

Forslag til nytt vektsystem i modellen for å fastsette kostnadsnormer i regionalnettene

Rapport nr 5

Forslag til nytt vekstsystem i modellen for å fastsette kostnadsnormer i regionalnettene

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Ole-Petter Kordahl, Hilde Marit Kvile, Roar Amundsveen, Tore

Forfatter: Langset

Trykk: NVEs hustrykkeri

ISSN-nr: 1501-2840

Forsidefoto:

Sammendrag:

Emneord: regionalnett, kostnadsnorm, kostnader, vekstsystem, effektivitet

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

September 2014

Innhold

Innhold	2
Forord	5
Sammendrag	6
1 Innledning	8
2 Dagens vektsystem	9
3 Forprosjekt	10
3.1 Prosjektmandat	10
3.2 Resultater	10
3.2.1 Hovedkonklusjoner	10
3.2.2 Forslag til forbedringer	10
4 Arbeidsprosess	11
5 Generelle prinsipper	12
5.1 Kapitalkostnader	12
5.2 Drift- og vedlikeholdskostnader	13
5.3 Beredskapsmateriell	13
5.4 Eier og driftsandel	13
6 Luftlinjer	14
6.1 Rapport fra Omega elkraft	14
6.1.1 Forutsetninger	14
6.2 Resultater	16
6.3 Bearbeiding av resultater	16
6.3.1 Master	17
6.3.2 Tverrsnitt	17
6.3.3 Generell justering av kostnadene	17
6.3.4 Justering for luftlinje tremaster	17
6.3.5 Luftlinjer 24 kV	18
6.3.6 Luftlinjer 300 kV	18
6.3.7 Dobbelkurs og duplex luftlinjer	18
6.3.8 Toppline	19
6.3.9 Systemjording – Direktejordet nett	19
6.3.10 Merking av luftfartshinder	19
6.4 Fastsettelse av drift- og vedlikehold på luftlinjer	20
6.5 Vektsystem for utvalgte luftlinjer	21
7 Jordkabler	21
7.1 Materialkostnader	22
7.1.1 PEX- kabler	22
7.1.2 Oljetrykkskabler	23
7.2 Differensiering på beliggenhet	23
7.2.1 Kostnader og beliggenhet	23
7.2.2 Definisjon av sentralitet	24
7.2.3 Kartgrunnlag	24

7.2.4	GIS – Analyse.....	25
7.2.5	Justering av vektene.....	25
7.3	Drift og vedlikeholdskostnader	26
8	Sjøkabler.....	26
8.1	Materialkostnader	26
8.2	Arbeidskostnader.....	27
8.3	Reservefase	27
8.4	Drift- og vedlikeholdskostnader	27
9	Stasjonsvariabel	27
9.1	Avganger	28
9.1.1	Kapitalkostnader.....	28
9.1.2	Drift- og vedlikeholdskostnader	29
9.2	Transformatorer.....	29
9.2.1	Eksisterende vektsystem for transformatorer	29
9.2.2	Nytt vektsystem for transformatorer	30
9.3	Kompenseringsanlegg og jordslutningsspoler.....	31
9.4	Stasjonskomponent.....	32
9.4.1	Vekt for stasjonens beliggenhet	33
9.5	Klassifisering av driftskontrollsystemer.....	34
10	Referanseliste	35

Forord

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) sender med dette forslag til endring i vekstsystem for regional- og sentralnett som legger grunnlag for oppgavene i kostnadsnormmodellen. Kostnadsnormen utgjør i dag 60 prosent av nettselskapenes inntektsramme.

Dokumentet og relevante bakgrunnsdata er gjort tilgjengelig på NVEs nettsider for alle interesserte. Alle omsetningskonsesjonærer, konsesjonærenes bransjeorganisasjoner samt et utvalg av andre interessenter og kompetansemiljøer har mottatt en invitasjon til å komme med innspill til dette arbeidet. Øvrige interessenter er også velkommen til å gi innspill.

Vi ber om at kommentarer til dette forslaget sendes NVE innen 1.12.2014. Etter høringsfristens utløp vil NVE vurdere de innkomne høringsuttalelsene og eventuelle behov for å gjøre endringer i forslaget.

NVE tar sikte på at endringene skal tre i kraft i forbindelse med fastsettelsen av inntektsrammene for 2016.

Oslo, september 2014



avdelingsdirektør



seksjonssjef

Sammendrag

For fastsettelse av selskapsspesifikke kostnadsnormer for regional- og sentralnett bruker NVE en DEA-modell. Som mål på oppgaven i modellen brukes selskapenes faktiske nettanlegg. Modellen grupperer anleggene i fire hovedkategorier: Luftlinjer, jordkabler, sjøkabler og grensesnitt. I hver kategori er det mange anleggstyper som vektet sammen ved hjelp av kostnader. NVE kaller oppsettet av anleggstyper og de respektive kostnadene for *vektsystemet*.

Det er mange faktorer som påvirker kostnader på nettanlegg. Dette gjelder blant annet produksjonskostnader (råvarer, lønn) og markedsforhold (tilbud/etterspørsel, valutakurser, tidsforsinkelser og leverandørers risikopåslag). For at oppgavene i modellen skal være valide og pålitelige er det derfor nødvendig med en revisjon av vektsystemet.

NVE har fra 2012 arbeidet med å evaluere og videreutvikle vektsystemet. Dette høringsdokumentet beskriver arbeidsprosessen, de prinsipielle vurderingene som ligger til grunn og et komplett forslag til nytt vektsystem.

For alle anleggs kategorier har vi samlet inn kostnader fra nettselskaper på nylig oppførte anlegg. Vi har mottatt kostnader fra ulike leverandører, og har benyttet ulike kostnadskataloger. I tillegg har vi engasjert et konsultentselskap som har beregnet kostnader for å bygge luftlinjer gitt ulike egenskaper. I forslag til nytt vektsystem foreslår vi å beholde samme inndeling som tidligere med hovedkategoriene luftlinje, jordkabel, sjøkabel og grensesnitt. Vektene vil som før bestå av årlige kapitalkostnader og drift- og vedlikeholdskostnader.

For luftlinjer opprettholdes egenskapene *merkespenning*, *tverrsnitt*, *mastetype*, *enkel/dobbelt-linje* og *simplex/duplex*. Vi viderefører også vekter for kostnader knyttet til merking av luftfartshinder. Vi introduserer videre nye vekter for *toppline* og *direktejordet 132 kV luftlinje*. Kategorien *type* som skiller mellom ledertypene Feal og BLX er fjernet.

For jordkabler opprettholdes egenskapene *merkespenning*, *tverrsnitt*, *type* og *system* (leder). I tillegg foreslår vi å differensiere på *forlegning* (landsbygd, tettsted og by).

For sjøkabler videreføres egenskapene *merkespenning*, *tverrsnitt*, *type* og *system*. I tillegg introduseres egen vekt for reservefase.

I stasjonsvariabelen (tidligere grensesnitt) introduserer vi en helt ny komponent; stasjonskomponent. Denne omfatter bygning og annen nødvendig infrastruktur. I stasjonskomponentens skilles det på følgende egenskaper: *Merkespenning*, *stasjonstype* (transformatorstasjon eller koblingsstasjon), *størrelse* (antall transformatorer og antall avganger) og *beliggenhet*.

Stasjonsvariabelen inkluderer videre transformator og det skilles som tidligere på transformatorens *merkespenning* og *ytelse*. I tillegg introduserer vi ny egenskap, *type*, som skiller mellom to- og treviklingstransformatorer.

Stasjonsvariabelen inkluderer avganger (bryterfelt). Avgangens *merkespenning* videreføres som egenskap. Vi viderefører også egenskapen *type*, men skiller nå på enkel/dobbel samleskinne uavhengig av antall effektbrytere på avgangen.

