i fire spenningsnivåer; 300 kV, 132 kV, 47 kV og 33 kV som igjen mater rundt 30 understasjoner med elektrisitet. Skulle det oppstå feil, har Viken Energinett beredskapsplanene klare.

Det er et gedigent anlegg som er sprengt inn i fjellet. Stasjonskontrollør, Per Erik Skattum, går flere kilometer daglig under sine inspeksjonsrunder. For ukjente kan det virke som en kjempelabyrint. Men heldigvis er det merket rømningsveier i

selvlysende maling overalt hvor vi beveger oss. Det er betryggende å høre at Skattum ikke har måtte rømme en eneste gang i løpet av sine 17 år som stasjonskontrollør.

Spenning krever isolasjon

Det spraker og knaker i 300 kV-anlegget. På fagspråket kalles dette korona eller glimming og er et resultat av spenninger som

montert store vifter som sørger for avkjøling.

Det er viktig med isolasjon mellom spenningsførende komponenter. I friluftsanlegg fungerer luften som isolator. SF₆-gass og olje isolerer bedre, noe som resulterer i at anleggene trenger mindre plass. Det får vi virkelig demonstrert. Viken Energinett har nemlig to koplingsanlegg for 300 kV, det ene er et anlegg inne i fjellet,



Per Erik Skattum viser stolt fram det relativt nye dieseldrevne nødstrømsaggregatet på 650 kV som er stort nok til å forsyne hele stasjonen. Hans Otnes fra NVEs sikkerhetsavdeling er fornøyd med oppgraderingen.

er så høye at luftens gjennomslagsfasthet blir overskredet partielt. For at anlegget ikke skal bli opphetet, er det

det andre et SF₆ anlegg. Det konvensjonelle anlegget er 8-10 ganger så stort som SF₆-anlegget.

Kontrollrommet

Skattum går daglige runder i anlegget, men det er hovedsakelig i kontrollrommet, hvor det finnes oversikt over alle spenningsnivåene. Primært går oppgaven ut på å passe på

at tusenvis av komponenter i anlegget fungerer som de skal. Vanlige feil kan være kortslutninger som oppstår ved at for eksempel brytere ryker, det er dårlig kontakt (varmgang) eller vanninntrengning. Også linjene ut skal overvåkes. Brudd på kabler ved graving er den aller vanligste årsaken til strømbreudd.

Beredskap

Siden 1992 er bemanningen ved trafostasjonen redusert fra 32 til 12 og fra 1. mars var det også slutt på døgnkontinuerlig vakt. – Samtidig med at teknikken er blitt bedre og bedre, har vi gradvis avskaffet døgnvakten, forteller avdelingsleder Vidar Solheim, som har ansvar for sentral- og regionalnettet til Viken Energinett. Nå har stasjonskontrollørene hjemmevakter.

– Driftssentralen vår har imidlertid døgnvakt, forsetter Solheim og forklarer at alle henvendelser vil bli styrt dit. Her kan de betjene mange samtidig fordi de har mulighet for å legge informasjon på en automatisk svartjeneste.

Ved feil, vil tre utrykningsvakter bli oppringt og være på Montebello innen en halv time. Ved brann og røykutvikling, vil brannvesenet bli varslet parallelt. Dette er første linje-beredskapen. Oppstår omfattende

feilsituasjoner, vil flere bli tilkalt.

Dersom strømutfallet setter liv og helse i fare, forårsaker store materielle skader eller vekker stor mediaoppmerksomhet, vil det bli etablert en krisestab.

Totalt har Oslo fire innføringsstasjoner og 50 understasjoner for elektrisk kraft. De andre innføringsstasjonene ligger på Ulven, Furuset og Sogn.

Slik går strømmen:

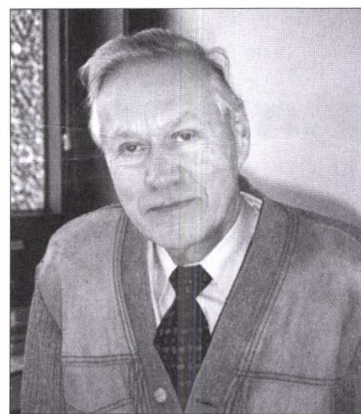
Smestad trafostasjon blir matet med 300 kV fra sentralnettet. Her blir strømmen omformet til et lavere spenningsnivå før den sendes ut til understasjonene. Stasjonene nærmest bykjernen mottar 33 kV, mens de som ligger litt lenger ut, mottar 47 kV. To understasjoner tar imot 132 kV. I disse trafostasjonene blir strømmen omformet til 11 kV og sendt til en rekke nettstasjoner. Her blir strømmen omformet for siste gang og sendt til forbruker. Hjemme får vi 230 V i stikkontaktene våre.

