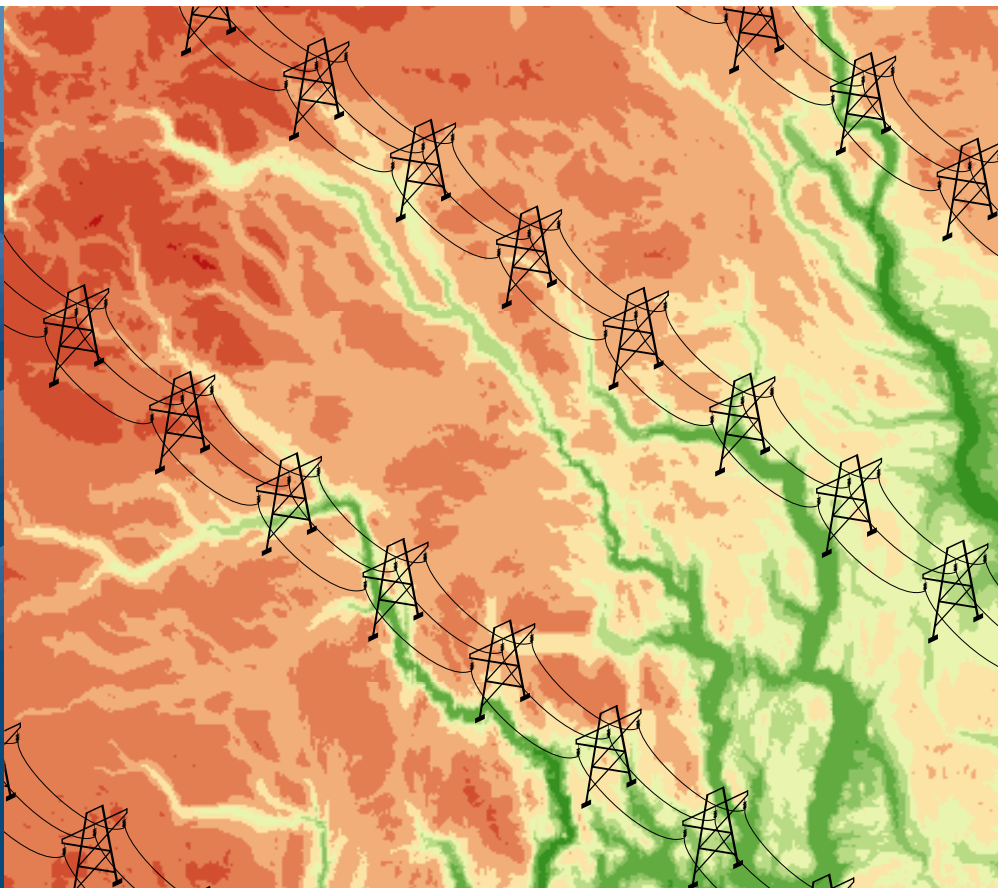




# Endring av modeller for fastsettelse av kostnadsnormer fra 2013

Oppsummering av høring

71  
2012



R  
A  
P  
P  
O  
R  
T



# **Endring av modeller for fastsettelse av kostnadsnormer fra 2013**

Oppsummering av høring

## Rapport nr 71 2012

# Endring av modeller for fastsettelse av kostnadsnormer fra 2013. Oppsummering av høring.

**Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat

**Redaktør:**

**Forfatter:** Roar Amundsveen, Ole-Petter Kordahl, Hilde Marit Kvile, Mi Lagergren, Tore Langset, Siri H. Steinnes, Kjersti Vøllestad

**Trykk:** NVEs hustrykkeri

**Opplag:**

**Forsidefoto:**

**ISBN:** 978-82-410-0859-7

**Sammendrag:**

**Emneord:** kostnadsnorm, inntektsramme, DEA

Norges vassdrags- og energidirektorat  
Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstua  
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95  
Telefaks: 22 95 90 00  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)

30. November 2012

# Innhold

<b>1</b>	<b>Innledning .....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Oppsummering og vurdering av høringsinnspill.....</b>	<b>8</b>
2.1	Generelle innspill.....	8
2.1.1	Modellstruktur og gjennomsnittsfront .....	8
2.1.2	Referenter .....	8
2.1.3	Sammenlignbarhet mellom små og store selskaper .....	9
2.1.4	Skaleringsbegrensninger.....	11
2.1.5	Særbehandling av små og spesielle selskaper .....	12
2.1.6	Investeringsinsentiver.....	12
2.1.7	Overgangsordninger.....	13
2.1.8	Harmonieffekt.....	14
2.1.9	Korrigerings av slakk.....	15
2.2	Innspill som gjelder modellen for distribusjonsnett.....	17
2.2.1	Oppgaver i DEA .....	17
2.2.2	Grensesnittvariabelen.....	19
2.2.3	Andel 400 volts forsyning .....	20
2.2.4	Innføring av AMS.....	21
2.2.5	Om rammevilkårsvariable i trinn 2.....	21
2.2.5.1	Datakvalitet og kontroll .....	22
2.2.5.2	Innspill til variablene NVE har foreslått å inkludere .....	22
2.2.5.3	Koeffisienter i trinn 2.....	24
2.2.5.4	Rammevilkår som ikke er tatt inn i modellene .....	24
2.3	Innspill som gjelder modellen for regional- og sentralnettsanlegg .....	30
2.3.1	Forslag om avkastningsregulering av regionalnett.....	30
2.3.2	Forbedring av vekstsystem .....	30
<b>3</b>	<b>Endringer i modellene.....</b>	<b>32</b>
3.1	Korrigerings av rammevilkår i modellen for regional- og sentralnettsanlegg .....	32
3.2	Korrigerings av rammevilkår i modellen for distribusjonsnett.....	34
<b>4</b>	<b>Modeller for fastsettelse av kostnadsnormer fra 2013 .....</b>	<b>37</b>

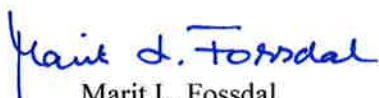
# Forord

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har i 2012 gjennomført et arbeid på endring av modellene for fastsettelse av nettselskapenes kostnadsnormer. NVE har i dette arbeidet fått mange gode innspill fra en referansegruppe bestående av representanter fra bransjeorganisasjoner og nettselskaper.

Høringsdokument 2/2012 "Forslag til endring av modeller for å fastsette kostnadsnormer" ble sendt ut 19. juni 2012. Innen høringsfristen utløp 21. september mottok NVE 26 høringsinnspill fra nettselskaper og bransjeorganisasjoner.

Denne NVE-rapporten inneholder en oppsummering av høringsuttalelsene samt NVEs kommentarer og vurderinger. Rapporten beskriver også de modellene NVE vil bruke til å fastsette selskapenes kostnadsnormer fra 2013.

Oslo, 30. november 2012



Marit L. Fossdal  
avdelingsdirektør



Tore Langset  
seksjonssjef

# Sammendrag

NVE sendte 19. juni 2012 ut forslag til endringer i modellene for fastsettelse av kostnadsnormer (NVE-høringsdokument 2/2012). Formålet med endringsforslaget var å gi nettselskapene mer stabile inntektsrammer over tid, oppnå en riktigere korrigering for rammevilkår, samt å fjerne hindringer for en rasjonell organisering av nettvirksomheten. Nettselskaper og andre interessenter ble bedt om å komme med kommentarer til forslaget innen 21. september 2012.

Denne NVE-rapporten dokumenterer de innspillene som er kommet, samt NVEs vurdering av disse. Rapporten beskriver også de modellene NVE vil bruke for å fastsette nettselskapenes kostnadsnormer fra 2013.

NVE viderefører bruk av DEA (Data Envelopment Analysis) til å fastsette kostnadsnormer. Et endringsforlag var at DEA-fronten bestemmes ut i fra selskapenes kostnader og oppgaver målt som et femårig gjennomsnitt. Det ble også foreslått en mer rendyrket modellstruktur med to trinn. I trinn 1, DEA-modellene, fastsettes selskapenes DEA-resultat basert på sentrale oppgaver i nettvirksomhet. I modellens trinn 2 korrigeres resultatet fra trinn 1 for forskjeller i rammevilkår ved hjelp av regresjonsanalyse.

I trinn 1, DEA-modellene, foreslo vi å redusere antall variabler. Forhold som anses som kjerneoppgaver knyttet til nettvirksomheten ble beholdt i trinn 1, mens rammevilkår ble flyttet over i trinn 2, regresjonsanalysen. I trinn 2 ble det foreslått en ny og bedre metode for å ta hensyn til forskjeller i nettselskapenes rammevilkår. Den viktigste endringen er knyttet til at rammevilkårskorrigeringen bestemmes ut i fra hvor mye mer eller mindre av et rammevilkår et selskap har, i forhold til de spesifikke selskapene det sammenlignes med i DEA-modellene i trinn 1. NVE har også fått nye, mer presise data på rammevilkår, som er basert på nettes faktiske plassering. Med endringene i trinn 1, nye data for rammevilkår og ny metode for å korrigere disse, foreslo NVE endringer i hvilke rammevilkår som inkluderes i modellene.

NVE foreslo også en alternative modell for å sammenligne selskaper som ikke kan inkluderes i DEA, samt ny tilnærming for å beregne kompensasjon for bortfall av inntekter ved fusjoner.

NVE har mottatt til sammen 26 høringsinnspill, og disse er overveiende positive til bakgrunnen for endringsforslaget samt hovedendringer som bruk av gjennomsnittsfront, mer rendyrket modellstruktur og slankere DEA modeller. Høringsinnspillene omhandler mange temaer, men et hovedtrekk er hvilke variabler som bør/ikke bør være med i modellene.

På bakgrunn av høringsinnspill har NVE bestemt å trekke ut normerte kostnader for anlegg i grensesnittet mellom distribusjonsnett og regionalnett fra distribusjonsnettmodellen. For øvrig er det ikke gjort endringer i modellens trinn 1.

Videre har vi foretatt en ny gjennomgang av hvilke rammevilkår som skal inngå i trinn 2. For å ta hensyn til den store variasjonen i kostnadsdrivende rammevilkår har vi bestemt å ta i bruk rammevilkårsindekser i trinn 2. Disse er beregnet med utgangspunkt i variabler som beskriver relaterte driftsforhold, eksempelvis kystforhold.

Selv om de nye kostnadsnormmodellene kan gi relativt store endringer i inntektsrammene for enkelte selskaper når man sammenligner med dagens modell, ønsker NVE ikke en generell overgangsordning. NVE vil vurdere kompensasjon for overgang til ny modell basert på søknad fra det enkelte selskap. Vi regner med at økningen i NVE-renten vil redusere behovet for overgangsordninger.

Etter gjennomgangen av høringsinnspillene, foreslår NVE å benytte følgende modeller for fastsettelse av kostnadsnorm:

### **Distribusjonsnett:**

---

#### ***Trinn 1 – DEA-modell***

---

Antall kilometer høyspentnett

Antall nettstasjoner

Antall abonnemeter

#### ***Trinn 2 - regresjoner***

Andel jordkabler

Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet

Avstand til vei

Geo 1: Helning, installert effekt småkraft og andel luftlinjer i løvskog med høy og særs høy bonitet

Geo 2: Kvadrert referansevind / kystavstand, antall øyer mer enn 1 km fra land eller nærmeste øy med nettanlegg, og andel sjøkabel

---

### **Regional- og sentralnett:**

---

#### ***Trinn 1 – DEA-modell***

---

Vektet verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder

Vektet verdi jordkabler

Vektet verdi sjøkabler

Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringanlegg

#### ***Trinn 2 - regresjoner***

Geo 3: Helning og skog med høy og særs høy bonitet

---



# 1 Innledning

NVE sendte 19. juni 2012 ut forslag til endringer i modellene for fastsettelse av kostnadsnormer (NVE-dokument 2/2012). Bakgrunnen for endringsforslaget er å gi nettselskapene mer stabile inntektsrammer over tid, å gi en riktigere korrigering for rammevilkår, og å fjerne hindringer for en rasjonell organisering av nettvirksomheten.

Nettselskaper og andre interessenter ble bedt om å komme med kommentarer til forslaget innen 21. september 2012. NVE har mottatt 26 høringsinnspill, og disse er i hovedsak positive til bakgrunnen for endringsforslaget. Høringsinnspillene omhandler mange temaer, men et hovedtrekk er hvilke variabler som bør/ikke bør være med i modellene.

NVE har gått gjennom mottatte høringsuttalelser og vurdert disse. NVE har så langt som mulig gjort en helhetlig vurdering av høringsuttalelsene. I dette dokumentet presenterer vi først innspill på generelle forhold som gjelder for modellene på begge nettnivåer og NVEs vurderinger av disse. Deretter presenteres spesifikke innspill modellene per nettnivå. Avslutningsvis følger en beskrivelse av den modellen NVE vil ta i bruk fra og med varsel om inntektsrammer fra 2013.

## 2 Oppsummering og vurdering av høringsinnspill

Innen høringsfristen utløp var det kommet inn til sammen 26 høringsinnspill. Disse dokumentene er tilgjengelig på NVEs nettsider.