Kompenseringsanlegg er den siste kategorien i stasjonsvariabelen. Vi har etablert vekter for typene kondensatorbatterier og reaktorer. For disse skilles det kun på *ytelsen*. I tillegg har vi konstruert vekter for jordslutningsspoler som også vil inngå i denne kategorien. For spolene skilles det på *merkespenning* og *ytelse* (Ampere).

For å ta hensyn til at selskaper har ulike oppgaver knyttet til driftskoordinering- og styring foreslås det å øke stasjonsvariabelvekten med 5 prosent for selskaper med flere enn 20 transformatorstasjoner.

Alle vekter er tilgjengelige i regneark på NVEs nettsider¹

Nytt vektsystem vil kunne implementeres i kostnadsnormmodellen ved varsel om inntektsramme for 2016.

Luftlinje	Jordkabel	Sjøkabel
Merkespenning	Merkespenning	Merkespenning
Tverrsnitt	Tverrsnitt	Tverrsnitt
Mastetype	System	System
Enkel-/dobbelklinje	Type	Type
Simplex/duplex	Beliggenhet	Reservefase
Toppline		
Direktejording		
Merkede luftfartshinder		

Tabell 1 - Forslag til kategorier for nytt vektsystem for linjer og kabler

Stasjonsvariabel			
Tillegg dersom antall transformatorstasjoner >20			
Stasjonskomponent	Transformator	Avgang	Kompenseringsanlegg
Merkespenning	Merkespenning	Merkespenning	Type
Antall transformatorer	Ytelse	Enkel-/ dobbel samleskinne	Ytelse
Antall avganger	Type		Ampere (spoler)
Stasjonstype			Merkespenning (spoler)
Beliggenhet			

Tabell 2 - Forslag til kategorier til nytt vektsystem for stasjoner

¹ nve.no (forside) > Kraftmarked > Økonomisk regulering av nettselskap > Aktuelle prosjekter

1 Innledning

Inntektsrammene er fra 2007 fastsatt med 40 prosent av selskapenes egne kostnader og 60 prosent av en kostnadsnorm. Kostnadsnormene fastsettes ved bruk av sammenlignende analyser. NVE benytter Data Envelopment Analysis (DEA) for å måle relative effektivitetsforskjeller mellom selskapene. I modellen måles den totale ressursbruken (totale kostnader) mot et sett av variabler som skal fange opp oppgaven til nettselskapet. Resultatet av analysen er et effektivitetsresultat (0 % -100 %) der et høyt resultat indikerer høy effektivitet. Fordi nettselskaper opererer under ulike rammevilkår blir det foretatt en rammevilkårskorrigerings (trinn 2) av DEA-resultatet.

For å utlede den selskapsspesifikke kostnadsnormen multipliseres det rammevilkårskorrigerede DEA-resultatet med kostnadsgrunnlaget. Kostnadsnormen blir videre kalibrert slik at bransjen som helhet oppnår normalavkastning. Dette sikrer selskapene mulighet til å oppnå rimelig avkastning over tid gitt effektiv drift, utvikling og utnyttelse av nettet. For nærmere beskrivelse av kostnadsnormmodellene vises det til NVE (2012).

Som mål på oppgaven i regionalnett tar NVE utgangspunkt i de anleggene som selskapene eier og drifter. Siden det er ulike kostnader knytte til de ulike anleggstypene, er det nødvendig med et vektsystem for å kunne summere dem sammen til en indeks. Formålet med vektsystemet er dermed ikke å finne et eksakt mål på hvor mye det koster å bygge og drive den enkelte anleggskomponent, men snarere å gjøre oss i stand til å sammenligne ulike selskaper. Vektsystemet gjør det mulig å vurdere om ett selskap med en gitt mengde og typer av anleggskomponenter totalt sett har høyere eller lave kostnader sammenlignet med totalkostnaden til andre selskaper som har en annen sammensetning av anlegg.

Vektene er delt inn i hovedgruppene kraftledninger og anlegg i stasjoner. Kraftledninger er delt inn i tre kategorier: Luftledninger, jordkabler og sjøkabler. Stasjonsvariabelen er delt inn i avganger, transformatorer og kompenseringssystemer. I modellen inngår luftledninger, jordkabler og sjøkabler som egne oppgavevariabler, mens anleggene i stasjonene er slått sammen til én variabel.

Selskapet blir målt på kostnadene ved å bygge og drive de nettanleggene selskapet faktisk har. Dette betyr at det ikke har betydning for et selskaps resultat i analysene om selskapet for eksempel investerer i en 300 kV luftlinje framfor en 132 kV luftlinje, selv om det første alternativet er dyrere enn det andre. Det har heller ikke betydning for DEA-resultatet dersom et selskap har bygget anlegg som på et senere tidspunkt blir overflødige, for eksempel ved nedleggelse av industri. I DEA gjøres det dermed ingen vurdering av den løsningen det enkelte selskap har valgt for eget nett. Disse vurderingene forutsettes ivarettatt gjennom at anleggene i regional- og sentralnettet har vært gjennom en konsesjonsbehandling før investeringene kan gjennomføres.

Flere av forslagene i høringsdokumentet krever innsamling av nye data og dette er en ressurskrevende prosess som det er hensiktsmessig å avvente til etter at vi har fått tilbakemeldinger på forslagene. Når det endelige vektsystemet er fastsatt og nye data er innhentet, må det gjennomføres analyser av effekten av endringene på rammevilkårskorrigeringsen som foretas i trinn 2. Eventuelle endringer i

rammevilkårskorrigeringen vil bli sendt på høring i løpet av første halvår 2015. I forkant av en slik høring vil vi vurdere om det er hensiktsmessig å foreslå også andre endringer i modellene som kan ha innvirkning på rammevilkårskorrigeringene. Dette kan for eksempel være å utelate sentralnettsanlegg fra modellen, og behandle dem som Statnetts sentralnettsanlegg, og en sammenslåing av modellene for distribusjonsnett og regionalnett. Sistnevnte vil redusere utfordringer knyttet til kostnadsfordeling og forskjeller i grensesnittet mellom de to nettnivåene, men kan skape nye utfordringer. De endringene i vektsystemet som vi foreslår i dette dokumentet vil derfor tidligst kunne brukes i forbindelse med fastsettelsen av inntektsrammene for 2016.

2 Dagens vektsystem

NVE har samlet inn data på anlegg i regional- og sentralnettet for å kunne beregne oppgavevariabler til DEA-modellen. Disse anleggene er registrert i NVEs database TEK (Teknisk anleggsregister). Anleggene er delt i fire hovedgruppe, jfr. Tabell 3 og Tabell 4.

Luftlinje	Jordkabel	Sjøkabel
Merkespenning	Merkespenning	Merkespenning
Tverrsnitt	Tverrsnitt	Tverrsnitt
Mastetype	Type	Type
Ledertype	System	System
Enkel-/dobbelklinje		
Simplex/duplex		
Luftfartshindre		

Tabell 3 - Vektsystemets inndeling for linjer og kabler. Modell fra 2007

Grensesnitt		
Transformator	Avgang	Kompenseringsanlegg
Merkespenning	Merkespenning	Merkespenning
Ytelse	System	Type
		Styringssystem

Tabell 4 - Vektsystemets inndeling for anlegg som inngår i grensesnitt. Modell fra 2007

Vektene som benyttes i modellen er bygget opp av et kapitalkostnadselement og et drift- og vedlikeholdskostnadselement. Kapitalelementet er basert på SINTEFs kostnadskatalog fra 1998 (SINTEF rapport TR A4822) og NVE har supplert med relevant informasjon. For å beregne årlig kapitalkostnad anvendes en annuitet over avskrivningstiden. Renten som benyttes i dagens vektsystem er 5,6 % og avskrivningstidene varierer mellom anleggstypene; 40 år for linjer og kabler, 35 år for transformatorer og kompenseringsanlegg og 25 år for avganger.

Drift og vedlikeholdskostnadene er basert på skjønnsmessige vurderinger fra NVE, og disse ble sendt til uttalelse til enkelte nettselskaper som man antok hadde gode historiske

kostnadsdata på slike anlegg. Drift- og vedlikeholdselementet skal ta høyde for kostnader til drift, vedlikehold, administrasjon/overhead og KILE.