Dårlig nødstrømsberedskap

NVE har kartlagt nødstrømsberedskapen i ni fylker. Undersøkelsen viser at hele 45 prosent av norske helseinstitusjoner ikke har tilfredsstillende nødstrømsystemer.

Undersøkelsen viser riktignok at de aller fleste sykehus har nødstrømsforsyning. Men ved flere akutte strømavbrudd de siste årene, har det likevel vist seg at beredskapen er for dårlig. Nødstrømsanleggene har ofte for liten kapasitet eller for dårlig driftssikkerhet.

I Produkt- og Elektrisitets-tilsynets forskrifter for elektriske bygningsinstallasjoner er det stilt krav om nødfor-syninsanlegg i områder for medisinsk bruk. Den skal være installert for de deler av installasjonen og for det utstyr som er nødvendig for å ivareta pasienters og andre personers sikkerhet. Regleverket gjelder



Seksjonssjef John G. Martinsen

for sykehus og andre helseinstitusjoner.

Best i nord

I de seks sørligste fylkene i undersøkelsen viste det seg at gjennomsnittlig åtte av ti helseinstitusjoner ikke hadde gode nok nødstrømsystemer. De tre nordligste fylkene viste betydelig bedre beredskap. Bare fire av ti hadde for dårlige løsninger.

–En grunn til at situasjonen er best i de nordligste fylkene, skyldes nok at de er mer utsatt for dårlig vær og av den grunn tar mer hensyn til beredskap, sier John Martinsen, seksjonssjef i NVE. Han ser alvorlig på tallene som er kommet fram i undersøkelsen og mener det er viktig å følge opp manglene. –Det er enkelt og ikke spesielt dyrt å tilrettelegge et tilfredsstillende nødstrømsystem, sier Martinsen, som er sikker på at hyppigere kontroll av ansvarlig tilsynsmyndighet i samarbeid med institusjonens eier, kan være et tiltak for å bedre forholdene.

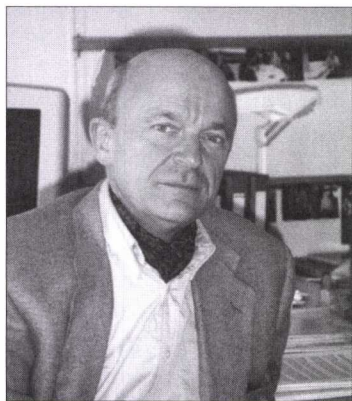
Fylkene som er kartlagt, er Hedmark, Buskerud, Telemark, Aust-Agder, Hordaland, Møre og Romsdal, Nordland, Troms og Finnmark. Martinsen mener at undersøkelsen gir et riktig bilde av situasjonen og tror ikke tallene hadde sett annerledes ut dersom flere fylker var blitt kartlagt. NVE er i ferd med å utarbeide en sluttrapport som ventes ferdig i løpet av juni i år.

Mulige dataproblemer ved år 2000:

Gjennomgang av kraftforsyningen

NVE krever nå at hele kraftforsyningen skal gå gjennom sine data-systemer med sikte på å forebygge mulig svikt ved overgangen til år 2000.

Kravet gjelder alle landets kraftselskaper, energiverk, fjernvarmeverk og vassdragsregulanter. NVE vil følge nøye med i det videre arbeidet. Bakgrunnen er at det kan oppstå feil i eldre datamaskiner som ikke er forberedt på å behandle årstall med fire sifre. Problemene kan ramme både kontroll- og kommunikasjons-systemene og de administrative systemene.



Avdelingsdirektør Trond Ljøgdø

–Virkningene kan bli dramatiske dersom en vital funksjon som energiforsyningen faller ut på den mørkeste og kaldeste årstiden. Derfor må denne utfordringen tas svært alvorlig, sier avdelingsdirektør Trond Ljøgdø i NVE.

Opplæring av beredskapskoordinatorene

For å styrke beredskaps- og sikkerhetsarbeidet i kraftforsyningen, skal det oppnevnes en beredskapskoordinator i alle energiverk. Ordningen er blitt positivt mottatt, og de aller fleste energiverkene har oppnevnt personer som skal koordinere beredskapen.