Høringsinnspillene gir generelt gode kommentarer og velbegrunnede innspill til NVEs modellforslag. De viser også at høringsinstansene har satt seg grundig inn i forslaget.

Vi har valgt å gruppere høringsinnspillene tematisk, og da først generelle innspill, og deretter innspill på de to modellene. NVEs vurdering følger etter en beskrivelse av innspillet.

### 2.1 Generelle innspill

I denne delen vil vi beskrive og kommentere de innspillene som gjelder begge modellene.

#### 2.1.1 Modellstruktur og gjennomsnittsfront

Et hovedmål med endringsforslaget har vært å oppnå en riktigere beregning av inntektsrammene, og spesielt korrigerer for rammevilkår på en enhetlig måte. I forhold til dagens modell er modellstrukturen mer rendyrket ved at relevante rammevilkår blir korrigert med samme metode. I dagens modell blir rammevilkår korrigert med to metoder. I trinn 1 (DEA) fastsettes selskapenes resultat basert på sentrale kostnadsdrivere i nettvirksomhet. I modellens trinn 2 korrigeres resultatet fra trinn 1 for forskjeller i rammevilkår. I mange av høringsinnspillene blir det trukket frem at tottrinns modellen bidrar til at korreksjoner for rammevilkår blir mer kontrollert/oversiktlig, og at ekstremutslagene i dagens modell blir redusert. Generelt støtter høringsinnspillene dette forslaget. Enkelte fremhever imidlertid at det er svært viktig at utvalget av rammevilkårsvariable representerer de oppgavene nettselskapene opererer i. Dette forholdet vil vi komme tilbake til senere i dokumentet, jf. 2.2.5 nedenfor.

Et annet hovedmål har vært å oppnå mer stabile inntektsrammer over tid. For å oppnå dette er det foreslått at fronten i DEA skal beregnes ut fra et femårig gjennomsnitt av selskapenes kostnader og oppgaver. De fleste av høringsinstansene beskriver dette som positivt, og påpeker at fronten vil være mer stabil over tid som følge av at tilfeldig årlig variasjon i kostnader vil bli utjevnet med bruk av et femårig gjennomsnitt.

Gjennomsnittsfronten gjør det også mulig med større grad av likebehandling av selskapene. Dette er også et forslag som NVE får støtte for i innspillene.

#### 2.1.2 Referenter

En av virkningene av færre oppgaver i trinn 1 er at det blir færre referenter i modellen. Flere selskaper har spilt inn at de med NVEs forslag får færre referanseselskaper enn

tidligere, og i noen tilfeller er det bare ett referanseselskap. Enkelte referanseselskaper, som for eksempel Askøy Energi og AS Eidefoss er også svært dominerende referanseselskaper i og med at de er referanseselskap for mange, og at de også teller mye i hvert selskaps beregnede mønsterselskap. Det blir påpekt at disse referentene er mye mindre enn selskapene de er referenter for, og at de derfor ganges opp med opptil 45 for å inngå i mønsterselskapet til for eksempel Hafslund Nett. Det uttrykkes derfor bekymring ved at eventuelle feil i data og kostnadsføring hos referentene vil kunne få stor innvirkning på øvrige selskaper.

#### *NVEs vurdering*

NVE er klar over at en modell med færre oppgaver innebærer at antallet referenter blir mindre. Vi ser også at noen få av referentene er inngår i mønsterselskapet til svært mange nettselskaper, og at de i mange tilfeller utgjør stor andel av mønsterselskapet.

Vi oppfatter at denne kritikken går på to forhold, både at enkelte referenter har stor betydning, samt at eventuelle feil i data og kostnadsføring kan gi store konsekvenser når selskapet skaleres opp for å inngå i mønsterselskapet.

NVE gjennomfører årlig en grundig vurdering av de selskapene som inngår i DEA-modellen, og spesielt de selskapene som får være referenter. Kriteriene for dette blir beskrevet i et rundskriv som publiseres sammen med inntektsrammeberegningen.

Selskaper som er referenter er også et utvelgelseskriterium når NVE velger kandidater for årlig tilsyn knyttet til rapporteringen av økonomiske og tekniske data som brukes til å fastsette inntektsrammene.

Dersom det likevel skulle vise seg å være feil i data og kostnadsføring er det klart at dette er uheldig. Konsekvensen av det vil imidlertid være mindre i tilfellet med en referent som er referent for mange selskaper. Årsaken til dette er at mange selskaper blir "utsatt" for den samme feilen, og dette vil justeres i kalibreringen.

Når det gjelder oppskalering av eventuelle feil i data og kostnadsføring i de tilfeller et mindre selskap inngår i mønsterselskapet til et større selskap, mener vi dette ikke er problematisk. Bakgrunnen for dette er knyttet til at feilens relative betydning vil være lik uavhengig av størrelse. En feilføring på 100 kroner hos et selskap vil innebære en feil på 1000 kroner for et selskap som er 10 ganger større, men relativt sett er dette det samme.

### **2.1.3 Sammenlignbarhet mellom små og store selskaper**

Flere av høringsinstansene kommenterer at en forutsetning for sammenlignende effektivitetsanalyser er at selskapene er underlagt de samme krav når det gjelder kvaliteten på de tjenestene som skal utføres og krav til hvordan virksomheten skal utøves og organiseres. Det blir særlig pekt på kompetanseforskriften som stiller krav til nettselskapenes organisering og bemanning med virkning fra 1. juli 2013.

I tillegg fremheves også at mindre selskaper kun er underlagt krav om regnskapsmessig skille, mens større selskaper er underlagt krav om selskapsmessig skille. Det anføres at dette kan innebære en forskjell i rammebetingelser som gjør at selskapene ikke er sammenlignbare.

Noen innspill går også på at viktigheten av at innrapporterte økonomiske og tekniske data er sammenlignbare.

#### *NVEs vurdering*

Når det gjelder sammenlignbarhet i forhold til økonomiske regnskapsdata generelt vil vi påpeke at kontrollforskriftens § 2-4 sier at nettselskapene skal avlegge sine regnskaper i henhold til bestemmelsene i regnskapsloven og god regnskapsskikk. Formålet med dette er å sikre at selskapenes regnskaper er sammenlignbare.

I hovedsak står nettselskapene overfor det samme handlingsrommet i forhold til regnskapslovgivningen. Det er opp til det enkelte nettselskap å avgjøre hvordan de vil utnytte dette handlingsrommet med de følger dette får for utviklingen av selskapets fremtidige inntektsrammer. Dette handlingsrommet er imidlertid noe begrenset i forhold til hvordan data skal rapporteres i eRapp.

Det fremgår etter NVEs syn klart av regelverket hva som kan føres i de postene under nettvirksomhetene som ikke inkluderes i kostnadsgrunnlaget og i de sammenlignende analysene. NVE analyserer forskjellene i nettvirksomhetenes totalkostnader og det er derfor ikke av betydning hvilke poster i resultatregnskapet som har vært benyttet i det enkelte år. Etter NVEs syn fremgår det tilstrekkelig klart av regelverket hvilke inntekter og kostnader som skal føres under nettvirksomheten og hva som er innenfor og utenfor regulering, jf. kontrollforskriftens § 1-4.

Selskap med kun krav om regnskapsmessig skille kan fordele administrasjonskostnadene mellom virksomhetsområdene etter stor grad av skjønn, mens krav om selskapsmessig skille forutsetter at transaksjonene behandles med armlengdes avstand. I henhold til kontrollforskriften § 2-7 skal revisor kontrollere og attestere at rapporteringen er gjort i samsvar med reglene i kontrollforskriften. NVE mener at kontrollforskriftens krav medfører at kostnadsfordeling hos nettvirksomhet med selskapsmessig skille og nettvirksomhet med regnskapsmessig skille skal skje på tilnærmet like premisser og dermed ikke vil medføre noen signifikante forskjeller i rammebetingelser. Kostnadsfordeling er også et tema som følges spesielt opp på tilsyn.

Forskrift om krav til kompetanse mv. hos anleggs- og områdekonsesjonærer (Kompetanseforskriften) stiller krav til at nettselskapene skal ha egen bemanning med kompetanse til selv å utføre sentrale spesifiserte oppgaver innen drift og vedlikehold av nettvirksomhet.

Forskriften stiller blant annet krav til at nettselskapet skal ha et fagmiljø tilpasset virksomhetens omfang. Med dette menes ansatte som praktisk utfører slike oppgaver og som samtidig har et ansvar for kontroll av eventuelle innleide tjenester innen disse funksjoner. I nettvirksomhet med over 300 000 kunder skal montørkompetansen utgjøre minst 70 årsverk. Nettvirksomhet med mellom 50 000 og 300 000 kunder skal inneha montørkompetanse i størrelsesorden rundt 20 montører, men varierende etter de ulike virksomhetenes størrelse og kundegrunnlag. For nettvirksomhet under 50 000 kunder stilles det krav om at montørkompetansen tilpasses virksomhetens størrelse og kundegrunnlag. Montører og annet personell som utfører praktisk vedlikehold og feilretting i nettvirksomheten vil bidra til kunnskap om nettet særlig knyttet til lokale

forhold som ellers ikke vil tilflytte de som er ansvarlig for driften og selskapets ledelse for øvrig.

Som det fremgår over er det konkrete krav for selskaper med mer enn 300 000 kunder, mens det åpnes for mer skjønn for selskaper med færre enn 300 000 kunder. For selskaper med under 50 000 kunder er det krav om at montørkompetansen tilpasses virksomhetens størrelse og kundegrunnlag.

NVEs syn er at nettselskapene uavhengig av størrelse er underlagt og møter de samme kravene med tanke på omfang og kvalitet på de tjenestene som skal leveres. Dette gjelder også beredskap. Kompetanseforskriften i seg selv endrer ikke på dette. At kompetanseforskriften har ulike krav til egenbemanning for små og store selskaper er etter vårt syn først og fremst fordi at det relativt sett ville ført til vesentlige høyere kostnader i små selskaper om det skulle være eksplisitte krav til antall årsverk. Videre er det heller ikke gitt at mindre selskaper får lavere kostnader som følge av kompetanseforskriften enn større selskaper. Mange av de forskriftskravene nettselskapene møter er dimensjonert til selskapets størrelse, og følgelig vil dette ikke gi grunnlag for manglende sammenlignbarhet selskapene i mellom.

#### **2.1.4 Skaleringsbegrensninger**

EnergiNorge stiller spørsmål ved om det bør settes et tak på hvor mange ganger et referanseselskap skal oppskaleres. Dette er knyttet opp mot forutsetningen om konstant skalautbytte i DEA modellene.

##### *NVEs vurdering*

I NVEs DEA modeller brukes forutsetningen om konstant skalautbytte (CRS – Constant Returns to Scale), det vil si at enhetskostnaden forutsettes å være lik uavhengig av størrelsen på selskapet. I den siste tiden er det imidlertid publisert rapporter og analyser som hevder det eksisterer stordriftsfordeler i bransjen, og fra andre hold fremheves det smådriftsfordeler i de mindre selskapene. Bakgrunnen for modellforutsetningen om konstant skalautbytte har ikke sammenheng med forholdet mellom enhetskostnad og selskapsstørrelse, men er begrunnet i formålet med reguleringen. NVE skal utforme en regulering som gir en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av selskapet. Størrelsen på nettselskapene er ikke et rammevilkår, men resultatet av en eiermessig beslutning. Det er eierne som bestemmer om selskapet skal være lite eller stort og om det skal slå seg sammen med andre eller ikke. Dersom eierne gjør beslutninger som innebærer at selskapet bruker mer ressurser på nettvirksomheten enn nødvendig, kan de ikke forvente den samme avkastningen som eiere som treffer beslutninger som fører til det motsatte. Videre innebærer modeller med denne forutsetningen at eieren selv i større grad må dekke merkostnadene ved sine beslutninger og dermed at ikke alt faller på kundene.

Forutsetningen om konstant skalautbytte innebærer at det ikke legges begrensninger på verken opp- eller nedskalering av selskaper. Gitt at selskapene er sammenlignbare, se kapittel 2.1.3 over, er det bruk av CRS som best bidrar til reguleringens formål. Dersom man skal legge begrensninger på opp- og nedskalering er det flere alternativer. Et alternativ er å bruke forutsetning om variabelt skala utbytte (VRS). Her vil selskaper med

samme størrelse bli sammenlignet med hverandre, og en konsekvens av dette vil være at alle de største selskapene vil bli regnet som effektive i kraft av sin størrelse. Dette alternativet vil også bryte med forutsetninger i reguleringen, da sammenhengen mellom enhetskostnad og selskapsstørrelse vil få direkte betydning for selskapenes resultat.