3 Forprosjekt

NVE utlyste i 2012 et prosjekt for å evaluere det eksisterende vektsystemet og eventuelt gi anbefalinger om forbedringer. Det var konsultentselskapet Sweco AS som utførte prosjektet og under følger hovedkonklusjonene fra forprosjektet.

3.1 Prosjektmandat

Prosjektet skulle foreta en vurdering av vektsystemet med fokus på formål, oppbygning, og metodikk. Det var videre ønskelig med en vurdering av hvordan vektsystemet fanger opp anlegg og forhold som anses å være kostnadsdrivende i utbygning og drift av kraftnettet, detaljgraden på de ulike anleggskategoriene og hvordan vektsystemet gjenspeiler selskapenes anleggsporfølger. I forkant av prosjektet hadde NVE utført en frivillig spørreundersøkelse til alle selskaper med regionalnett. I denne undersøkelsen spurte NVE om hvilke mangler og svakheter nettselskapene opplevde i det eksisterende vektsystemet. Prosjektet hadde også som oppgave å systematisere og foreta en prioritering av tilbakemeldingene. Prosjektet skulle videre kartlegge kilder til kostnadsinformasjon og gjøre sammenligninger av kostnadsnivået i Norge og Sverige.

3.2 Resultater

Resultatene ble etter NVEs ønske oppsummert i lysbilder. Disse er publisert på NVEs nettsider.

3.2.1 Hovedkonklusjoner

Det er ikke kommet frem alternativer til dagens vektsystem som blir vurdert som like godt eller bedre. Det er ikke behov for et nytt vektsystem, men den eksisterende modellen bør forbedres.

- Investeringskostnadene har mye større variasjon enn driftskostnadene
- Innenfor anleggs kategorier varierer investeringskostnadene med 500 % - 1000 %.
- Driftskostnadene varierer typisk med +/- 10 % - 20 %.
- Ved omregning av investeringskostnader til årlige kostnader vil avvik mellom faktisk levetid og beregnet levetid få stor betydning, (spesielt for anlegg over beregnet økonomisk levetid).
- Ved investering har stedbundne forhold som tomteforhold og klima stor betydning, i tillegg til markedsforhold på leverandørsiden og i noen grad krav fra myndigheter.

3.2.2 Forslag til forbedringer

Konsulentene presenterte anbefalinger til nye anleggs kategorier:

- Driftssentral (drift av sentral og kommunikasjonsanlegg)

- Transformatorstasjon (bygg og tomt og beredskapsklasse)
- Smartgrid anlegg (på lengre sikt)

I tillegg kom følgende anbefalinger for hver anleggskategori:

- For jordkabler ble det foreslått å fange opp endepunktskostnader og skalaeffekt. I tillegg ble det foreslått å differensiere på forlegning, herunder kabler lagt i by, tettbebygd strøk eller landsbygd.
- For luftlinjer ble det foreslått å ta hensyn til stedbundne forhold, tillegg for topline, rehabiliterte linjer og egne vekter for komposittmaster.
- For sjøkabler ble det foreslått å ta hensyn til antall kabler (endepunktskostnader og skalaeffekt), forlegning og isolasjonsmateriale (PEX, olje)
- For transformatorer ble det foreslått å ta hensyn til stedsbundne forhold og innføring av kapasitetsledd for hvert spenningsnivå.
- For brytersystemer ble det anbefalt å innføre en kategori for løsninger med enkel effektbryter og dobbel samleskinne.

4 Arbeidsprosess

I 2013 ble det etablert en referansegruppe med representanter fra 10 nettselskaper. Bransjeorganisasjonene har også vært representert i gruppen. Formålet med denne gruppen har vært å få ulike vurderinger av kostnadsforskjeller mellom ulike komponenter samt å diskutere praktisk implementering av endringer i vektene. Gruppens medlemmer har også bidratt med teknisk og økonomisk kunnskap samt datamateriale. Det er blitt avholdt fire møter i NVEs lokaler i Oslo. I tillegg har det vært en omfattende kontakt på e-post og telefon. Samarbeidet med gruppen har vært svært godt, og den har bidratt med mange gode innspill. Det er viktig å poengtere at gruppen kun har hatt en rådgivende funksjon. Forslaget til vektsystem slik det presenteres i denne rapporten er basert på NVEs valg, prioriteringer og beslutninger.

For å få økt kunnskap om bygging og drift av regionalnett har NVE gjennomført flere befaringer og bedriftsbesøk. Vi har besøkt ABB transformatorverksted i Drammen, EB Nett AS, Skagerak Nett AS, Troms Kraft Nett AS, Hafslund Nett AS og BKK Nett AS. Besøkene hos nettselskapene har dreid seg om en eller flere av kategoriene nettanlegg som vektsystemet omhandler. Felles for befaringsene er at de har bidratt med verdifull kunnskap om bygging og drift av slike nettanlegg.

En av de største utfordringene i arbeidet med et nytt vektsystem er informasjon om investerings- og driftskostnader for denne typen nettanlegg. Dette skyldes delvis at det årlig bygges forholdsvis få nettanlegg. Videre er det stor variasjon i tilsynelatende like prosjekter, for eksempel bygging av 132 kV luftlinje. Dette skyldes flere forhold, blant annet konkurransesituasjonen i markedet på det aktuelle tidspunktet, lokale forhold som påvirker byggekostnader etc.

For å få et bredere beslutningsgrunnlag har vi innhentet data fra flere kilder. Dette inkluderer blant annet:

- Nettselskapenes egne kostnadstall fra ulike investeringsprosjekter, samt erfaringstall knyttet til drift- og vedlikeholdskostnader
- Kostnadskataloger fra Norge; SINTEFs Planleggingsbok for kraftnett, kostnadskatalog for regionalnett fra 2005, 2010 og 2014
- Planbok for distribusjonsnett
- Kostnadskataloger fra andre lands reguleringsmyndigheter
- Resultater fra E3GRID, en studie som sammenligner kostnadseffektivitet blant europeiske sentralnettsoperatører (TSO)
- Priser fra flere sentrale leverandører i det norske markedet
- Erfaringstall fra selskaper som leverer prosjekteringstjenester til nettselskapene

Innen de ulike kategoriene nettanlegg har vi valgt noe ulik tilnærming. Når det gjelder jord- og sjøkabel har vi basert materialkostnadene på tall fra leverandører. Når det gjelder arbeidskostnadene har vi benyttet informasjon fra investeringsprosjekter samt leverandører. Denne informasjonen evaluert opp mot kostnadskataloger.

For luftlinjer er det mange ulike konfigurasjoner. For denne anleggs-kategorien har vi valgt å la et prosjekteringsfirma sette opp kalkyler for de mest vanlige konfigurasjonene. Vi har så brukt denne informasjonen supplert med andre kilder for å fastsette vekter for øvrige løsninger.

For anlegg som inngår i stasjonsvariabelen har vi benyttet data fra nordiske kostnadskataloger, konsulenter, leverandører og selskapenes innrapporterte kostnader.

5 Generelle prinsipper

Forslag til nytt vektsystem viderefører i hovedsak de samme prinsipper som tidligere. Hver vekt er satt sammen av et kapitalelement og et drift- og vedlikeholdselement. Under følger en kort oppsummering av prinsippene i det foreslåtte vektsystemet.

5.1 Kapitalkostnader

For hver anleggstype er det konstruert en nyverdi. Dette er investeringskostnaden slik den ville ha vært i dag dersom man var nødt til å erstatte eksisterende anlegg med et tilsvarende nytt. Nyverdien skal dekke anskaffelse av det fysiske utstyret, transport, montasje og det øvrige arbeid som er nødvendig for å sette anlegget i drift. Alle nyverdier er satt til 2013-kroner og vil ikke KPI-justeres.