Det praktiske arbeidet har tidligere vært fordelt på ulike personer og funksjoner som verneleder, HMS-ansvarlig og personalkontor. Denne ansvars- og oppgavefordelingen har ofte gjort det vanskelig å oppnå en god oppfølging og koordinering av beredskaps- og sikkerhetsarbeidet. Oppnevningen av en egen beredskapskoordinator tar sikte på å forbedre dette.

Beredskapskoordinatoren er en funksjon – ikke en stilling, og vedkommende som skal ivareta funksjonen, må ha nødvendig kompetanse innenfor beredskap og sikkerhet. Det er ingen forutsetning at koordinatoren skal ha detaljkunnskaper innen hvert fagområde, men det er nødvendig med generell oversikt og grunnleggende kjennskap til gjeldende lover og retningslinjer, og hvordan de skal praktiseres. For å oppnå dette

gjennomfører NVEs Sikkerhetsavdeling opplæring i form av todagers kurs ved HMS Senteret på Starum.

Kurset omfatter beredskapsorganisasjon, beredskapsplanlegging, bygningstekniske sikringstiltak, brannsikring av anlegg og bygninger, opplæring og øvelser, objektsikring og intern-

kontroll.

Første kurs ble gjennomført 24. og 25. februar. Nå går det slag i slag med 25 elever på hvert kurs. Med over 250 oppnevnte beredskapskoordinatorene over hele landet vil det ta noe tid før alle har fått opplæring.

Øvelse ved Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk



Effekttoppene kan reduseres

Belastningstoppene i elkraftsystemet kan reduseres, og oppskriften er bedre styring av elkraftuttaket hos kundene. Det viser en rapport Oslo Energi Konsult AS har utarbeidet for NVE.

Av Frode Trengereid

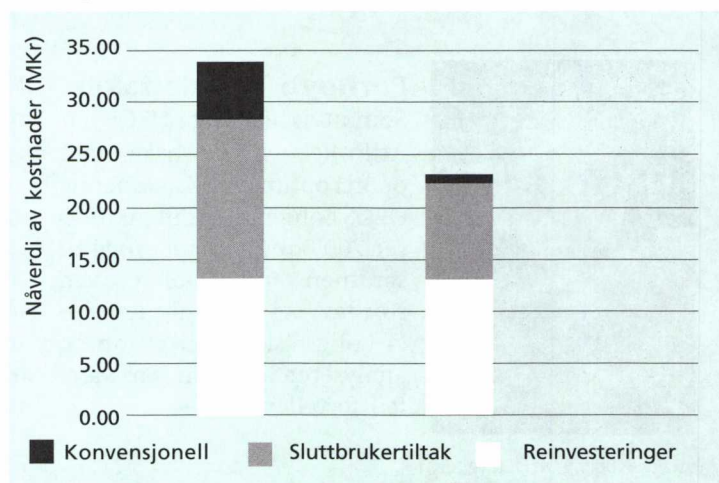
Rapporten omhandler sluttbrukertiltak som alternativ til konvensjonell nettutbygging og viser klart at slike tiltak lønner seg. Det er lett å ta for kraftig i når man vurderer effektbehovet ved nybygging. Det fører til lav brukstid av nettets kapasitet og dermed lav avkastning av den kapital som er lagt ned i nettet.

Aktuelle tiltak rettet mot brukerne kan være å endre elektrisitetsforbruket gjennom informasjon, innføre differensierte priser, foreta styring av

varmtvannsberedere og elektrokjeler, utnytte alternativ lokal kraft fra aggregat, vind, bio, varmepumper osv.

Gjennom slike tiltak kan behovet for reinvesteringer i nettet begrenses samtidig som bruks-tiden opprettholdes eller økes. Dermed oppnås en bedre avkastning av investert kapital. Å kunne utsette investeringer og redusere investeringsbehovet, er også viktig for å imøtekomme NVEs krav om effektivisering og levere rimeligere strøm til kundene.

Undersøkelsen viser at sluttbrukertiltakene på kort sikt bør rettes mot tjenesteytende næringer, skoler, helse- og sosialbygg og boligblokker. Her er det størst potensial for reduksjon av effekten og kostnadene for gjennomføringen av tiltakene ligger rundt 1000 kr/kW. Til sammenligning koster utbygging av fordelingsnett om lag 7400 kr/kW, eller enda mer.