EnergiNorge spør om ikke et alternativ kan være å legge en begrensning på antall ganger et selskap kan opp- eller nedskaleres i beregning av mønsterselskapet. En slik løsning er gjennomførbart i praksis ved at man kan legge inn en begrensning i optimeringsproblemet i DEA. Etter NVEs syn vil en slik løsning være uheldig av flere grunner. For det første kan den medføre en "sagtann" front. Sagtannen vil komme der hvor skaleringsbegrensningen inntreffer. Fra dette punktet vil et mindre effektivt selskap overta som referent, og dette vil gi en mindre streng front enn for de mindre selskapene. En slik løsning kan skape urimelig resultater da to omtrent like selskaper vil kunne få forskjellig resultat dersom de havner på hver sin side av der skaleringsbegrensningen inntreffer. Videre mener vi at den mangler en teoretisk begrunnelse. For det første mener vi selskapene er sammenlignbare uavhengig av størrelse. Videre mener vi også at eventuelle feil i data og kostnadsføringer ikke skaper problemer selv om selskapene har ulik størrelse.

På bakgrunn av dette er NVEs vurdering at bruk av forutsetningen om konstant skalautbytte er det som i størst grad bidrar til reguleringens måloppnåelse. I tillegg vil NVE videreføre gjeldende praksis med kontroll av selskapenes økonomiske og tekniske rapportering, samt årlig tilsynsvirksomhet blant et utvalg nettselskaper.

### **2.1.5 Særbehandling av små og spesielle selskaper**

De innspillene som NVE har mottatt på forslaget om alternativ modell for sammenligning av små og spesielle selskaper er positive, og vi vil benytte modellene som foreslått i dokument 2/2012.

I et innspill påpekes imidlertid at særbehandling av selskaper ikke bør bidra til å hindre hensiktsmessige strukturendringer i bransjen. NVE deler dette synet, og har derfor som målsetting at flest mulig selskaper skal evalueres i sammenlignende analyser.

### **2.1.6 Investeringsinsentiver**

Flere selskaper kommenterer at investeringsinsentivene er styrket i den nye modellen og spesielt for distribusjonsnett. Dette oppstår som en konsekvens av at antall oppgavevariabler i DEA er redusert. Dette medfører at bransjen gjennomsnittlige DEA-resultat reduseres slik at beløpet som fordeles gjennom kalibreringsmekanismen øker. NVE endret kalibreringsmetoden i 2010 slik at gjenværende inntektsramme fordeles etter selskapenes avkastningsgrunnlag. Fordi reduksjonen i oppgavevariabler er størst i distribusjonsnettmodellen er det også her at kalibreringsbeløpet øker mest. Flere selskaper uttrykker bekymring for investeringsinsentivene i regional- og sentralnett da det forventes store investeringer i tiden fremover.

### *NVEs vurdering*

Oppgave variablene i regional- og sentralnettet er konstruert slik at nyinvesteringer også medfører økt oppgave i DEA. Dette ivaretar til en viss grad investeringsinsentivene for nyinvesteringer i forhold til distribusjonsnettsanalysene. Vi ønsker likevel å holde fokus på investeringer i det videre arbeidet med kostnadsnorm modellene og reguleringen i sin helhet. Vi ønsker på sikt å redusere antall oppgavevariabler i regionalnettsmodellen. Dette vil medføre en tilsvarende effekt i kalibreringen som i distribusjonsnettmodellen. Fra 2013 har vi også endret modellen for å beregne referanserenten for at denne i større grad tilpasses finansmarkedet. Generelt mener NVE at investeringsincentivene har blitt styrket som følge av de grep som nå er gjort.

### **2.1.7 Overgangsordninger**

NVE foreslår ingen generelle overgangsordninger, og noen selskaper er positive til dette.

Energi Norge, SFE Nett, og KS Bedrift Energi og Defo spiller inn at det er behov for overgangsordninger for de selskapene som får de aller største negative inntektsrammessige endringene fra 2013.

KS Bedrift Energi og Defo viser til professor von der Fehr sin utredning om nettreguleringen fra 2010 hvor han påpeker at resultater fra DEA ikke bør benyttes mekanisk. KS Bedrift og Defo skriver videre at det er usikkerhet knyttet til alle modeller, og dette bør NVE ta hensyn til ved å innføre overgangsordninger. De foreslår at selskaper som opplever mer enn 10 % endringer får tre år til å tilpasse seg den nye modellen. Nettvirksomhet er en langsiktig bransje, og det kan ikke forventes at selskapene kan tilpasse seg store endringer fra år til år. De foreslår at i overgangsperioden kan NVE benytte et gjennomsnitt av gammel og ny modell for å fastsette kostnadsnorm. Dersom NVE ikke vil innføre overgangsordninger foreslår KS bedrift og Defo at NVE benytter mer skjønn i fastsettelsen av kostnadsnormer for selskaper med store endringer med ny modell.

Flere av selskapene spiller inn at dersom NVE kompenserer selskaper for negative økonomiske konsekvenser av modellendringene, bør kompensasjonen holdes utenfor ordinær inntektsramme, slik at kompensasjonen ikke hentes fra det totale inntektsrammegrundet til øvrige selskaper.

### *NVEs vurdering:*

NVE mener at endringsforslaget imøtekommer mange av de utfordringene som er fremkommet rundt kostnadsnormmodellene. Samtidig ser vi at enkelte selskaper får stor nedgang i resultatene i analysene, og at det kan være problematisk med store fall i inntektene som følge av endringer i modellen. Derfor foreslo NVE i høringsdokument 2/2012 at selskap kan søke kompensasjon for dette. Vi mener det ikke er behov for noen generelle overgangsordninger, nedgangen i inntektsramme vil virke ulikt inn for ulike selskaper ut fra for eksempel mer-/mindreinntekt eller andre forhold. Derfor mener NVE det må være opp til hvert enkelt selskap å vurdere om de ønsker å søke kompensasjon for nedgangen i inntektsramme. NVE opprettholder forslaget fra 2/2012 om at selskaper kan søke om kompensasjon for reduserte inntekter. Dersom vi vedtar kompensasjon etter slik

søknad, er NVE enige i at dette beløpet skal holdes utenfor kalibrering av inntektsrammer og således ikke tas fra de øvrige selskapenes inntektsrammer.

### **2.1.8 Harmonieffekt**

Av de innspillene som har kommet inn, er de fleste positive til endringen i beregningen av kompensasjon for inntektsbortfall ved fusjoner.

BKK Nett er positiv til forslaget, men mener at kalkulasjonsrenten bør være fastsatt på grunnlag av en langsiktig forventningsverdi for NVE-renten i stedet for den foreslåtte samfunnsøkonomiske renten på 4,5 %.

Agder Energi Nett mener at signalene fra OED og Vassdrags- og energidirektøren om strukturrasjonalisering tilsier at flere disinsentiver bør fjernes. Agder Energi Nett mener at unntaket fra bestemmelsen i energiloven om krav til selskapsmessig skille bør fjernes dersom man virkelig ønsker å stimulere til en restrukturering av nettvirksomheten i Norge. Det krever en endring i energiloven, og er selvfølgelig opp til Stortinget å bestemme. Et virkemiddel NVE rår over er kontroll og revisjon med at også de små nettselskapene følger alle bestemmelsene i lov- og forskriftsverk. Agder Energi Nett oppfordrer NVE til å gjennomføre grundige revisjoner av både store, mellomstore og små nettselskaper med spesiell fokus på selskap som er med å danne fronten i DEA-analysen. En større grad av kontroll fra NVE vil i seg selv kunne være en driver for fusjoner og sammenslåinger.

KS Bedrift og Defo har kommentert at den økonomiske reguleringen i prinsippet bør være nøytral i forhold til fusjoner eller oppsplitting av nettselskap. Det er uheldig at et selskap på grunn av en utilstrekkelig reguleringsmodell skal tape på en fusjon. Den foreslåtte kompensasjonen kan virke "unødvendig god" for i prinsippet å kompensere for svakheter i reguleringsmodellen 30 år fram i tid. De to organisasjonene mener vi bør ha tiltro til at modellen vil kunne forbedres mye i løpet av så lang tid, også til det bedre for fusjonerte selskap. Ovenfor nettkundene vil det være uheldig at nettleien får et ekstra påslag fordi det lokale nettselskapet fusjonerer med naboen. En vesentlig grunn til behovet for å kompensere for harmonieffekten er at det er slakk i modellen. Defo og KS Bedrift har generelt argumentert for at det bør korrigeres for slakk, og harmonieffekten er et annet eksempel på at slakk er et problem i den foreslåtte modellen. Dersom selskapene fikk inntektsramme kun for sine reelle oppgaver ville det være vesentlig mindre behov for kompensasjon for fusjoner. Eventuelle fusjonsgevinster bør synliggjøres gjennom økt effektivitet i sammenlignende analyser.

#### *NVEs vurdering*

Formålet med å kompensere for inntektsbortfall er at DEA modellen ikke skal være en hindring for at ønskede fusjoner skal inntreffe.

Hovedårsaken til at vi i dag har benyttet en nåverdiberegning over 10 år, er nettopp at vi mener dagens modell ikke er representativ for fremtiden. NVE mener at omfanget av slakk i DEA er redusert i den nye modellen. Derfor mener vi også at modellen bedre beskriver fremtiden enn den modellen vi har i dag. Når slakket blir mindre, reduseres også harmonieffekten i modellen, ettersom færre selskaper er ekstreme i enkelte



dimensjoner. Vi mener at den harmonieffekten som oppstår er representativ for en lengre tidshorisont enn i dag, og at den bør være borte innen 30 år.

I dagens beregning av nåverdien på harmonieffekten bruker vi en NVE-rente på fusjonstidspunktet fratrukket inflasjon (2,5 %). Vi ønsker å benytte en rente som er mer representativ for framtiden. Et alternativ er å bruke den langsiktige forventningsverdien for NVE-renten fratrukket inflasjon. Et annet er å benytte kalkulasjonsrenten som benyttes i samfunnsøkonomiske analyser. Vi mener det er mest hensiktsmessig å benytte kalkulasjonsrenten, da den benyttes i andre tilsvarende beregninger i NVE, for eksempel i forbindelse med konsesjonsbehandling. Et ekspertutvalg har gjennomgått rammeverket for samfunnsøkonomiske analyser som har resultert i en NOU. Det er naturlig at NVE revurderer kalkulasjonsrenten i lys av anbefalingene i NOUen, men dette vil tidligst skje våren 2013. Inntil da vil NVE benytte en kalkulasjonsrente på 4,5 %.

### **2.1.9 Korrigering av slakk**

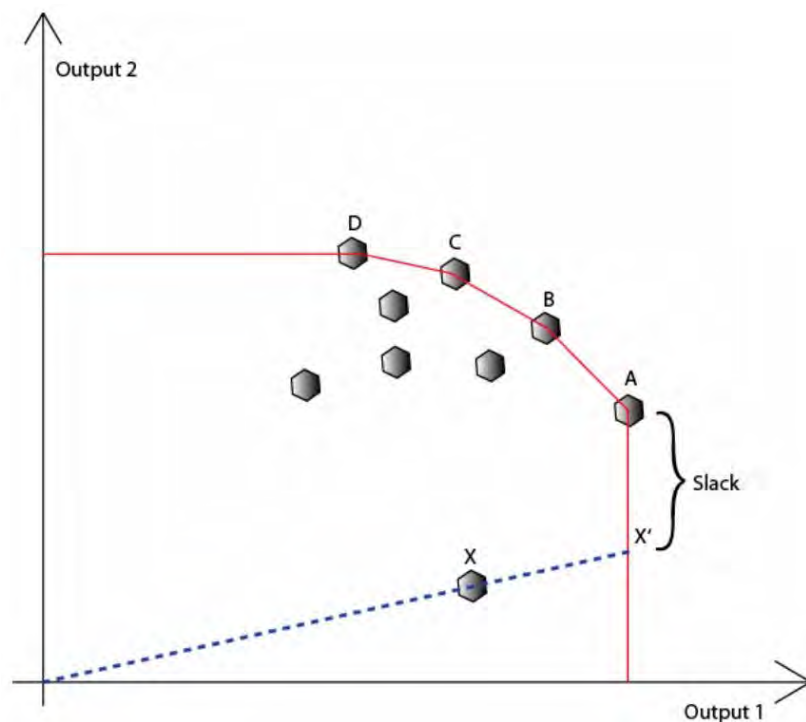
KS Bedrift Energi og Defo, samt Stryn Energi, mener at modellen også må korrigeres for slakk, og dette gjelder spesielt modellen for distribusjonsnett. Reduksjon av antall oppgaver i trinn 1 fra åtte til tre oppgaver medfører at mange selskaper ikke får slakk på noen av oppgavene, og disse taper da i forhold til de selskapene som har slakk på en eller flere oppgaver. Videre vil selskaper med slakk på en oppgave oppleve at inntektsrammen ikke øker selv om oppgaven med slakk øker.

#### *NVEs vurdering*

Slakk oppstår når selskaper blir målt mot et punkt på en front mellom en av aksene og det nærmeste frontselskapet<sup>1</sup>. Det betyr også at selskapene opp til et visst nivå kan øke en output- eller oppgavevariabel som de har slakk i uten at dette påvirker DEA-resultatet. Dette kan illustreres med følgende figur:

---

<sup>1</sup> Den såkalte "skjørtekanten", dvs. den horisontale eller vertikale delen av fronten i figuren.