For å beregne årlig kapitalkostnad benyttes en annuitet av nyverdien. Annuiteten kan blant annet beregnes ved å anvende «AVDRAG» formelen i Excel. Denne returnerer den periodiske totalinnbetalingen for en annuitet basert på faste innbetalinger og en fast rentesats.

For valg av diskonteringsrente velger NVE å benytte en rente på 4 % som anbefales i NOU 2012:16 og som også benyttes i NVEs samfunnsøkonomiske vurderinger i konsesjonsbehandlingen av anlegg i regional- og sentralnett.

Vi beholder avskrivningstidene på 40 år for linjer og kabler, 35 år for transformatorer, kompenseringer og spoler og 25 år på avganger.

5.2 Drift- og vedlikeholdskostnader

Drift- og vedlikeholdskostnader (DV) er kostnadene som føres direkte i resultatregnskapet og er knyttet til aktiviteter som ikke bidrar til vesentlig økning i anleggets levetid. Drift- og vedlikeholdskostnader omfatter DV knyttet til de ulike anleggskomponentene. I tillegg finnes en del DV-kostnader som ikke kan tilknyttes et spesifikt anlegg. Slike kostnader benevnes videre som overheadkostnader. Eksempler på slike kostnader er administrasjon og ledelse, utgifter til strøm og telefoni, reisekostnader, forsikringer med mer. Fordi oppgavene i DEA-modellen skal måles mot selskapenes totale kostnader må også disse inkluderes for hver anleggstype. Derfor skal DV-kostnadene som inkluderes i vekten fange både DV knyttet til det spesifikke anlegget og overheadkostnader. KILE-kostnader må også inkluderes i DV for at sammenligningen i DEA skal bli rimelig.

Beregning av overheadkostnader

For å finne et anslag på bransjens overheadkostnader har vi tatt utgangspunkt i de anleggsspesifikke DV-kostnadene. Våre beregninger tilsier at disse kostnadene utgjør om lag halvparten av de totale DV-kostnadene i regional- og sentralnettet (eks. Statnett SF). Basert på dette forutsetter vi at overheadkostnader utgjør like mye som de anleggsspesifikke DV-kostnadene (ca 600 MNOK). På bakgrunn av dette er de samlede anleggsspesifikke DV-vektene økt med tilsvarende beløp. For de fleste anleggstypene har vi funnet det fornuftig å doble de anleggsspesifikke kostnadene for å finne en samlet DV-vekt. For kabler er de anleggsspesifikke DV-kostnadene i utgangspunktet meget lave så her tar vi utgangspunkt i overheadkostnaden for luftlinjer. Dette omtales nærmere i kapitlene om jord- og sjøkabler.

DV-kostnadene er satt til 2013-kroner og vil ikke KPI-justeres.

5.3 Beredskapsmateriell

Det er kun anlegg som er i drift (anlegg i spenning) som skal inkluderes i vektsystemet. Unntaket er reserveledere som er lagt i tilknytning til sjøkabler. Dette omtales nærmere i kapittel 8.3

5.4 Eier og driftsandel

Antall km trasé for luftlinjer, jordkabler og sjøkabler justeres for eier- og driftsandel. Vi legger til grunn at kapitalkostnadene utgjør om lag 50 % av totalkostnaden. Dersom et nettselskap eier X % av Z enheter av et anlegg og har Y % av drifts- og vedlikeholdskostnadene for Z enheter av anlegget, så skal antall enheter for anlegget beregnes som:

$$\text{Antall} = Z * (X / 2 + Y / 2)$$

6 Luftlinjer

Det er om lag 16 000 km regionalnett luftlinjer med stor variasjon i byggemåte (master og fundamenter), beliggenhet og kapasitet. Det har vært relativt lite nybygging av linjer og dermed begrenset med empirisk kostnadsdata. NVE har derfor engasjert prosjekteringsselskapet Omega elkraft for å foreta en kostnadsestimering ved nybygging av regionalnett luftlinjer. I dette kapitlet beskrives dette prosjektet og hvordan NVE har benyttet resultatene til å utlede et komplett sett av vektorer for luftlinjer i spenningsrommet 24 kV – 300 kV.

6.1 Rapport fra Omega elkraft

Omega elkraft har estimert kostnadene for bygging av fem forskjellige kraftledninger. De fem kraftledningene er oppgitt i Tabell 5.

kV	Tverrsnitt	Tverrsnitt som omfattes	Kurs	Lengde i regionalnettet (km)
66	Feal 95	70,95 og 120	Enkel	5 937
66	Feal 240	185, 240 og 253	Enkel	1 988
132	Feal150	95,120 og 150	Enkel	3 375
132	Feal 240	240 og 253	Enkel	2 212
132	Feal 120	95,120 og 150	Dobbel	470

Tabell 5 – Utvalg av kraftledninger for beregning av kostnader i "Mastekalkulator"

Til sammen dekker de utvalgte kraftledningene 82 % av alle luftlinjer i regional- og sentralnett.

Beregningene er utført med et regneverktøy ("Mastekalkulator") utviklet av Omega Elkraft. Metode og resultater fra prosjektet er presentert i egen rapport som er lagt ut på NVEs nettsider.

6.1.1 Forutsetninger

Omega har benyttet egen programvare for simulering/beregning av kostnader. I programvaren legges det inn en rekke forutsetninger om byggemåte og terreng. Under følger en gjennomgang av disse forutsetningene.

6.1.1.1 Mastetyper

Omega har vurdert tre mastetyper av henholdsvis tre, stål og kompositt.

Tremaster

Ved beregning av kostnader på luftlinjer på tremaster er det lagt til grunn vanlige impregnerte tremaster med planoppheng i aluminium. For enkelt kurs oppheng er det i beregningene brukt to master med en travers på 9 meter for 132 kV, og 5 meter for 66 kV. For 132 dobbeltkurs oppheng er det brukt 22 meter traverslengde.

Stålmaster

For stålmast konstruksjoner er det forutsatt vanlig fagverksmaster i galvanisert stål.

Komposittmaster

Kompositt er en ny teknologi og omfanget av luftlinjer med komposittmaster er svært begrenset. Det er derfor heftet betydelig usikkerhet med kostnadene. Omega elkraft har i sine analyser lagt samme kostnad til grunn for tre og kompositt.

6.1.1.2 Spennlengde

Antall master per km har stor betydning for total kostnaden og spennlengde er derfor en viktig forutsetning for kostnadene. I beregningene er følgende spennlengder lagt til grunn:

Avstand mellom mastepunkter i beregningen 66 kV og 132 kV					
Fagverksmaster i stål		Tremaster		Komposittmaster	
Enkel terreng	Kupert terreng	Enkel terreng	Kupert terreng	Enkel terreng	Kupert terreng
240 meter	200 meter	170 meter	120 meter	210 meter	150 meter

Tabell 6 – Forutsetning om avstand mellom mastepunkter

6.1.1.3 Vinkelmaster

Antall vinkelmaster per kilometer vil avhenge av terreng. Omega har kalkulert med en gjennomsnittlig retningsendring etter hver andre kilometer.

6.1.1.4 Fundament

Det er kalkulert med fundamenter i betong. Dette gjelder både for fjellfundamenter og fundamenter i løsmasse. Beregningene tar også hensyn til fraktkostnaden for hvert enkelt fundament.

6.1.1.5 Transport

Gjennomsnittlig transporttid for tremaster er satt til 20 minutter med helikopter. For vinkelstål er det benyttet 50 minutter for 132 kV master, og 40 minutter for 66 kV master.

Ved vurdering av transportkostnadene til anlegget er det forutsatt at mastemateriellet befinner seg innenfor en avstand på 50 mil fra prosjektet.

6.1.1.6 Administrative kostnader

Andel administrative kostnader er større på korte traseer enn på lange traseer². I beregningene er det benyttet 15 % av totalkostnaden for en kort trase og 10 % for en lang trase. Kompensasjon til grunneiere er ikke tatt med.