Figuren viser at det lønner seg med sluttbrukertiltak framfor konvensjonell nettutbygging

Ljøgdø opplyser at det foreløpig er uklart hvor store problemene er, men at NVE håper å ha en oversikt før sommeren. Deretter vil NVE følge nøye med i det videre arbeidet. NVE utelukker ikke at det kan bli nødvendig med en høynet beredskap i kraftforsyningen rundt årtusenskiftet.

I et brev til bransjen, formet som et pålegg, heter det at ansvaret for at datasystemene fungerer, ligger hos det enkelte kraftselskap. Etter NVEs vurdering kan selskapene derfor ikke påberope seg "force majeure" dersom det skjer avbrudd eller det oppstår andre uønskede situasjoner som kunne ha vært unngått.

Energiforsynings Fellesorganisasjon (EnFO) har startet et prosjekt for å yte generell bistand og koordinere felles aktiviteter i forbindelse med år 2000-problemene i kraftforsyningen.

Skredkurs for feltarbeidere

Ferdsel i skredfarlig terreng, sto på programmet da feltarbeidende hydrologer i NVE var på sikkerhetskurs ved Norges Geotekniske Institutt (NGI) skredstasjon i Grasdalen i Stryn i begynnelsen av mars.

NVEs regionkontor i Førde og skredgruppa i NGI sto for opplegget som besto av både teori og praksis ute i terrenget. Temaer som skred- typer, skredterreng, terrengvurdering, rutevalg og kameratredning ble belyst. Ute ble det gravd snøprofiler og mange fikk anledning til å teste hvordan det føles å bli gravlagt under 30 cm snø i noen minutter. Selv med så lite og løs snø over seg, var

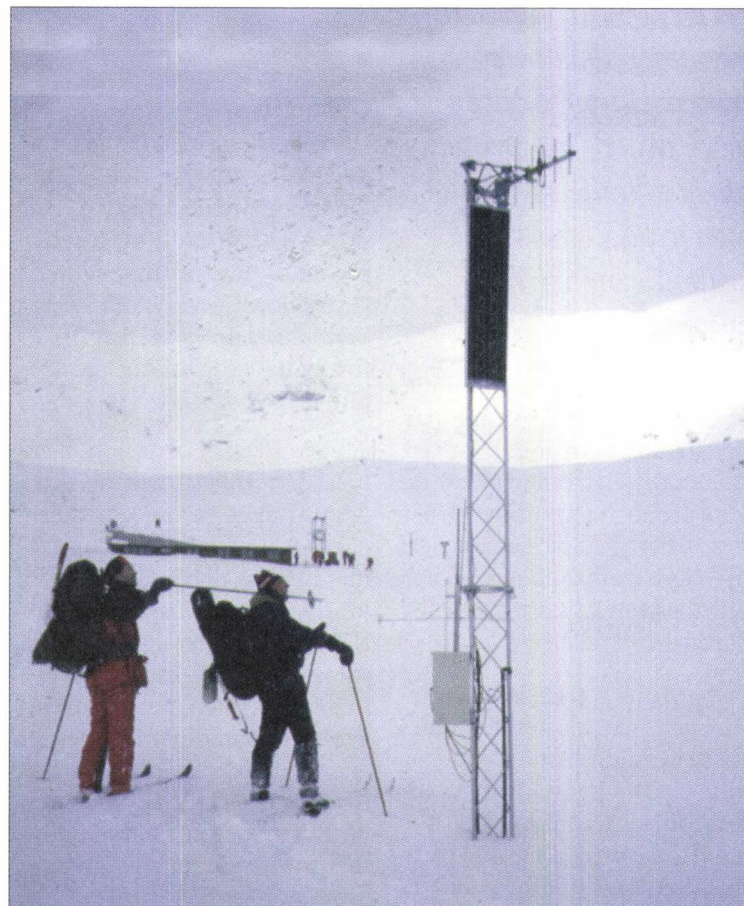
det faktisk en del som følte ubehag.

Hensikten med slike kurs er først og fremst å lære seg å vurdere, slik at man unngår kritiske situasjoner. Men skulle uhellet først være ute, så vil kursdeltakerne forhåpentligvis i større grad være i stand til å handle fornuftig og unngå panikk, forteller seksjonssjef Ola Kjeldsen

Kurset ble avsluttet med graving av nød- bivuakk, snøhuler og iglo. Siste natten tilbrakte samtlige deltakere i snøhule eller iglo i Grasdalen.