Figur 2-1 Illustrasjon av slakk

Figuren over viser at selskap X i output 1 dimensjonen ikke har referenter som er direkte sammenlignbare. I DEA-modellene slik NVE bruker de i dag gjøres ingen korrigerende for dette forholdet.

I forskningslitteraturen eksisterer ulike tilnæringer for å korrigere for slakk, men det er slik NVE oppfatter det ikke en omforent løsning på dette forholdet. Det er også slik at de ulike løsningene alle har sine fordeler og ulemper. Noe av utfordringen er at man ikke vet hvordan fronten ser ut for selskap X; er den en videreføring av linjen mellom B og A ned mot X-aksen? Eller ligger den et sted mellom foregående punkt og den vertikale fronten som er tegnet inn over? Dette innebærer at det heller ikke gitt hvilken pris man skal benytte for å verdsette mengden slakk. Ulik helning på fronten mellom punktene D-C, C-B og B-A viser at det er ulike priser i ulike deler av fronten. Siden det ikke er sammenlignbare selskaper utenfor selskap X er det usikkert om prisen er den samme som mellom B-A, eller lavere enn dette.

Forslaget til løsning som er beskrevet i høringsinnspillet til KS Bedrift Energi og Defo er interessant, og representerer etter vår kjennskap til temaet er ny vinkling på å løse utfordringen knyttet til slakk. Som vi har beskrevet over, er det mye usikkerhet knyttet til korrigerende av slakk, og følgelig har ikke NVE hatt mulighet til å ta stilling til en hensiktsmessig metodikk så langt. Vi vurderer det imidlertid som et forhold som det er verdt å se nærmere på, og dette er noe vi vil arbeide videre med.

Når det gjelder innspillet om korrigerende av slakk vil vi trekke frem at mengden slakk er blitt vesentlig redusert ved å slanke modellen til tre oppgaver. I tillegg er de tre oppgavene nært knyttet opp til kostnadene ved at oppgavene er sentrale kostnadsdrivere i nettvirksomhet. Det samme var ikke tilfellet i modellen med åtte oppgaver hvorav flere var geografiske rammevilkår.

## 2.2 Innspill som gjelder modellen for distribusjonsnett

### 2.2.1 Oppgaver i DEA

Flere selskaper uttrykker støtte til NVEs forslag om å redusere antall oppgaver i modellen ("slanking"). Det blir påpekt at man med dette unngår den uheldige effekten at enkelte selskaper havner på fronten i DEA, ikke fordi de er spesielt effektive, men fordi de har høy verdi på en geografiparameter.

Hafslund Nett stiller spørsmål ved om man mister viktig informasjon om dimensjoneringen av nettet når man fjerner levert energi som oppgave i DEA. Selskapet trekker frem at levert energi ikke er et effektmål, men ber NVE vurdere dette på nytt. Alternativt foreslår selskapet å bruke installert ytelse i nettstasjoner som effektmål. Bakgrunnen for dette er at økt effektbehov ikke nødvendigvis innebærer flere nettstasjoner målt i antall (oppgavevariabel i modellen), men større nettstasjoner og transformatorer.

Narvik Energinett og Stranda Energi argumenterer for at levert energi er, i mangel av andre mål, er det beste målet som er tilgjengelig på bruken/utnyttelsen av nettet. Samfunnsøkonomisk sett er bruk og utnyttelse vesentlig. Følgende argumenter trekkes fram:

- størrelsen på effekt eller transportoppgaven er forklarende i forhold til nettap, men også i forhold til dimensjonering av nettet (tverrsnitt på linjer og kabler og transformeringskapasitet i nettstasjoner.) Selv om brukstiden i ulike nett varierer vil ikke dette nødvendigvis gi større feilutslag enn det at nettstasjoner med ulik ytelse teller likt i DEA.
- For å ta hensyn til at mengden levert energi kan variere betydelig fra år til år foreslås bruk av et femårig gjennomsnitt slik at variabelen beskriver normalnivåene.
- For å ivareta hensynet til energinøytralitet foreslås det at levert energi i MWh fra andre energikilder legges til. Selskapet mener en slik definisjon av levert energi kan forsvares fordi en nettvirksomhet med innslag av fjernvarme i konsesjonsområdet i liten grad vil merke endret oppgave utover reduksjon i nettap da en nettkonfigurasjon endres relativt sakte.

Andre selskaper trekker fram at det er positivt at levert energi tas ut som oppgave. Det er ulike argumenter for dette:

- Ikke en strukturell oppgave tilsvarende modellens øvrige oppgaver.
- Levert energi som oppgave i trinn 1 hindrer et mer fleksibelt energisystem med blant annet fjernvarme.

## *NVEs vurdering*

I arbeidet med Høringsdokument 2/2012 vurderte NVE flere oppgavevariabler i trinn 1, hvorav den ene var levert energi. Vi valgte ikke å inkludere denne ut i fra flere forhold, men hovedårsaken var at den introduserte skjevheter i resultatene som måtte korrigeres i trinn 2. Dette gjaldt eksempelvis forskjeller i forbruk mellom husholdningskunder og fritidsabonnementer. Videre påpekte vi at inkludering av variabelen gir disinsentiver i forhold til alternative energikilder som fjernvarme, samt at levert energi varierer mye fra år til år.

På bakgrunn av høringsinnspillene har vi vurdert bruk av denne variabelen på nytt. Innledningsvis vil vi påpeke det forhold at de tre oppgavene som er inkludert i DEA fanger opp en rekke strukturelle forskjeller mellom selskapene. For eksempel vil dimensjonen med abonnementer og høyspent nett gjøre at selskaper med høy kundetetthet og liten transportoppgave blir sammenlignet mot referenter med tilsvarende oppgaver. Dersom dette kjennetegner nettselskaper i befolkningstette områder, så vil selskaper i mindre befolkningstette områder ikke ha den samme sammensetningen av referanseselskaper. Disse vil bli sammenlignet mot referenter som har en større transportoppgave.

Videre vil dimensjonen høyspent nett og antall nettstasjoner ivareta at selskaper med ulik oppbygging av nettet måles mot selskaper med tilnærmet samme oppbygging. Vi viser her til mengden nettstasjoner vil være avhengig av kundenes geografiske plassering i nettet.

Det samme gjelder dimensjonen nettstasjoner og abonnementer hvor trinn 1 fanger opp hvorvidt selskapene har mange abonnementer i forhold til nettstasjoner og omvendt.

Med disse tre oppgavene i DEA ser vi at ulike etterspørsel ikke forklarer forskjeller i trinn 2. Dette gjelder for eksempel fritidsabonnementer, hvor andelen av dette ikke resulterer i forskjeller i selskapenes DEA-resultat. Vi mener dette er et godt argument for ikke å inkludere levert energi i trinn 2. NVE ønsker også å trekke frem Energieffektiviseringsdirektivets<sup>2</sup> artikkel 12 punkt 4 som presiserer at medlemsland skal vurdere om det er insentiver i tariffen som øker mengden levert energi. NVE mener at inkludering av levert energi i kostnadsnormmodellen kan ses på som å opprettholde slike insentiver.

Noen selskaper anfører videre at størrelsen på effekt eller transportoppgaven er forklarende i forhold til nettap, men også i forhold til dimensjonering av nettet. Vi mener at mye av dette allerede blir ivaretatt i trinn 1 med de oppgavene som er inkludert. Videre mener vi at levert energi er et uheldig mål på effekt fordi høyere effektbehov i de aller fleste tilfeller vil være begrenset til kun deler av nettet.

Vi har analysert hva som forklarer variasjon i nettap mellom selskaper, og da fordelt på levert energi til næringskunder og husholdningskunder/fritidsabonnementer. Nettap er en funksjon av effekt, tverrsnitt, distanse og levert energi. Vi tror ikke det er urimelig å forutsette at levert energi til næringskunder kjennetegnes av høy effekt, stort tverrsnitt og forholdsvis kort distanse. Det er heller ikke urimelig å forutsette at levert energi til

---

<sup>2</sup> Directive 2012/27/EU On Energy Efficiency

husholdningskunder og fritidsabonnenter kjennetegnes av lavere effekt, mindre tverrsnitt og lengre distanse.

Analysen viser at dersom levert energi til næringskundene øker med 1 %, så vil nettapet øke med 0,18 %. Dersom husholdninger og fritidsabonnentene øker forbruket med 1 % så vil nettapet øke med 0,67 %. Vi mener disse resultatene viser at generelt for distribusjonsnett selskapene så er det distanse, og ikke effekt, som er den største driveren for nettap. Dette er et argument for at levert energi ikke er egnet som mål på effekt i trinn 1 i distribusjonsnett. Distanse er da et forhold som fanges i DEA, jf. diskusjon over.

Som et alternativ er installert ytelse i nettstasjoner blitt spilt inn som et mål på effekt. I tillegg til antall nettstasjoner, er dette størrelser som blir innrapportert til NVE gjennom eRapp. Vi har på bakgrunn av høringsinnspillene vurdert installert ytelse som et alternativ. Generelt har ytelse høy samvariasjon med antall nettstasjoner med en koeffisient på 0,944. Det er imidlertid forskjeller mellom de to variablene.

På bakgrunn av dette har vi testet ytelse som et rammevilkår, det vil si at vi undersøker om differansen til mønsterselskapet er signifikant. Ytelse er gjort størrelsesuavhengig på samme måte som for eksempel småkraft i trinn 2. Disse analysene viser at ytelse verken er signifikant alene, eller i tillegg til de øvrige variablene i trinn 2. Det introduseres altså ikke en skjevhet i trinn 1 ved å bruke antall nettstasjoner.

NVE har også mottatt innspill på at det kan introduseres skjevheter i modellen ved å summere antall nettstasjoner med ulik ytelse. Dette er innspill vi ikke har hatt mulighet for å følge opp i løpet av høsten 2012, men dette er noe vi planlegger å følge opp videre.

Det er også kommet innspill på at lavspent nett ikke er inkludert i trinn 1, og da spesielt i forhold til selskaper med høy andel 400 volts forsyning. I høringsdokumentet var argumentet for ikke å inkludere denne oppgaven relatert til at denne oppgaven er ivarettatt gjennom de øvrige oppgavene. I tillegg er det NVEs inntrykk at mange selskaper ikke har samme oversikt over lavspent nett som over høyspent nett. Vi har gjort analyser på lavspent nett hvor vi tester om dette er signifikant som rammevilkår, og resultatet viser at det ikke er signifikant. Det at det ikke er signifikant som rammevilkår, tvil om datakvalitet samt det faktum at vi mener dette fanges av de øvrige dimensjonene, tilsier at lavspent ikke tas inn i modellen som en egen oppgave. For øvrig viser vi til avsnitt 2.2.3 om andel 400 volts forsyning.

### **2.2.2 Grensesnittsvariabelen**

Fortum Distribution spiller inn at det er svært uheldig av grensesnittsvariabelen tas ut av distribusjonsnettsmodellen. For selskapet representerer anleggene i grensesnittet en ikke uvesentlig andel av kostnadene i distribusjonsnettet. De utgjør om lag 10 % av bokført kapital i distribusjonsnettet, og de har i de senere årene fått strengere krav til kvalitet og funksjonalitet. Selskapet spiller også inn at etter ordningen med felles regionalnettstariffer trer i kraft, vil det fortsatt være små selskaper som ikke har denne oppgaven. Derfor forsvinner ikke denne problemstillingen med regionalnettsordningen fra 2014.

KS Bedrift og Defo påpeker at NVEs nye modeller bør beregnes etter vedtatt grense mellom regional- og distribusjonsnettet fra 2014. Dersom det ikke er mulig for NVE å få data rapportert etter denne grensen, bør de utsette de nye kostnadsnormmodellene til

inntektsrammer for 2014. KS Bedrift utdyper dette innspillet i et eget notat. Her foreslår KS Bedrift at anlegg i grensesnittet skal tas ut av kostnadsgrunnlaget og legges til som normkostnad i inntektsrammen, uten å utsettes for effektivitetsanalyser. Selv etter vedtatte grense mellom regional- og distribusjonsnett fra 2014, vil det ikke bli likt mellom selskaper, derfor kan vi ikke la inkludere kostnader for grensesnitsanlegg i distribusjonsnettsanalysene. De spiller også inn at anlegg i grensesnitt behandles ulikt i NVEs regulering avhengig av om de eies eller leies.

Stryn Energi spiller inn at alle deres tre referenter har anlegg både i distribusjonsnettet og regionalnettet. Stryn Energi har kun distribusjonsnett, og selskapet mener at skillet mellom distribusjonsnett og regionalnett og kostnadsfordelingen mellom nettnivåer må være på plass før NVE kan ta i bruk den foreslåtte modellen.