6.1.1.7 Toppline

Totalkostnaden vil øke dersom man velger å benytte toppline. Kostnadsøkningen er større for tremaster enn for stålmaster da tremaster har planoppheng. Planoppheng medfører at det ofte må monteres to toppliner. For vinkelstålmaster, vanligvis trekantoppheng, monteres det normalt én toppline. Det er vanskelig å angi prosentmessig tillegg for toppliner. Omega Elkrafts vurderinger tilsier at det er opp mot 30 % høyere investeringskostnad for tremaster med planoppheng, kontra stålmaster, hvor kostnaden øker med 10-15 %.

6.2 Resultater

Omega har gjort kostnadsberegninger for ”korte” (kortere enn 5 km) og ”lange” traseer. Det er videre gjort beregninger for luftlinjer i lett terreng og vanskelig terreng. Lett terreng er flate områder med små høydeendringer, og vanskelig terreng representerer kupert terreng. Ved kupert terreng er det ofte fjellgrunn som også påvirker mastens fundamentkonstruksjon.

I Omegas rapport presenteres resultatene separat for korte og lange traseer. For hver linjetype er det estimert kostnader for lett og vanskelig terreng. NVE har valgt og ikke å ta hensyn til terreng. Begrunnelsen for dette er at DEA-resultatene korrigeres for forskjeller i selskapenes forsyningsområder (skog og helning). For å etablere et utgangspunkt for vektsystemet har vi derfor valgt å benytte et snitt av kostnader for korte og lange traseer samt et snitt av kostnader i lett og vanskelig terreng. Resultatene er oppsummert i Tabell 7.

Spenningsnivå	Antall kurser	Tråd	Stål	Tre
66kV	1	Feal 95	1,48	1,04
66kV	1	Feal 240	1,71	1,15
132kV	1	Feal 150	1,68	1,21
132kV	1	Feal 240	1,80	1,29
132kV	2	Feal 120	2,14	1,83

Tabell 7 – Kostnader fra Omega Elkraft. Kostnader i millioner kroner per km

6.3 Bearbeiding av resultater

Tallene i Tabell 7 gir oss et utgangspunkt for å utvikle et nytt sett av vektorer for ulike typer luftlinjer på spenningsnivåene 66 kV og 132 kV.

² Omega elkraft definerer kort trase som trase kortere enn 5 km.

6.3.1 Master

For komposittmaster foreslår vi å benytte samme vekt som for tremaster. Det vil være aktuelt å inkludere kompositt som egen kategori på et senere tidspunkt.

Det eksisterer en del betongmaster i nettet. Betongmaster har en historisk kostnad som er tilnærmet lik kostnaden for stålmaster. Videre har betongmaster en høyde som tillater en spennlengde lik for tremaster. Dette innebærer en økt kostnad per km i forhold til stål. Betong er imidlertid eldre teknologi som vil fases ut. Det er begrenset informasjon om kostnadsforholdene og dermed usikkerhet i forhold til vekting mot tre/stål.

NVE foreslår at betongmaster inntil videre får samme kostnad som luftlinjer på stålmaster. Vi åpner likevel opp for at betong kan inngå som egenskap i rapporteringen da det er viktig å holde oversikt over omfanget av betongmaster i nettet.

6.3.2 Tverrsnitt

NVE har benyttet informasjonen i Tabell 7 til å konstruere kostnader for flere tverrsnitt. For å gjøre dette har vi benyttet informasjon på forholdstall på kostnader for ulike tverrsnitt slik det fremkommer av SINTEF (2005).

For 66 kV luftlinjer er det etablert vekter for tverrsnitt [70,95,120,150,243,329]. For 132 kV linjer har vi etablert vekter for tverrsnitt [70,95,120,150,243,329, 380, 430, 481, 770]. Når man går fra ett tverrsnitt til det neste er den gjennomsnittlige økningen i vektene på fire prosent.

6.3.3 Generell justering av kostnadene

NVE har mottatt tilbakemeldinger fra selskaper som er representert i referansegruppen om at kostnadene slik de fremkommer i rapporten ligger lavere enn faktiske kostnadstall og erfaringer. På bakgrunn av disse tilbakemeldingene har NVE samlet inn faktiske kostnader på luftlinjer. Det er vanskelig å trekke spesifikke slutninger ut i fra det materialet som er samlet inn. Overordnet ser NVE at de innrapporterte kostnadene er høyere enn hva Omega har lagt til grunn i sine analyser. NVE har derfor valgt å øke kostnadene med 30 % for alle luftlinjer.

6.3.4 Justering for luftlinje tremaster

Vi har mottatt innspill på at spennlengdene for tremaster som Omega legger til grunn er lave. I rapporten forutsettes det en spennlengde for enkelt terreng på 170 meter og 120 meter for kupert terreng. Erfaringstall fra ett nettselskap viser en lengre spennlengde med opp mot 180 meter for kupert terreng. Dette innebærer at antall master per km reduseres med opp mot 30 prosent. Vi antar at master og fundament utgjør om lag 40 % av total kostnaden

	Spennlengde		Antall master per km		
	Lett	Kupert	Lett	Kupert	50 % master i lett terreng
Omega elkraft	170	120	5,9	8,3	7,1
Erfaringstall	230	180	4,3	5,6	5,0

Tabell 8 – Forutsetning om antall master pr km

NVE justerer på bakgrunn av dette kostnadsanslaget for tremaster med 20 %.

6.3.5 Luftlinjer 24 kV

For å etablere kostnader på 24 kV luftlinjer har NVE valgt å benytte planbok for distribusjonsnett (www.ren.no). I følge planboken er gjennomsnittlig kostnad for en 24 kV luftlinje av type Feal nr. 50 på 600 tusen kroner per km. Vi velger å benytte denne kostnaden som utgangspunkt for de øvrige 24 kV luftlinjene. For å konstruere kostnader for luftlinjer på 24 kV med flere tverrsnitt, velger vi å videreføre forholdstallene i eksisterende vektsystem.

Det er dermed etablert vekter for tverrsnitt [25,50,95,120,150,240] og kun for luftlinjer på tremaster.

6.3.6 Luftlinjer 300 kV

Det er registrert om lag 460 km luftlinjer på 300 kV i TEK hvorav 400 km er definert som sentralnett. Det er begrenset kostnadsinformasjon på dette spenningsnivået og erfaringstall tilsier at det er små kostnadsforskjeller mellom anlegg på 300 kV og 420 kV. Omega elkraft har valgt ikke å gjøre kostnadsestimeringer på disse spenningsnivåene da dette er utenfor deres kompetanseområde. I SINTEF (2005) er det oppgitt kostnader for typene Feal 380 og Feal 481 for både Simplex- og Duplex systemer. For konstruksjon av nyverdier er det tatt utgangspunkt i disse kostnadene. Prisene er per 1.1.2005 og vi har derfor konsumprisjustert kostnadene til 2013-kroner. De nye 300 kV vektene tar utgangspunkt i kostnadsforholdet mellom 132 kV og 300 kV luftlinjer i SINTEF (2005).

Det er etablert vekter på for tverrsnitt [380,481,770,1022] og kun for luftlinjer på stålmaster. Det forutsettes også at samtlige luftlinjer på 300 kV er direktejordet og har toppline.

NVE har ingen opplysninger om hvor mye kostnadene øker med disse tverrsnitt og legger til grunn at vekten øker med 4 % for hver økning i tverrsnitt.

6.3.7 Dobbeltkurs og duplex luftlinjer

NVE viderefører differensiering på antall kurser og system (simplex/duplex). Vi fortsetter å følge anbefalingene som er gitt i SINTEF (2005).

Med dobbeltkurs menes to kurser på en masterekke. For dobbelkurser antas det at totalkostnaden øker med 35 % av en linje med enkeltkurs.

Med duplex-system menes en kraftoverføring med 2 liner per fase. For et duplex-system antas det at total kostnaden øker med 30 % i forhold til et simplex-system.