Pust ut! Godt med frisk luft etter å ha vært begravet under snøen i tre minutter.

Foto: Ola Kjeldsen.



Instrumenttårn for snøputen i Grasdalen. Vi ser instrumentkasse, solcellepanel og retningsantenne for mobiltelefon. Foto: Ola Kjeldsen.

Optimal drift av fyrhuset – fleksibel energiutnyttelse

Det finnes ikke noe fasitsvar på hva som er billigst av olje eller el. Det avhenger nemlig av virkningsgraden på den enkelte kjel. I fyrhus med flere kjeler er det derfor viktig å velge både riktig kjel og energibærer avhengig av belastning og energipriser. Dette kan man lære alt om på enøk-

kurs hos Opplysningskontoret for Energi og Miljø (Ofe).

Av Vibeke Hoff Norbye

Tyve deltakere var samlet i Oslo fra 4. til 5. mars. De fleste sitter til daglig med ansvar for drift og vedlikehold av fyrhus. Andre er ansvarlige for innkjøp av olje og el, og noen har et mer overordnet ansvar og leder driftspersonell. Arne Palm, konsulent i energiledelse, og Halvor Braathen, Ofe, er ansvarlig for kurset og har i over to år reist rundt i landet og holdt kurs om drift av fyrhuset.

Energityver

Det er mye å spare i fyrhusene rundt omkring, forsikrer Braathen, som etter hvert er blitt ekspert i å lete etter energityver i fyrhuset. –Feil oppkobling av kjeler er klassisk. Dessuten er det altfor mange som fyrer for kråkene, fortsetter han. Det er nemlig store energibesparelser å hente ved å isolere i fyrhuset og ved å kjøre kjeler og brennere optimalt.

Fleksibel energiutnyttelse

Fleksibel energiutnyttelse betyr i praksis å utnytte eksisterende anlegg og prisforskjellen på energibærere optimalt. Altså, å bruke minst mulig penger på energi.

–Når det gjelder generell drift av anleggene er det mange som kan spare energi og pen-

ger. Mange everk beregner lønnsomhetsgraden på olje/el i forhold til en fast virkningsgrad på kjeler. –Dette blir galt, forklarer Braathen. Virkningsgraden varierer nemlig fra kjel til kjel og også i forhold til hvor mye kjelen skal levere. Det må derfor gjøres beregninger på den enkelte kjel for hele tiden å være sikker på hvilken energibærer som er mest lønnsom. Braathen mener derfor at personell som avgjør når det skal veksles mellom energibærere, vil ha stort utbytte av kurset. De lærer metodikken for å gjøre de riktige valgene av energibærer og hvilket utstyr som skal være koblet inn i systemet.



I fyrhuset til Oslo Energi i Drammensveien går Halvor Braathen gjennom alle sjekkpunktene for å regne ut virkningsgraden på en oljekjel.



Arild Rebbeng, utviklingssjef i OBOS og leder av OBOS energi.

Fornøyd kursdeltaker

Som utviklingssjef i OBOS har Arild Rebbeng et ønske om å oppnå optimal bruk av energi i OBOS boligmasse som inkluderer 700 boligselskaper med til sammen 60 000 boliger. Ved store avvik i energiutgiftene til et boligselskap, går vi inn og analyserer hva som kan være feil, forteller han.

Privat er Rebbeng deleier av en bygård hvor han er ansvarlig for fyrhuset.

–Å bli møkkete på fingrene er en grei måte å lære på, forteller økonomen, som tar med seg den praktiske erfaringen han får i bygården, på jobben. Nå håper han å få med Ofé på å arrangere kurs for driftspersonell i OBOS.

NVE har det løpende forvaltningsansvaret for statens enøk-virkemidler, hvor opplæringsaktiviteter er et prioritert satsningsområde. Etaten driver gjennom Ofé med utstrakt opplæringsvirksomhet hvor målet er å gi økt handlingskompetanse om effektiv og miljøvennlig energiutnyttelse ved å:

- bidra til opplæring i effektiv og miljøvennlig energiutnyttelse
- skolere tilbydere av energi- og miljøtjenester slik at disse kan gjennomføre enøk-prosjekter på en rasjonell måte
- bidra til at effektiv og miljøvennlig energiutnyttelse blir innført og får tyngde i relevante fagplaner i hele skole- og utdanningssystemet.