#### *NVEs vurdering*

I arbeidet med modellen som NVE foreslo i juni, ble det testet mange variabler for å fange opp relevante forskjeller i rammevilkår mellom selskapene. Blant disse variablene var også grensesnittvariabelen, som ikke ga signifikante utslag i modellen. Derfor ble det ikke foreslått å inkludere denne variabelen i modellen i høringsforslaget fra juni.

NVE har ikke noe godt grunnlag for å inkludere grensesnittvariabelen for modellen som er foreslått fra 2013. Men siden selskapene fortsatt har litt handlingsrom i forhold til hvilket nettnivå slike anlegg skal rapporteres på, mener vi det er behov for å gjøre sammenligningen bedre. Vi foreslår å trekke ut fra kostnadsgrunnlaget normerte kostnader knyttet til anleggene i grensesnittet. Disse normerte kostnadene blir deretter lagt til kostnadsnormen.

NVE kjenner ikke de faktiske kostnadene til disse anleggskomponentene, og derfor må vi beregne en normert kostnad som kan trekkes ut. Anleggene som NVE har registrert i grensesnittet er transformatorer, brytere og kompenseringsanlegg på ulike spenningsnivåer og med ulik ytelse. Disse anleggene er vektet sammen ved hjelp av et vektsystem til variabelen "grensesnitt". NVE har funnet en normpris pr "enhet" grensesnitt ved hjelp av regresjonsanalyse. Denne prisen pr grensesnitt benyttes for å beregne det beløpet som skal trekkes ut av kostnadsgrunnlaget og legges til kostnadsnormen.

Når rapporteringen er på plass i tråd med den klare grensen som regionalnettsordningen gir mellom distribusjons- og regionalnettet, kan det være relevant å teste grensesnittvariabelen på nytt for å se om den er signifikant.

### **2.2.3 Andel 400 volts forsyning**

Flere selskaper har meldt at antall nettstasjoner vil være påvirket av andelen 400 V lavspent nett. Argumentasjonen er at et lavspent nett som drives på 400 V kan klare seg med betraktelig færre nettstasjoner i forhold til i et 230 V nett. Som følge av dette får en også færre kilometer høyspentnett. Et nett på 400 V vil kreve mer lavspent nett så i sum er oppgaven den samme, men dette får negative utslag da DEA oppgavene kun består av abonnementer, antall nettstasjoner og totalt høyspent nett. Det vises til at 400 V nett gir bedre nettkonfigurasjoner både teknisk og økonomisk. Selskapene ønsker å erstatte antall nettstasjoner med et mål på transformorkapasitet i nettstasjonene.

### *NVEs vurdering*

NVE har forespurt alle nettselskaper om andel abonnemeter tilknyttet 400 V for å analysere problemstillingen. Nesten alle nettselskapene har levert data på dette. Vi har undersøkt hvorvidt selskaper med høye andeler 400 V kommer systematisk dårligere i effektivitetsmålingene. Dette er testet ved hjelp av samme metode som øvrige rammevilkårsvariable i trinn 2. Analysen viser at andel 400 V i forhold til mønsterselskap ikke forklarer forskjeller mellom selskapene. NVE finner derfor ikke grunnlag for å inkludere andel 400 V i modellen.

## **2.2.4 Innføring av AMS**

Det norske kraftnettet står foran et betydelig investeringsbehov for å kunne tilby nettilknytning til ny fornybar kraftproduksjon, i forbindelse med utrulling av AMS og for å sikre et moderne og velfungerende kraftnett.

Fortum Distribution mener AMS-investeringen er en betydelig investering, og det er viktig at NVE med sitt forslag ikke introduserer nye skjevheter. Selskapet har registrert at nettselskapene i Norge har ulik utrullingstakt. Noen selskaper har startet sine prosjekter, mens andre ikke har kommet i gang. Dersom det nye forslaget er mer følsomt for ulik gjennomføringstakt eller avskrivningstider, må NVE gjennomføre nødvendige analyser slik at selskapene er sikret en rimelig avkastning på sine AMS-investeringer.

### *NVEs vurdering*

NVE oppsummerte høringen om finansiering av AMS i dokument av 5.3.2012. Der konkluderte NVE med at det ikke var behov for en særskilt finansiering av AMS, men bestemte likevel for å korrigere for skjevheter ved at en del selskaper må investere i nye målerparker før de eksisterende er avskrevet. Denne korreksjonsmetoden omfordeler derfor noe av inntektsrammen fra selskap med gamle målerparker til selskap med nye.

Det er ingen grunn til å anta at forslaget om ny beregning av kostnadsnormen er mer følsomt for ulik gjennomføringstakt eller avskrivningstider enn det gamle. En front i DEA-analysene som er basert på gjennomsnittskostnader vil i tillegg redusere effekten av høye kostnader i enkeltår. NVEs vurdering er derfor at det ikke er nødvendig å introdusere nye mekanismer i normkostnadsmodellen for å ta hensyn til investeringer tilknyttet innføring av AMS.

## **2.2.5 Om rammevilkårsvariable i trinn 2.**

NVE har mottatt flere innspill på variablene i trinn 2 modellene. Kommentarene omfatter både forhold ved de variablene som NVE har valgt å inkludere i trinn 2, variable som vi ikke har inkludert og relevante forhold som selskapene mener ikke er fanget opp i tilstrekkelig grad. Før vi går gjennom hvert enkelt innspill, vil vi beskrive hensikten med rammevilkårskorrigeringsprosessen for å identifisere de relevante rammevilkårene vi har inkludert i modellen.

Det er viktig at relevante forskjeller i rammevilkår fanges opp i analysene for at de sammenlignende analysene skal bli så riktige som mulig. Når ulikheter i total kostnader

som følger av ulike rammevilkår skal sammenlignes, er det sentrale ikke om vilkårene er forskjellige i seg selv, men om ulikhetene mellom selskapene medfører systematiske kostnadsforskjeller. Dersom et selskap bruker mye ressurser på utskiftninger av anlegg og feilretting pga. økt lynaktivitet mens et annet selskap bruker mye ressurser på drift og vedlikehold pga. dårlig tilgjengelighet til nettet, betyr ikke det nødvendigvis at dette er rammevilkår som det må korrigeres for. Alle selskaper står overfor en rekke rammevilkår som ikke eksplisitt er fanget opp i modellene. Det avgjørende er om et bestemt rammevilkår gir opphav til større kostnader enn andre selskaper har når heller ikke disse selskaperens ulemper er tatt med i modellene.

NVE har i samarbeid med bransjen identifisert en rekke geografisk kostnadsdrivende forhold som alle har betydning for investering og drift. Det er en nødvendig forutsetning at det foreligger gode data på disse forholdene. Dette innebærer at dataene på en god måte skal måle det man har til hensikt å undersøke og at dataene ikke er utsatt for systematiske målefeil. For å etablere datasett har NVE hentet data fra flere kilder både eksterne og interne. En full oversikt over alle datakilder er gitt i høringsdokument 2/2012.

NVEs kriterier for valg av rammevilkårsvariabler er basert på statistiske analyser av DEA-resultater og selskapenes tilhørende rammevilkår. Mer spesifikt finner vi ut om det er slik at selskaper som har mye av et rammevilkår i området sitt, systematisk oppnår lavere DEA-resultat enn selskaper som i mindre grad opplever disse. For å finne ut om det finnes en slik sammenheng beregner vi først effektiviteten i DEA uten disse variablene. Deretter analyserer vi sammenhengen mellom DEA-resultatene og variablene ved hjelp av regresjonsmodeller.

#### 2.2.5.1 Datakvalitet og kontroll

NVE har i perioden 2009-2012 samlet inn geografiske data om regional- og distribusjonsnetts plassering. Informasjon om linjenes plassering er koblet sammen med totalt 15 datakart. NVE har brukt betydelige ressurser på å kvalitetssikre dataleveransene opp mot andre kilder herav de størrelser som også rapporteres i Økonomisk og teknisk rapportering til NVE (eRapp). På denne måten har både tallene for høytspent luftlinjer i vedlegg H i eRapp også gjennomgått en kvalitetssikring. NVE har sett at det er noen mangler i kartdata i forhold til hva som er rapportert i vedlegg H, men vi anser ikke disse som omfattende eller betydningsfulle for de analysene som er utført. Når det gjelder kvalitetssikringen av GIS-data har NVE lagt til grunn at kvaliteten på data og modeller som brukes av andre offentlige instanser er av tilstrekkelig god kvalitet. Det er også vedlagt en komplett kvalitetsrapport i vedlegget til høringsdokumentet om modellene.

For å gi selskapene en mulighet til å kontrollere sine geografiske rammevilkårsvariabler vil NVE utvikle en web-basert innsynapplikasjon der selskapene på en enkel måte kan få visuell oversikt over sine egne data. Vi satser på å ha denne på plass innen første kvartal 2013. Utover denne vil vi kunne bistå selskaper med geografiske grunndata og tolkningen av disse.

#### 2.2.5.2 Innspill til variablene NVE har foreslått å inkludere

##### **Grisgrendthet**

NVE har mottatt innspill fra Varanger Kraftnett og Lyse Elnett som stiller spørsmål ved grisgrendtparameteren. Dette har resultert i at vi har hatt en gjennomgang av parameteren og dens funksjon på nytt. Parameteren vil kunne påvirkes av hvorvidt et selskap har



kabler eller luftlinjer i sitt område. Det er kun høyspent luftlinjer som benyttes i beregningen av parameteren. Hvorvidt et selskap har luftlinjer eller jordkabler i områder med relativ høy befolkningstetthet vil dermed kunne ha stor betydning for nivået på grisgrendtparameteren. Dette er spesielt tilfellet for Askøy Energi som har en relativ stor andel høyspent luftlinjer gjennom sentrale områder. Dermed får Askøy en veldig stor verdi på denne parameteren.

I et eksempel med to selskaper med like stort forsyningsområde og antall kunder hvorav det ene forsyner to sentrale områder og hvor det ellers er tynt befolket, og det andre forsyner et område med mer spredt befolkning vil de to selskapene få samme verdi på grisgrendthet. NVE ser at denne metoden å beskrive grisgrendthet blir misvisende. Variabelen slik den ble brukt i høringsnotatet beskriver dermed noe annet enn det forholdet vi ønsket. NVE har derfor besluttet å ta denne variabelen ut av trinn 2 modellen for distribusjonsnettet.

Vi har i ettertid testet flere ulike rammevilkårsvariable som skal beskrive befolkningstetthet uten å finne signifikante sammenhenger i trinn 2, og vår vurdering er derfor at dette forholdet ivaretas i DEA modellen.

### **Kystklima og kabling**

NVE har mottatt innspill der det stilles spørsmålstegn ved anvendelse av både en kystklimavariabel og en jordkabelvariabel i trinn 2 for distribusjonsnett. Selskaper med en høy verdi på kystklimavariabelen vil kunne ha en større jordkabelandel, nettopp for å beskytte linjene mot et tøffere klima. Dette kan medføre at selskaper blir ”dobbel” kompensert både gjennom høy verdi på kystklimavariabel og jordkabelandel.

Kystklimavariabelen beregnes med utgangspunkt i plasseringen av høyspent luftlinjer. Et selskap som velger å kable i kystnære områder vil dermed ikke få uttelling på sin kystklimavariabel. NVE har regnet den korrelasjonen mellom jordkabelandel og kystklimavariabelen til -0,1 hvilket må sies å være en svak negativ sammenheng. Selskaper med høy verdi på kystklimavariabelen, men som har en lav andel jordkabel er typisk lokalisert i Lofotområdet, Finnmark og i områder karakterisert av øyer. Dette viser at det kan være vanskelig å velge kabel pga lokale geografiske forhold. Vi mener det er en styrke ved modellen at det både er inkludert en variabel for kyst og en variabel for andel høyspent jordkabel.

### **Avstand til veg**

I beregningen av avstand til veg inngår følgende veier (privat, skogsbil-, kommune-, fylkes-, riks- og Europavei) unntatt tunneller og ferjeleier. NVE har mottatt innspill på at det også bør tas hensyn til at noen veier er vinterstengte og at dette medfører at drift- og vedlikehold tar lengre tid og dermed blir dyrere. I beregningen av avstand til veg er det benyttet data fra Statens vegvesen Vbase. Denne inneholder ikke informasjon om vinterstengte veier. På grunn av manglende datagrunnlag kan NVE derfor ikke skille på dette i analysen. Vi ønsker likevel å kommentere at både snø og fritidsboliger er testet som rammevilkår og at det er konkludert med at disse forholdene ikke er signifikant rammevilkår.

## Topografi

NVE har mottatt innspill på at topografi påvirker tilgjengelighet og dermed alle kostnader knyttet til drift og investeringer. Bratt og ulent terreng reduserer fremkommeligheten og gjør vedlikeholds-, -feilrettings- og anleggsarbeid vanskelig. Dersom variabelen avstand til veg ikke korrigeres for terrengforskjeller vil variabelen underkompensere selskaper som har nett i ulendt terreng. NVE har imøtekommet innspillet ved å inkludere gjennomsnittlig helning (helning) som variabel i distribusjonsnettmodellen. Variabelen er utledet som terrengets helningsgrad i grader. Data er hentet fra Statens kartverks digitale terrengmodell. Dataserien er også benyttet for å fange opp skredfare, både i form av snøskred, steinscred osv., som kostnadsdriver for nettvirksomheten.