6.3.8 Toppline

Toppline benyttes for å beskytte ledning mot overstrøm ved lynnedslag eller andre strømfeil. Toppline reduserer kortvarige avbrudd som kan være meget kostbart for blant annet industri. Toppline er videre en del av konsesjonen og NVE kan i gitte tilfeller avslå toppline dersom dette ikke anses som samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Vi foreslår å inkludere toppline som egenskap i vektsystemet og legger til 15 % av total kostnad for linjer som har toppline.

6.3.9 Systemjording – Direktejordet nett

Systemjordingen har betydning for hvordan usymmetriske feil (herav jordfeil) oppfører seg i nettet. Systemjordingen kan inndeles i to hovedgrupper: Spolejording og direktejording. I et spolejordet nett vil jordfeilstrømmen kun bestå av den kapasitive avledningen fra nettet. Dersom den kapasitive avledningen er stor, er det vanlig å installere en spole i nullpunktet for å redusere jordfeilstrømmen slik at den holdes på et lavt nivå.

I et direktejordet nett får man tilnærmet full kortslutningsstrøm ved jordfeil. I et direktejordet nett må det bygges gjennomgående toppline som sikrer at jordstrømmen får en kontrollert returvei tilbake til transformatorstasjonen. Videre er det nødvendig å installere vern som raskt detekterer og kobler ut jordfeil.

Ved utbygging av luftledninger i et direktejordet nett påløpes derfor merkostnader i forhold til ved utbygging av ledninger i et isolert/spolejordet nett. Dette er knyttet opp til gjennomgående toppline, vern av nærført telenett og mer effektive vernløsninger.

For å unngå skjevheter i forhold til hvorvidt et nett er spolejordet eller direktejordet foreslår NVE å etablere egne vekter for luftlinjer som inngår i et direktejordet nett. Problemstillingen er først og fremst begrenset til 132 kV luftnett. Luftnett på høyere spenningsnivå er direktejordet. I dag finnes det så vidt vi kjenner til kun ett selskap med direktejordet nett (BKK Nett), men den økte kablingsandelen vil kunne forårsake at andre 132 kV nett må direktejordes.

NVE foreslår å øke total kostnad med 10 % for 132 kV luftlinjer som inngår i et direktejordet nett.

For hvordan vektsystemet skal fange opp kostnadsdrivere i et spolejordet nett vises det til Kapittel 9.3.

6.3.10 Merking av luftfartshinder

NVE har siden 2012 tatt hensyn til kostnader knyttet til merking av luftfartshinder. Det beregnes egne vekter som reflekterer kostnadene og disse legges til variabelen for vektete luftlinjer. Vi legger ikke opp til endringer i metoden, men vil KPI-justeres de eksisterende vektene til 2013-nivå for å sikre konsistens med nye vekter for luftlinjer.

6.4 Fastsettelse av drift- og vedlikehold på luftlinjer

De viktigste aktivitetene knyttet til drift og vedlikehold av luftlinjeanlegg kan oppsummeres som følgende:

- Inspeksjon og toppbefaring (befaring til fots eller med helikopter)
- Termografering
- Kontroll jordingssystem
- Reparasjon og utrykning ved feilsituasjon
- Skogrydding

I tillegg er det spesifikke aktiviteter for luftlinjer på tremaster:

- Råtekontroll
- Hakkespettskader
- Etterimpregnering

Noen av aktivitetene er faste og rutinemessige, mens andre er mer stokastiske. Kostnadskatalogene dekker ikke drift- og vedlikeholdskostnader og det er generelt utfordrende å finne gjennomsnittlige DV-kostnader på spesifikke nettanlegg.

Drift- og vedlikeholdskostnadene er i stor grad knyttet til faste og rutinemessige oppgaver som er uavhengig av spenning, tverrsnitt, toppline og andre egenskaper. For å fastsette drift- og vedlikeholdskostnader for luftlinjer har vi identifisert en referansekostnad. NVE har gjennomført en spørreundersøkelse der nettselskapene har blitt bedt om oppgi årlige driftskostnader knyttet til DV av regionalnettets luftlinjer. Svarene fra undersøkelsen er også vurdert opp mot en kostnadskalkyle fra Skagerak Nett. Kalkylen er en "bottom up"-analyse som deler opp kostnadene i spesifikke aktiviteter. I analysen legges det inn forutsetninger om skogrydding, timekostnader, transport og montasje og andre parametere.

Med bakgrunn i denne analysen foreslår NVE å sette en referansekostnad på 15 tusen kroner per km regionalnett luftlinje. Vi legger til overheadkostnader og et generelt KILE tillegg på 15 tusen kroner per km.

NVE foreslår videre tillegg til referansekostnaden for tremaster, dobbeltkurs, 132 kV luftlinjer og 300 kV luftlinjer. For tremaster begrunnes tillegget med aktiviteter knyttet til råtekontroll og reparasjon av skader samt en forhøyet KILE risiko. Det vil i områder med skog også være større behov for skogrydding da mastehøyden er lavere for tremaster enn stålmaster. For luftlinjer med dobbeltlinjer begrunnes tillegget med at det er flere komponenter å drive tilsyn med samt økt trasebredde som gir merkostnader knyttet til skogrydding. For luftlinjer på 132 kV og 300 kV begrunnes tillegget med økt behov for skogrydding og økt KILE-risiko i forhold til 66 kV luftnett.

	Tillegg
Tremaster	20 %
Dobbelkurs	10 %
132 kV	5 %
300 kV	15 %

Tabell 9 – Kostnadsdrivende forhold for drift og vedlikehold for luftlinjer

6.5 Vektsystem for utvalgte luftlinjer

I Tabell 10 vises forslag til nyverdier og DV-kostnader for et utvalg av luftlinjer. Alle luftlinjer i tabellen er enkeltkurser og simplex samt at de er bygd uten topline og ikke inngår i et direktejordet nett.

Spenning (kV)	Mastetype	Tverrsnitt	Nyverdi (MNOK)	DV-kostnad (KNOK)
24	Tre	120	0,8	36
66	Tre	120	1,1	36
66	Stål	120	1,6	30
132	Tre	120	1,4	37,5
132	Stål	120	2,4	31,5
132	Tre	243	1,5	37,5
132	Stål	243	2,7	31,5
132 (dobbel)	Stål	243	3,6	34,5
300	Stål	481	3,6	34,5

Tabell 10- Forslag til nyverdier og DV-kostnader på utvalgte luftlinjer

7 Jordkabler

Det er om lag 1 200 km jordkabler i regionalnettet. For å lage nye vektor foreslår NVE å benytte informasjon om oppdaterte materialkostnader. Denne informasjonen kombineres med kunnskap om kostnadsstrukturen i jordkabelprosjekter. Dette gir oss et grunnlag for å konstruere nye vektorer for jordkabler.

NVE har kartlagt kostnadsfordelingen mellom materiell og anleggskostnader for jordkabler. Bakgrunnen for kartlegging er informasjon i SINTEF (2005), dokumenter fra den svenske regulator (EI) og innhentet kostnadsinformasjon fra nettselskapene.

I SINTEF (2005) skilles det på kostnader for materiell og øvrige kostnader. Prisene for materiell og montasje inkluderer levering av kabler, endemuffer, skjøter, transport og montasje. Øvrige kostnader omfatter grøft, grunnerstatninger, planlegging mv. Kostnadene oppgis for mange ulike tverrsnitt og med ulike kabellengde. Resultatene er oppsummert i Tabell 11. Andelen materialkostnad øker med høyere spenningsnivå.

Spenning	Materiellkostnad	Arbeidskostnad
24 kV	30 %	70 %
66 kV	41 %	59 %
145 kV	52 %	48 %
300 kV	61 %	39 %

Tabell 11 – Fordeling mellom kostnadselementer på jordkabler fra SINTEF (2005)

I den svenske EBR-katalogen oppgis følgende fordeling mellom materialkostnader, arbeidskostnader og prosjekteringskostnader, jfr. Tabell 12.