### 2.2.5.3 Koeffisienter i trinn 2

NVE har mottatt innspill på koeffisientene vi benytter i trinn 2 korrigeringen. De koeffisientene som bestemmer "verdien" av hvert enkelt rammevilkår fremkommer ved hjelp av statistisk regresjonsanalyse. Koeffisientstørrelsen forteller noe om hvor mye rammevilkåret bidrar til å forklare effektivitetsforskjeller. Det er fordi vi ikke kjenner de sanne kostnadsstrukturene at denne tilnærmingen må benyttes. Det vil derfor være en risiko for å overvurdere eller undervurdere et gitt rammevilkår dersom dette skjønnsmessig skulle fastsettes.

### 2.2.5.4 Rammevilkår som ikke er tatt inn i modellene

NVE har mottatt flere innspill som omhandler utelatte rammevilkår som har betydning for kostnadsbildet hos selskapene. Vi mener at modellene med i alt ni ulike typer rammevilkår i hovedsak tar hensyn til de viktigste kostnadsdriverne i nettvirksomheten.

## Økte kostnader i vekstområder

NVE har mottatt innspill om at selskaper i typiske vekstområder bør kompenseres da vekst skaper behov for nettutvidelser, reinvesteringer før anlegg er teknisk og økonomisk avkrevet. I tillegg påløper kostnader ved flytting av eksisterende nett og overvåking. NVE bør derfor teste forsyningsområdenes vekst over en periode som rammevilkårsparameter.

For å undersøke hvorvidt vekst har betydning for variasjonen i DEA-resultater har NVE konstruert en variabel som beskriver veksten i antall abonnemeter for en femårs periode. Variabelen er deretter testet på samme måte som andre rammevilkår. Det er ikke en signifikant sammenheng mellom vekst og DEA-resultat.

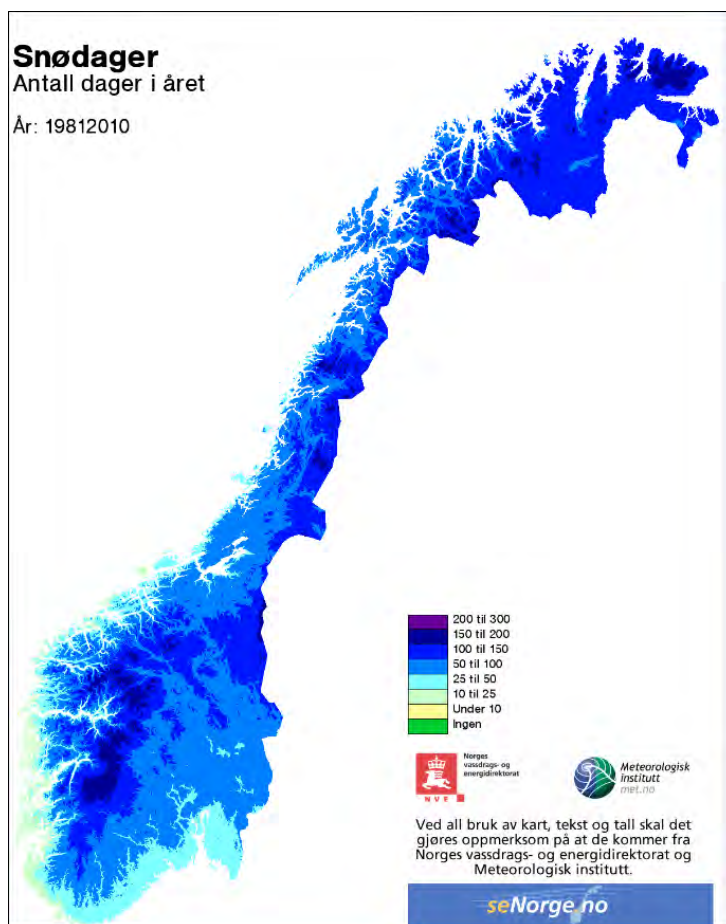
For å undersøke hvorvidt vekstvariabelens forklaringsgrad øker når denne virker i samspill med modellens øvrige variabler er det foretatt en komplett modellanalyse. Resultat fra denne regresjonen bekrefter at vekst ikke kan forklare signifikante forskjeller i DEA-resultater.

Lyse Elnett påpeker at en av grunnene til at økt vekst i et forsyningsområde kan ha negative konsekvenser på DEA er at de bokførte verdiene vil være relativt høyere pga økte investeringer. Dette medfører at alder på selskapenes nett kan virke inn på DEA-resultatet som selskapene oppnår. NVEs vurdering er at dette forholdet er en generell alderseffekt som i modellen blant annet håndteres gjennom kalibreringsmekanismen. For mer informasjon om alder og effektivitet vises det til NVE-Rapport 21 (2011).

## Snø

Agder Energi Nett AS har gitt tilbakemelding om at det ikke nødvendigvis er mengden snø som er kostnadsdrivende, men heller den kombinasjonen av snø og temperatur som medfører at snø fester seg til kraftlinjene.

NVE har tilgang ulike datasett på snø og temperatur fra NVEs snøkart. Disse inkluderer simulert snømengde for hver dag og har en oppløsning på en kvadratkilometer. I tillegg har NVE datasett på ising som er modellert av Kjeller vindteknikk. Datagrunnlaget består av hyppigheten (antall timer per år) av ising i 80 m høyde over bakkenivå. Ising er definert som de periodene hvor det er beregnet en isvekst på mer enn 10 g/time på et standardlegeme (referanse). I de statistiske analysene har verken snø eller ising vist seg å være signifikante forklaringsvariabler i distribusjonsnettmodellen. Som et videre oppfølgingspunkt vil NVE se nærmere på hvilke klimatiske forhold som er til stede ved stor snødannelse på luftlinjene. Det vil da være naturlig å ta utgangspunkt i NVEs snøkart som i tillegg til detaljerte snødata også inneholder data på temperatur.



Figur 2-2 Antall snødager i året.

## **Ekstremvær og sterke vindkast**

NVE har mottatt flere innspill på at det ikke er gjennomsnittlig vindbelastning som er det mest kostnadsdrivende, men ekstremvind og sterke vindkast. Flere selskaper savner en modell som tar mer hensyn til ekstremvær.

NVE besitter to typer datasett på vind hvor det første inneholder data på gjennomsnittsvind mens det andre inneholder data på ekstremvind. Gjennomsnittsvind er modellert med 1000x1000m mens ekstremvind (referansevind) er utledet på kommunenivå. NVE valgte å benytte gjennomsnittsvind i variabelen for kystklima fordi oppløsningen på denne variabelen var høyere. Det foreligger i dag ikke geografisk detaljert landsdekkene data på ekstremvind.

For å ta mer hensyn til ekstrem vindforekomst har vi likevel besluttet å erstatte gjennomsnittsvind med referansevind i kystklimavariabelen. Referansevinden er definert som en 50-års verdi av en 10 minutters middelvind i 10 meters høyde på en stor flat og jevn overfalte uten skog eller hus, en såkalt "flyplassflate". Med 50-årsverdi menes den verdi som i gjennomsnitt blir overskredet en gang hvert 50. år. Det tilhørende maksimale vindkastet med 50-års returperiode er 40 m/s. Referansevinden er kartlagt på kommunenivå i publikasjonen NS3491-4. NVE har videre kvadrert referansevinden, noe som innebærer en høyere vektlegging av områder med relativt høyere referansevind.

## **Nettvirkosomhet i områder med øyer**

NVE har mottatt innspill om kostnader knyttet til nettdrift i kystområder med mange øyer. NVE implementerte ved varsel om inntektsrammer for 2010 en variabel der alle forsynte øyer uten fastlandsforbindelse og beliggenhet mer enn 1 km fra fastland ble inkludert. I utviklingen av den nye modellen også denne vurdert, men variabelen ble ikke signifikant med de øvrige variablene. Dette skyldes høy samvariasjon med den generelle kystklimavariabelen (kvadrert referansevind/kystavstand). Dette var også tilfellet for andel høyspent sjøkabel. På bakgrunn av dette har vi utarbeidet en kystindeks basert på disse tre rammevilkårene. Bruk av denne indeksen innebærer at selskaper med forsyning til øyer og/eller høy sjøkabelandel får en bedring i resultatet i forhold til bruk av kun kystklimavariabel.

## **Avstand til kyst**

NVE har i arbeidet med å konstruere kystklimavariabelen foretatt en modifisering av kystlinjen slik denne er definert i Statens kartverks N50-serie. De fleste større fjorder og sund er lukket av NVE, slik at denne kystlinja ikke går inn i fjordarmene. Arbeidet er utført etter skjønn. NVE har blant annet valgt å holde de største fjordene i Finnmark åpne. NVEs modifiserte kystlinje vil bli gjort tilgjengelig i SOSI-format. Vi vil bistå selskapene med å levere kartbilder over den benyttede kystlinjen dersom det er behov for dette.

NVE har mottatt innspill fra Lyse Elnett om at Boknafjorden er en meget stor fjord med en åpningsbredde på rundt 13 km. Denne fjorden bør derfor som ikke lukkes slik forholdet er for de største fjordene i Finnmark. NVE ønsker å presisere at Boknafjorden ikke har blitt lukket ved hovedåpningen. Slik kartutsnittet i Figur 2-3 viser har lukking (lukket kystlinje representert ved rød linje) av fjordarmene blitt foretatt inne i Boknafjorden.

Lyse Elnett ber i tillegg at NVE beregner kystklimavariabelen for nettanlegg på øyer ut fra faktisk kystavstand uavhengig av hvor øyene befinner seg (ute i havet eller inne i fjorder). NVE vurderer denne problemstillingen til å ha begrenset betydning, og har derfor ikke foretatt videre analyser av dette i denne omgang.



Figur 2-3 Lukking av fjordarmer i Boknafjorden

### Fritidsabonnementer

NVE har mottatt innspill på at tilknytning av fritidsabonnementer er en viktig kostnadsdriver som ikke bør tas ut av distribusjonsnettmodellen. Dette begrunnes med at selskaper med fritidsabonnementer får større tap i nettet i de mest krevende belastningstidene på året og at det i hytteområder er mindre tilgjengelige veier og at dermed vedlikeholdet blir dyrere.

Antall fritidsabonnementer har siden 2007 vært en oppgavevariabel i DEA modellen for distribusjonsnett. I den nye DEA-modellen er antall oppgaver redusert fra åtte til tre og fritidsabonnementer er en av oppgavene som nå er tatt ut. Antall fritidsboliger inngår med de øvrige abonnemementene i en samlet kundevariabel som beskriver etterspørselen etter tilknytning. Vi kan ikke se at tilknytning av denne typen abonnementer i utgangspunktet er forskjellig fra andre kategorier abonnementer, og følgelig bruker vi totalt antall abonnementer som oppgave i trinn 1. Dersom fritidsabonnementer medfører lengre transportdistanse enn husholdningskunder, mener vi dette er et forhold som i stor grad fanges i trinn 1, se for øvrig punkt om strukturelle egenskaper og nettopologi under. Som det fremgår av diskusjonen rundt levert energi som oppgave i trinn 1 i distribusjonsnett, er rammevilkåret andel fritidsabonnementer signifikant dersom levert energi er inne som oppgave i trinn 1, men ikke signifikant dersom levert energi ikke er med i trinn. Årsaken til dette er at fritidsabonnemementene ofte har et lavere forbruk enn for eksempel fastboende husholdningskunder. Effektbehovet kan imidlertid være det samme, men som også diskutert tidligere (2.2.1) er levert energi et lite egnet mål på effekt. Som det fremgår i kapittel 2 har NVE konkludert med at levert energi ikke skal inngå som en oppgave i trinn 1. Følgelig er det ikke noe grunnlag for å ha andel fritidsabonnementer som

rammevilkår i trinn 2 siden dette rammevilkåret ikke signifikant forklarer forskjeller i effektivitet mellom selskapene.

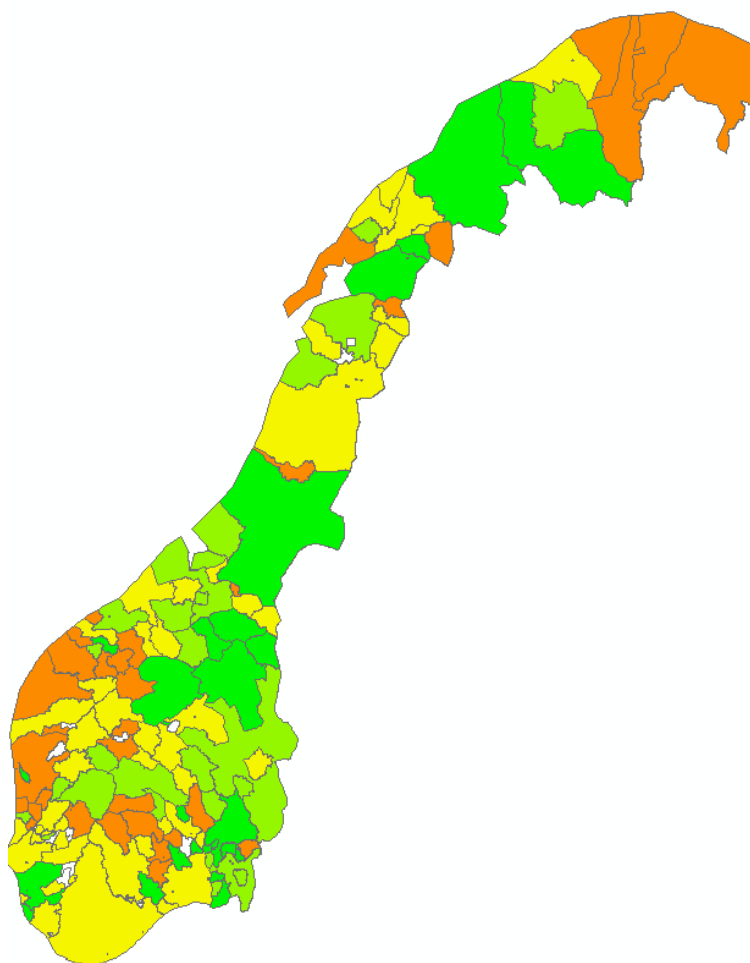
### **Strukturelle egenskaper og nettopologi**

Rødøy-Lurøy har spilt inn at strukturelle egenskaper i nettet påvirker valg av løsninger og dermed kostnadene knyttet til investeringer og drift. Selskapet viser til at store avstander mellom innmatingspunkt og sluttbruker gir radialer med varierende effektuttak og dette kan resultere i kostnadskrevende nettløsninger. NVEs generelle vurdering av forholdet er at egenskaper knyttet til nettkonfigurasjon ivaretas med DEA-modellens oppgavevariabler. DEA sørger for at selskaper med samme type transportoppgave vil sammenlignes mot hverandre. NVE har imidlertid testet hvorvidt forholdet mellom høyspent nett og antall abonnenter utgjør et signifikant rammevilkår i trinn 2 uten å finne at dette er tilfellet.

### **DEA-resultater for selskaper nord i landet**

KS Bedrift og Defo ber NVE ser nærmere på hvorfor selskaper nord i landet ser ut til å gjøre det dårligere i normkostnadsmodellen for distribusjonsnett. Organisasjonene mener dette kan ha sammenheng med Askøy Energi som referanseselskap.

Det er viktig at modellene ikke gir systematiske skjevheter i forhold til selskapenes geografiske lokalisering i seg selv. Reguleringsmodellen har som formål at alle selskaper uavhengig av hvor de befinner seg skal ha mulighet for en rimelig avkastning over tid gitt effektiv drift, utvikling og utnyttelse av nettet. Rammevilkårskorrigeringen i trinn 2 skal være et instrument for å kunne oppnå dette. Kartet i 2.4 viser den geografiske fordelingen av DEA-resultater etter trinn 2 slik disse er beregnet for varsel om inntektsrammer for 2013. Som kartet viser er det stor geografisk spredning. For å undersøke hvorvidt selskaper i Nord-Norge gjør det dårligere i den nye modellen har NVE undersøkt DEA-resultater og tilhørende trinn 2 korreksjoner for disse selskapene i forhold til gjennomsnittet for hele landet.



Figur 2-4 DEA-resultater etter trinn 2 for distribusjonsnettselskaper med 2013-data. Grønn farge indikerer høyt DEA-resultat og rød farge indikerer lavt DEA-resultat

Tabell 1 Resultater basert på data fra varsel om inntektsrammer for 2013.

Geografisk område	Trinn 1 (DEA)	Etter trinn 2
Gjennomsnitt Nord-Norge (fra Repvåg til Helgelandskraft)	71.2 %	73.6 %
Gjennomsnitt for selskaper i Finnmark	66 %	68 %
Landsgjennomsnitt	70.0 %	73.0 %

Dette indikerer at selskaper i Nord-Norge ikke gjør det dårligere enn i resten av landet. NVE ser likevel at selskaper spesielt i Finnmark har noe lavere DEA-resultater enn resten av landet i snitt. Dette var også tilfellet når vi ser på DEA-resultater og trinn 2 korreksjoner ved varsel for 2012. Det er lite trolig at trenden skyldes Askøy Energi som referanseselskap da dette selskapet ikke var referanseselskap i 2012.

NVE vil fortsette å arbeide med selskaper i spesielt Finnmark og undersøke hvorvidt det kan være visse typer rammevilkår som i tilstrekkelig grad ikke er fanget opp i modellapparatet.

## 2.3 Innspill som gjelder modellen for regional- og sentralnettsanlegg

I dette kapittelet vil vi beskrive og vurdere de innspillene som direkte omhandler modellen for regional- og sentralnettsanlegg.

### 2.3.1 Forslag om avkastningsregulering av regionalnett

KS Bedrift Energi og Defo viser til at de tidligere har foreslått avkastningsregulering av regionalnettet. Argumentet for dette er at reguleringen av regional- og sentralnett vil bli mer lik. Organisasjonene vurderer det ikke som nødvendig med sammenlignende analyser da investeringene er konsesjonsbehandlet, og dermed per definisjon vurdert som en samfunnsøkonomisk riktig investering. Dette, sammen med det forhold at det er vanskelig å finne gode og hensiktsmessige sammenligningsparametre for regionalnett med sine store og sprangvise investeringer tilsier etter deres vurdering bruk av avkastningsregulering.

#### *NVEs vurdering*

NVE bemerker innledningsvis at reguleringen av Statnetts sentralnettsvirksomhet ikke er en avkastningsregulering. Statnetts sentralnettsvirksomhet er også gjenstand for sammenlignende analyser, selv om disse gjennomføres med en annen metode og sjeldnere enn analysene for de øvrige norske nettselskapene. For bransjen for øvrig gjøres det videre hvert år en korreksjon for avvik mellom kostnader lagt til grunn i inntektsrammen, beregnet med utgangspunkt i kostnadsgrunlaget fra to år tilbake i tid, og faktiske kostnader for det aktuelle året. En tilsvarende korreksjon gjøres ikke for Statnett.

Organisasjonene begrunner også ønsket om avkastningsregulering i regionalnettet med at økonomisk regulering burde være unødvendig siden slike anlegg er konsesjonsbehandlet. NVE bemerker at den økonomiske reguleringen allerede tar hensyn til det faktum at anleggene er konsesjonsbehandlet, ettersom systemeffektivitet ikke inngår i de sammenlignende analysene for regionalnett. NVE anser videre den økonomiske reguleringen som et viktig virkemiddel i tillegg til konsesjonsprosessen, da en konsesjonsbehandling i forkant av utbygging sier lite om hvor kostnadseffektivt et selskap faktisk gjennomfører investeringene etter at konsesjon er gitt.

NVE mener også at det er gjennomførbart med sammenlignende analyser på dette nettnivået, og som neste avsnitt viser er det igangsatt et arbeid for å forbedre eksisterende modeller.

### 2.3.2 Forbedring av vekstsystem

Flere selskaper har spilt inn at NVE må ha fokus på en videreutvikling og kvalitetsforbedring av vekstsystemet som ligger til grunn for oppgavevariablene i DEA-modellen for regional- og sentralnett. Et godt kostnadsvekstsystem avhenger av riktige vurderinger av hvilke anlegg som bør omfattes, og at vektene beskriver kostnadsforskjellene mellom dem på en relevant måte. Nye tekniske løsninger, endring i rammevilkår og kostnadsutvikling fordrer jevnlig oppfølging av både anleggsregister og



kostnader. Kvaliteten i veksystemet er avgjørende for hvorvidt en slanking av DEA-modellen lar seg gjennomføre. NVE har i 2012 gjennomført et prosjekt med Sweco AS hvor formålet var å foreta en vurdering med fokus på formål, oppbygning og metodikk. Prosjektet skulle også identifisere endringsbehov og komme med forslag til eventuelle revisjoner. Hovedkonklusjonen er at veksystemet slik det foreligger i stor grad er tilstrekkelig godt til sitt formål, men at det er rom for forbedringer og utvidelser. Forslag til nye anleggs kategorier er knyttet til inkludering av driftssentraler, transformatorstasjoner (bygg og anlegg/tomt, ikke det tekniske anlegget) og anlegg knyttet til smartgrid og styring. Det er også kommet konkrete forslag til utbedringer av de eksisterende anleggs kategoriene. NVE vil bruke disse resultatene i videreutviklingsarbeidet og i samarbeid med bransjen gjøre nødvendige justeringer av veksystemet.

## 3 Endringer i modellene

NVE har etter gjennomgang og vurdering av høringsinnspillene konkludert med utforming av kostnadsnorm modeller som skal anvendes med virkning fra varsel om inntektsrammer fra 2013. De modellene som vil bli brukt til å fastsette selskapenes kostnadsnormer fra 2013 er beskrevet innledningsvis i dokumentet.

I dette kapittelet vil vi gi en beskrivelse av de endringene vi har gjennomført etter utsendelsen av høringsforslaget.

I forhold til forslaget som ble sendt på høring i juni 2012 har NVE endret følgende:

1. Hvordan kostnader for anlegg i grensesnittet mellom distribusjonsnett og regionalnett behandles i trinn 1 i distribusjonsnettmodellen.
2. I regionalnettsmodellen er de to rammevilkårsvariablene i trinn 2 erstattet med en indeks som er beregnet basert på de samme to variablene.
3. I distribusjonsnettmodellen er grisgrendtvariabelen tatt ut i trinn 2
4. I distribusjonsnettmodellen foreslås også bruk av indekser for å kunne ta hensyn til flere relevante rammevilkår i trinn 2.

Oversikten viser at endringene i hovedsak er knyttet til modellenes trinn 2. Hovedendringene i modellstruktur og spesifikasjonene av modellenes trinn 1 er uforandret.

Kostnader for anlegg i grensesnitt er beskrevet tidligere i dokumentet, jf. 2.2.2. Det samme gjelder argumentasjon for å ta ut grisgrendtvariabel fra trinn 2 i distribusjonsnett, jf. 2.2.5.

Nedenfor vil vi derfor beskrive punktene 2 og 4 i listen over.

### 3.1 Korrigerings av rammevilkår i modellen for regional- og sentralnettsanlegg

I NVE-høringsdokument 2/2012 foreslo NVE å benytte to rammevilkårsvariabler i trinn 2 i regional- og sentralnettsanalysene, skog og gjennomsnittlig helning. Oppdaterte analyser for inntektsrammer 2013 viser at variablene sammen ikke er signifikante i modellen. Dette skyldes endringer i referansesettet der Narvik Energi faller under grensen for hvilke selskaper som får være referenter (totale kostnader under 13 mill kr). En skjønnsmessig vurdering tilsier også at Narvik Energis oppgave i regionalnett er for begrenset til at selskapet skal kunne fungere som referent.

I kapittel 6.5 Oppsummerende kommentarer i høringsdokumentet presenterte NVE to forhold som kunne bidra til en endret korrigerings i trinn 2. Det ene punktet gjelder endring i referansesettet, og det er dette forholdet som virker inn på trinn 2 i regional- og sentralnettsmodellen. Denne har relativt få observasjoner (29) og er dermed mer sensitiv for endringer.

NVE har gjort nye undersøkelser på relevante rammevilkår med det nye datasettet hvor Narvik ikke får være referanseselskap. Narvik var referent for et fåtall selskaper i

analysene på 2012-inntektsrammene, og det oppstår ikke nye referanseselskap når Narvik nå holdes utenfor fronten i 2013-rammene. Vi observerer likevel at Narvik har veldig høy verdi på variabelen Helning, så dette kan forklare at det oppstår store endringer i trinn 2 når selv et såpass svakt referanseselskap forsvinner ut av fronten. Høringsinnspillene, sammen med NVEs egen vurdering av rammevilkår, tilsier at både skog og helning er relevante rammevilkår. Siden rammevilkårene ikke kan benyttes som to variabler i samme regresjon, foreslår NVE å lage en indeks av disse to variablene.

Bruk av indekser ble også vurdert i høringsdokumentet. Den indeksen vi nå foreslår lages med utgangspunkt i færre variable samtidig som kun én indeks utledes fra faktoranalysen. Tidligere vurderte vi to eller tre indekser fra faktoranalysen som på ulik måte fanget opp variasjon i variablene på ulik måte.

Indeksen utledes som nevnt ved bruk av faktoranalyse med de to nevnte rammevilkårsvariablene. Faktoranalysen lager en indeks (faktor, sammensatt variabel) som ivaretar så mye som mulig av den variasjonen som finnes i enkeltvariablene.

Tabellen under viser korrelasjon mellom helning, skog og den kombinerte geografi indeksen.