Spenning	Materiellkostnad	Arbeidskostnad	Prosjekteringskostnad
24 kV	50 %	43 %	7 %
52 kV	50 %	43 %	7 %
72,5 kV	60 %	33 %	7 %
123 kV	60 %	33 %	7 %
245 kV	65 %	28 %	7 %

Tabell 12 – Fordeling mellom kostnadselementer på jordkabler fra EI

NVE har ved hjelp av referansegruppen innhentet faktiske kostnader på jordkabelprosjekter. Formålet med dette var blant annet å kartlegge forholdet mellom materiell- og anleggskostnader. I tallgrunnlaget er det kun en kabel på 300 kV, de resterende er på 132/145 kV. I gjennomsnitt utgjør materialkostnaden 40 % av totalkostnad, mens arbeid og prosjektering utgjør 60 %.

NVE legger mer vekt på informasjonen i spørreundersøkelsen enn hva som er oppgitt i kostnadskatalogene og bruker følgende forutsetninger for material- og arbeidskostnad på jordkabler:

Spenning	Materialkostnad	Leggekostnad
24 kV, 33 kV	30 %	70 %
50 kV, 66 kV	30 %	70 %
132 kV	40 %	60 %
300 kV	50 %	50 %

Tabell 13 – NVEs forslag til fordeling mellom kostnadselementer på jordkabler

7.1 Materialkostnader

For jordkabler skiller det mellom PEX og oljetrykkskabler. NVE har innhentet nye kabelkostnader fra to større leverandører. Kostnadene vil variere ut i fra råvarepriser og spesifikke markedsforhold.

7.1.1 PEX- kabler

For PEX kabler har NVE innhentet kostnader på kabler fra 24 kV til 145 kV og på kabler med ulike tverrsnitt. For 24 kV kabler har vi mottatt data på både 1-ledere og 3-ledere. For de høyere spenningsnivåene har vi kun mottatt data på 1-ledere. NVE har også mottatt kostnader på for 36 kV og 52 kV kabler og foreslår vekt for disse spenningsnivåene.

Leverandørene har ikke kunnet oppgi kostnader for 300 kV kraftkabler. Anskaffelser på dette spenningsnivået er spesialbestillinger og kostnadene vil variere mye fra prosjekt til prosjekt. For jordkabler på 300 kV kabler har vi brukt forholdstallet mellom 132 kV og 300 kV kraftkabler i SINTEF (2005).

NVE har i tillegg lagt til kostnader for tilhørende utstyr (tromler, forskaling, endemuffer og skjøter).

7.1.2 Oljetrykkskabler

Ved oljetrykkskabler består isolasjonssystemet av papir impregnert med en tyntflytende olje som til enhver tid skal stå med et overtrykk i forhold til omgivelsene. NVE har ikke mottatt materialkostnader for oljetrykkskabler. For disse antas det at materialkostnadene øker med 15 % i forhold til PEX-isolerte kabler, etter innspill fra nettselskap.

I Tabell 14 presenteres et utvalg av vanlige jordkabeltyper og foreslått nyverdi for disse.

Spenning	Type	Tverrsnitt	Nyverdi per km (MNOK)
24	PEX	240	0,9
66	PEX	400	3,0
66	PEX	630	3,6
132	PEX	630	5,6
132	PEX	1200	9,8
300	PEX	1600	17,6

Tabell 14 – Forslag til nyverdi for utvalgte typer jordkabler

7.2 Differensiering på beliggenhet

Kostnadene knyttet til å legge kabler vil avhenge av hvorvidt kablet legges i urbane eller rurale områder. I urbane (sentrumsnære) områder er det stort innslag av kryssende infrastruktur både over og under bakken. Dette bidrar til å komplisere arbeidet med grøfting og kabling. NVE foreslår å benytte en GIS-analyse som beregner andel kabler for hvert enkelt selskap som er lokalisert i urbane områder. Denne informasjonen kan brukes for å korrigere jordkabelvektene slik at jordkabler plassert i sentrale områder blir tillagt en høyere vekt enn jordkabler som er lagt i landlege områder.

7.2.1 Kostnader og beliggenhet

NVE har innhentet informasjon fra ulike kilder for å kunne vurdere kostnadsforskjellen ved grøfting/legging i henholdsvis urbane vs. rurale området. Kildene er RENs planbok (www.ren.no) som dokumenterer kostnader for bygging av distribusjonsnett, den svenske EBR-katalogen og innsamlede kostnader over gjennomførte prosjekter i Norge. Vi bruker begrepene by, tettsted og landsbygd for å skille mellom ulike nivåer av sentralitet. Med by menes her sentral bykjerne, mens tettsted viser til tettbebygde områder.

Kostnadsforhold mellom by, tettsted og landsbygd er oppsummert i Tabell 15.

	Planbok (24kV)	EBR (24 kV)	NVE undersøkelse
By/Landsbygd	288 %	299 %	224 %
Tettsted/Landsbygd	130 %	211 %	181 %

Tabell 15 – Kostnadsforhold mellom ulike by, tettsted og landsbygd for legging av jordkabler

Tabell 15 viser en betydelig kostnadsforskjell som følge av forlegning.

Kostnadsforskjellene er størst i planboken og i den svenske kostnadskatalogen, men disse gjelder for kabler på 24 kV. Arbeidskostnadene utgjør en større andel av totalkostnaden på dette spenningsnivået og dette gir også utslag i kostnadsforskjellene mellom by og landsbygd. I datagrunnlaget som NVE har undersøkt er 90 % av kablene på 132 kV og vi legger derfor mer vekt på kostnadsforskjellene slik de fremkommer av denne undersøkelsen. I de mottatte dataene er kostnadsforskjellen mellom forlegning i by/landsbygd på 224 % og tettsted/landsbygd på 181 %.

For å gjøre en evaluering av kostnadsforskjellene mellom by og landsbygd har NVE sammenlignet nyverdiene for jordkabler inkludert forlegningstillegg på henholdsvis 224 % og 181 % med faktiske kostnadsdata fra vår undersøkelse.

NVE foreslår at det for kabler som er plassert i sentrum tillegges en vekt på 220 %, mens for tettsted at det tillegges en vekt på 180 %.

7.2.2 Definisjon av sentralitet

NVE har valgt å benytte offentlige definisjoner av sentrumssone og tettstedssone som utledet av Statistisk sentralbyrå (SSB):

Sentrumssone:

En sentrumssone er et område som består av en eller flere sentrumskjerner og sone på 100 meter rundt. En sentrumskjerne er et område med mer enn tre ulike hovednæringsgrupper med sentrumsfunksjoner. I tillegg til detaljvarehandel, må offentlig administrasjon eller helse- og sosialtjenester eller annen sosial og personlig service være representert. Avstanden mellom bedriftene skal ikke være mer enn 50 meter.

Tettstedssone:

En hussamling skal registreres som et tettsted dersom det bor minst 200 personer der og avstanden mellom husene skal normalt ikke overstige 50 meter. Det er tillatt med et skjønnsmessig avvik utover 50 meter mellom husene i områder som ikke skal eller kan bebygges. Dette kan f.eks. være parker, idrettsanlegg, industriområder eller naturlige hindringer som elver eller dyrkbare områder. Husklynger som naturlig hører med til tettstedet tas med inntil en avstand på 400 meter fra tettstedskjernen. De inngår i tettstedet som en satellitt til selve tettstedskjernen.

7.2.3 Kartgrunnlag

For å kunne ta hensyn til at leggekostnader varierer med lokasjon er det nødvendig med data om kablernes beliggenhet og data på hvilke områder som utgjør sentrum og tettsted.

7.2.3.1 Regionalnett jordkabler

NVE opprettet i 2010 et nasjonalt geografisk datasett for regional- og sentralnettsanlegg herav luftlinjer. Resultatet er et gjennomgående kvalitetssikret datasett som angir posisjonen til luftlinjene med +/- 25 meter nøyaktighet. Datasettet kalles Kraftlinjedatabasen (KLDB) og er unntatt offentlighet da det i tillegg til nøyaktig geometri inneholder tekniske egenskaper på anleggene.