	<i>Geoindeks</i>	<i>Helning</i>	<i>Skog</i>
<i>Geoindeks</i>	1		
<i>Helning</i>	0.83	1	
<i>Skog</i>	0.83	0.41	1

Hva som faktisk skjer i faktoranalysen kan vises ved å bruke lineær regresjon, hvor indeksen er avhengig variabel, og rammevilkårene er uavhengige variabler, jf. følgende modell:

$$Y = \alpha + \beta X_1 + \beta X_2 + u$$

Der

$$Y = \text{geoindeks (rr\_pca1)}$$

$$X_1 = \text{skog (rr\_s12)}$$

$$X_2 = \text{gjennomsnittlig helning (rr\_he1)}$$

Resultatene fra regresjonen vises under:

```
. reg rr_pcal rr_s12 rr_he1 if aar==curr_aar & rs_til2trinn==1
```

Source	SS	df	MS	Number of obs =	28
Model	38.8468389	2	19.4234194	F( 2, 25) =	.
Residual	0	25	0	Prob > F =	.
Total	38.8468389	27	1.43877181	R-squared =	1.0000
				Adj R-squared =	1.0000
				Root MSE =	0

rr_pcal	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
rr_s12	5.058321	.	.	.	.
rr_he1	.2255262	.	.	.	.
_cons	-3.786844	.	.	.	.

Figur 3-1 Resultat fra regresjon geoindeks i regional- og sentralnettsmodell

Koeffisientene i regresjonen viser nå hvordan indeksen er sammensatt:

$$Y = -3.7868 + (5.0583 \times rr\_s12) + (0.2255 \times rr\_he1)$$

Fordelen med å benytte geografiindeksen er at vi fanger opp mer av de relevante forskjellene i rammevilkår enn om vi blir nødt til å velge kun én av variablene skog og helning. Vi mener også en indeks vil være mer robust for endringer i modellen enn å benytte enkeltvariabler. I en rapport<sup>3</sup> utarbeidet for EnergiNorge, fremhever også Frontier Economics fordelene ved bruk av faktoranalyse i etableringen av en indeks slik vi har beskrevet den over.

## 3.2 Korrigerings av rammevilkår i modellen for distribusjonsnett

I høringsdokumentet ble det foreslått å bruke disse rammevilkårsvariablene i trinn 2:

- Gjennomsnittlig avstand til vei
- Andel høyspent jordkabel andel
- Kystklima, kvadrert vindbelastning dividert på kystavstand (lukkede fjorder)
- Småkraft, sum ytelse, størrelseskorrigert
- Skog (all skog med høy og svært høy bonitet)
- Grisgrendt

I høringsinnspillene er det flere som etterlyser ulike rammevilkår som har betydning for kystselskaper, og det er også flere som trekker frem at selskaper i Nord-Norge kommer dårlig ut.

<sup>3</sup> Frontier Economics (2012) "Trends in electricity distribution network regulation in North West Europe. A report prepared for Energy Norway", London, August 2012. Rapporten er tilgjengelig for nedlasting fra NVEs nettsider.

NVE har gjort en ny vurdering av rammevilkår. De to første variablene i punktlisten, avstand til vei og jordkabel andel beholdes i modellen som foreslått. Som beskrevet over blir grisgrendt variabelen tatt ut av trinn 2.

De endringene vi foretar er relatert til kystklima, småkraft og skog. For å ta hensyn til et bredere sett rammevilkår vil vi innføre to indekser i modellen, og begrunnelsen for dette er det samme som i regionalnettsmodellen, jf. beskrivelse over.

Den første indeksen er relatert til helning og småkraft. Det er kommet flere innspill på at helning også er en relevant faktor i distribusjonsnett. Bakgrunnen for dette er at det er vanskelig å komme til linjene. Helning har imidlertid samvariasjon med småkraftvariabelen, noe som er naturlig siden førstnevnte ofte er en forutsetning for sistnevnte. I arbeidet med å sette sammen de ulike rammevilkårsvariablene i modellen har vi erfart at både småkraft og helning har en del samvariasjon med skogvariabelen. Som det fremgår av høringsdokumentet består denne av barskog, løvskog og blandingsskog. Analyser på skogtyper hver for seg viser at det er løvskogen som skaper denne samvariasjonen.

På bakgrunn av dette har vi laget en geoindeks som består av helning, småkraft og løvskog.

- Gjennomsnittlig helning
- Installert effekt fra småkraftverk ( $\leq 10$  MW)
- Andel luftlinjer i løvskog med høy og særs høy bonitet

Den andre indeksen er en kystindeks. Den består av tre rammevilkår som alle er signifikante hver for seg i modellen:

- Kystklima, kvadrert referansevind dividert på kystavstand (lukkede fjorder)
- Forsyning til øyer mer enn 1 km fra fastland eller nærmeste forsynte øy
- Andel høyspent sjøkabel.

Bakgrunnen for bruk av referansevind fremfor gjennomsnittlig vindbelastning i den nye kystvariabelen er innspill fra bransjen som savner mål for ekstremvind. Vindvariablene har stor grad av samvariasjon, men vi mener bruk av referansevind vil være mer hensiktsmessig for å fange opp nettselskaper som er utsatt for denne typen rammevilkår. Vindvariabelen er kvadrert fordi vi mener det ikke er en lineær sammenheng mellom vindstyrke og hvor stor påvirkning vind som rammevilkår har. Kvadrering innebærer større vektlegging av områder med høy referansevind enn områder med lav referansevind.

Videre ser vi at forsyning til øyer og bruk av sjøkabel er forhold som bidrar til økte kostnader. Dette er også forhold som ikke fanges opp i kystklimavariabelen over. Disse rammevilkårene oppviser likevel så stor samvariasjon med kystklimavariabelen at disse ikke kan inkluderes som separate rammevilkår sammen med kystklimavariabelen. På bakgrunn av dette har vi utarbeidet en kystindeks basert på disse tre rammevilkårene.

Bruk av denne indeksen innebærer at selskaper med forsyning til øyer og/eller høy sjøkabelandel får en bedring i resultatet i forhold til bruk av kun kystklimavariabel.

Bruk av løvskog i indeksen over medfører at vi må bruke barskog i skogvariabelen.

På bakgrunn av dette foreslår NVE å bruke følgende variabler og indekser i trinn 2:

- Gjennomsnittlig avstand til vei
- Andel høyspent jordkabel andel
- Barskog med høy og svært høy bonitet
- Geo1
  - Småkraft, installert ytelse, størrelsesuavhengig
  - Gjennomsnittlig helning
  - Løvskog med høy og svært høy bonitet
- Geo2:
  - Kystklima (ekstremvær), kvadrert referansevind dividert på kystavstand (lukkede fjorder)
  - Forsyning til øyer mer enn 1 km fra fastland eller nærmeste forsynte øy
  - Andel høyspent sjøkabel andel.

I forhold til forslaget i høringsdokumentet tar vi nå hensyn til en større bredde i rammevilkår, og vi mener også modellen over bidrar til en riktigere og mer robust korrigering for rammevilkår.

## 4 Modeller for fastsettelse av kostnadsnormer fra 2013

I dette kapittelet oppsummeres endringene i modellene for beregning av kostnadsnormer fra 2013.

NVE vil fortsette med å bruke DEA (Data Envelopment Analysis) til å fastsette kostnadsnormer i både regionalnettene og i distribusjonsnettene. I DEA måles alle selskaper mot en front bestående av de selskapene som løser sine oppgaver til lavest kostnad relativt sett. I forhold til tidligere vil imidlertid fronten bestemmes ut i fra selskapenes kostnader og oppgaver målt som et femårig gjennomsnitt. Dette bidrar til mer stabilitet siden årlig kostnadsvariasjon utjevnes gjennom perioden. Hvert enkelt selskap vil bli målt ved bruk av sine siste års data mot denne gjennomsnittsfronten. Det gjelder også de selskaper som er med på å danne gjennomsnittsfronten. Dette bidrar til økt likebehandling siden alle selskapene evalueres mot samme front.

Det vil også bli en mer rendyrket modellstruktur med to trinn. I trinn 1 fastsettes selskapenes DEA-resultat basert på sentrale kostnadsdrivere i nettvirksomhet. I modellens trinn 2 korrigeres resultatet fra trinn 1 for forskjeller i rammevilkår.

I trinn 1 for distribusjonsnett har vi fjernet samtlige geografiske rammevilkår (kystklima, skog og snø) samt levert energi og fritidsabonnementer. Dette betyr at strukturvariablene antall abonnementer, lengde høyspent nett og antall nettstasjoner inngår som oppgaver i trinn 1. Vi mener disse gir en god representasjon av distribusjonsnettets oppgaver knyttet til kjernevirksomheten. Samme tilnærming blir anvendt på regionalnettsmodellen der skogvariabelen er tatt ut slik at modellen i trinn 1 har fire variabler som beskriver nettselskapenes oppgaver knyttet til luftlinjer, jordkabler, sjøkabler og grensesnittkomponenter (transformatorer, koblingsanlegg, kompenseringanlegg). Disse "slankingene" av DEA-modellene medfører vesentlige reduksjoner i DEA-resultatene for enkelte selskaper, men noe av dette blir kompensert gjennom rammevilkårskorrigeringen i trinn 2.

I forhold til høringsdokumentet har vi bestemt å trekke ut normerte kostnader for anlegg i grensesnittet mellom distribusjonsnett og regionalnett fra distribusjonsnettmodellen. Tidligere har dette vært en variabel i trinn 2.

NVE vil også ta i bruk en ny og bedre metode for å ta hensyn til forskjeller i nettselskapenes rammevilkår. Metoden bygger videre på dagens regresjonsmodeller, men det er endringer i både metoden for å beregne "rammevilkårsprisen" og på anvendelsen av resultatene fra regresjonsanalysene. Den viktigste endringen er knyttet at rammevilkårskorrigeringen bestemmes ut i fra hvor mye mer eller mindre av et rammevilkår et selskap har, i forhold til de spesifikke selskapene det sammenlignes med i DEA-modellene i trinn 1.

I trinn 2 i regionalnettsmodellen ble produktiv skog samt topografiske utfordringer representert ved gjennomsnittelig helning opprinnelig foreslått i høringsdokumentet. For å oppnå en mer robust modell er begge disse representert ved en indeks.

I trinn 2 i distribusjonsnettsmodellen fra 2010 inngikk variablene forsyning til øyer, småkraft og grensesnitt.

I distribusjonsnettsmodellen slik den vil være fra 2013 er det flere endringer både i forhold til modellen fra 2010 og fra modellen i høringsdokumentet. Avstand til vei samt jordkabelandel beholdes som foreslått i den nye modellen. Gjennomsnittlig befolkningstetthet tas ut da denne ikke dekker det forholdet den var tiltenkt. Skogvariabelen er endret til kun å inneholde produktiv barskog, mens løvskog, gjennomsnittlig helning og installert ytelse er inkludert i geografifaktor 1. Den andre geografifaktoren består av antall øyer, sjøkabelandel samt kvadrert ekstremvind/avstand til kyst.

Opgavene og rammevilkårene som inngår i modellene er oppsummert i tabellen under.

### **Distribusjonsnett:**

---

#### ***Trinn 1 – DEA-modell***

---

Antall kilometer høyspentnett

Antall nettstasjoner

Antall abonnementer

#### ***Trinn 2 - regresjoner***

Andel jordkabler

Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet

Avstand til vei

Geo 1: Helning, installert effekt småkraft og andel luftlinjer i løvskog med høy og særs høy bonitet

Geo 2: Kvadrert referansevind / kystavstand, antall øyer mer enn 1 km fra land eller forsynt øy og andel sjøkabel

---

### **Regional- og sentralnett:**

---

#### ***Trinn 1 – DEA-modell***

---

Vektet verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder

Vektet verdi jordkabler

Vektet verdi sjøkabler

Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringsanlegg

#### ***Trinn 2 - regresjoner***

Geo 3: Helning og skog med høy og særs høy bonitet

---



NVE har utviklet en ny metode for beregning av kompensasjon for såkalt harmonieffekt. Harmonieffekten i DEA-modellene fører til reduserte inntektsrammer når to eller flere selskaper fusjonerer, noe som kan bidra til at ønskede fusjoner ikke gjennomføres. De nye og slankere DEA-modellene bidrar til at de beregnede harmonieffektene blir mer reelle i forhold til forventet fremtidig inntektstap. Harmonieffekten vil bli beregnet basert på fem års gjennomsnitt av selskapenes kostnader og oppgaver. Disse endringene gjør at vi vil utvide kompensasjonens varighet fra 10 til 30 år. I nåverdiberegningen som ligger til grunn for kompensasjonsbeløpet vil den anvendes en fast realrente på 4,5 %.

NVE har også utarbeidet nye metoder for å evaluere selskaper som er spesielle og derfor ikke kan inngå i DEA-modellene. Det gjelder relativt mange selskaper, men de totale kostnadene til disse er beskjedne. For begge nettnivåene er det utarbeidet en metode der hvert selskaps kostnader og oppgaver sammenlignes med dets historiske gjennomsnittskostnader og -oppgaver.







Norges  
vassdrags- og  
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo

Telefon: 09575  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)