For kvalitetssikring av data har NVE gjort følgende:

- Innhentet nye data fra utvalgte selskaper da noen av data var ufullstendige
- Omklassifisert noen av kablene fra jordkabel til sjøkabel der det var naturlig, og i enkelte tilfeller delt opp kabler slik at de delene av kabelen som ligger i vann har blitt definert som sjøkabel og resten som jordkabel.
- Benyttet data fra NVEs nettinformasjonsystem Netbas der det har vært mangler i KLDB

7.2.3.2 Sentrum og tettstedssoner i kart

For geografiske data på sentrum og tettstedssoner har vi benyttet data fra Statistisk sentralbyrå. Disse dataene dekker hele landet og har en oppløsning på 1:50 000. Data kan lastes ned fra <http://www.ssb.no/natur-og-miljo/geodata>.

Data er konvertert fra vektor til rasterdata med 100x100 meter oppløsning.

7.2.4 GIS – Analyse

NVE har utarbeidet en GIS-analyse for å beregne andel jordkabler i henholdsvis by og tettsted. Analysen er en rasteranalyse hvor hele landet deles i ruter på 100x100 m, der hver rute representerer en unik geografisk lokasjon. I hver rute er det informasjon om hvorvidt det er en jordkabel, hvem som er eier av kabelen og informasjon om miljø (by eller tettsted). Det er etablert et påvirkningsområde (buffersone) på 100x100 meter rundt de registrerte kablene for å definere hvilke areal som berøres av kablingen. Ved å telle antall ruter som inneholder kabel og som er definert som "sentral" i forhold til det totale antall ruter hvor det er registrert jordkabel (inkludert buffersone), kan vi beregne andel kabler som går gjennom områder som er definert som sentrum. Regneark som viser hvor stor andel hvert nettselskap har innenfor de ulike definisjonene er lagt ut på NVEs nettsider.

7.2.5 Justering av vektene

Resultatene fra den geografiske analysen gir grunnlag for justering av jordkabelvektene. Kartanalysen gir informasjon om total andel kabler som er lagt i sentrum, tettsted og landsbygd. NVE foreslår å bruke denne informasjonen til å justere den samlede jordkabelvekten. Grunnen til at vi ønsker å gjøre det på denne måten er at data om jordkabler som rapporteres i TEK ikke er koblet opp til kartgrunnlaget.

Når vi skal justere for forskjell i kostnader som følge av sentralitet/lokalitet så må vi ta hensyn til at miljø kun påvirker arbeidskostnadene. Det er dermed kostnadene knyttet til legging (grøfting) som skal tillegges ekstra vekt. Vi legger til grunn at arbeidskostnadene utgjør i snitt 60 % av totalkostnaden, slik at det er 60 % av samlet jordkabelvekt som skal justeres for beliggenhet.

For å illustrere hvordan den faktiske justeringen av jordkabelvekten er tenkt, kan vi sette opp et stilisert eksempel, jfr. Tabell 16. I tabellen har selskap A og B opprinnelig lik samlet jordkabelvekt, men ulik fordeling av kabler i sentrum og tettsted.

	Vekt	Arbeids kostnad	Andel sentrum	Andel tettsted	Tillegg tettsted	Tillegg sentrum	Vekt tettsted	Vekt sentrum
A	500	60 %	2 %	30 %	0,8	1,2	72	12
B	500	60 %	1 %	15 %	0,8	1,2	36	6

Tabell 16 - Eksempel på beregning av vekt for jordkablers beliggenhet

7.3 Drift og vedlikeholdskostnader

PEX-isolerte kabler er tilnærmet vedlikeholdsfrie. NVE foreslår å sette en drift- og vedlikeholdsvekt på 2 tusen kroner per km per år. For oljetrykkskabler er det et større behov for fast drift- og vedlikehold. Behovet er blant annet knyttet opp til overvåking av selve oljetrykksanlegget og oppgaver knyttet til inspeksjon og etterfylling / rehabilitering av olje, avgassing og rensing. NVE har mottatt drift- og vedlikeholdskostnader fra ett selskap som har oljetrykkskabler for årene 2006-2013. NVE foreslår å sette en drift- og vedlikeholdskostnad for oljetrykkskabler til 7 tusen per km per år.

Drift- og vedlikeholdskostnader inkludert overheadkostnadene og KILE settes til 12 tusen per km. Kostnadene settes noe lavere enn for luftlinjer for å ta hensyn til redusert KILE-risiko ved jordkabler.

8 Sjøkabler

8.1 Materialkostnader

NVE har mottatt kostnader på sjøkabler for 66 kV (72,5 kV) og 132 kV (145 kV) for tverrsnitt [240, 630, 1200]. For 66 kV har vi mottatt data for én treleder (3x1) og tre enledere (1x3). Dette tallgrunnlaget legger basis for de øvrige vektene.

For kabler på 66 kV (72.5 kV) har vi konstruert vekter for tverrsnitt [95, 120, 150, 185, 400]. Vi legger til grunn at ved hver økning i tverrsnitt øker kostnadene i snitt med om lag 8,5 prosent.

For sjøkabler på 132 kV (145) kV har vi konstruert vekter for tverrsnitt [300, 400, 800, 1000, 1200, 1600]. Vekter for tverrsnittene 300 og 400 er basert på forholdstall i SINTEF (2005). For sjøkabler med tverrsnitt 1000, 1200 og 1600 legger vi til grunn at for hver økning i tverrsnitt øker kostnadene i snitt med 9 prosent.

For 24 kV sjøkabler har vi valgt å benytte kostnadene i SINTEF 2005, men konsumprisjustert til 2013 kroner for at disse skal vektas korrekt mot de andre spenningsnivåene.

For 36 kV sjøkabler legger vi til grunn at disse kostnadsmessig er plassert midt mellom 24 kV og 72,5 kV og vi benytter et rent snitt av vektene for 24 kV og 66 kV.

NVE har ikke oppdaterte kostnadsdata for 300 kV sjøkabler. Vi har derfor benyttet nye vekter for 145 kV kabler og kalibrert de tidligere 300 kV vektene slik at forholdet mellom 300 kV og 145 kV er uendret i forhold til eksisterende vektsystem.

8.2 Arbeidskostnader

Arbeidskostnader knyttet til legging av sjøkabel vil variere ut ifra vær-situasjon, bunnforhold, tilgang på leggefartøy og andre forhold. Data fra kostnadskatalogene SINTEF (2005) og SINTEF (2010), samt innhentet kostnadsinformasjon på sjøkabelprosjekter tilsier at leggekostnaden utgjør mellom 35 % og 50 % av kabelkostnaden. Vi legger til grunn at leggekostnaden utgjør 35 % for sjøkabler med spenning 24 kV og 33 kV. For sjøkabler på høyere spenningsnivåer legger vi til grunn at leggekostnaden utgjør 50 % av kabelkostnaden.

8.3 Reservefase

Det har blitt mer vanlig at NVE aksepterer søknader om å legge reservefase i konsesjonsbehandlingen. Vi har mottatt innspill på at kostnader knyttet til beredskapskabel bør inngå i vektsystemet. Slike investeringer bidrar til økt kabelkostnad og leggekostnad. På den andre siden vil leggekostnaden være noe lavere da kostnader knyttet til leggeskip allerede er på plass og at en kan legge til grunn en lavere KILE enn kabler som har tre ledere. NVE foreslår derfor at total kostnad øker med 10 % dersom kabelanlegget inkluderer en reservefase.

8.4 Drift- og vedlikeholdskostnader

Det er begrenset omfang av drift- og vedlikehold på sjøkabler. For PEX isolerte kabler er kostnadene knyttet til katodisk beskyttelse samt landtaks kontroll med noen års mellomrom. NVE foreslår at DV-vekt for PEX-isolerte sjøkabler settes til 2 tusen per km inkludert administrasjon og øvrige overheadkostnader.

Oljetrykkskabler vil ha et større behov for tilsyn og vedlikehold. Aktiviteter som tilstandskontroll, utskifting av olje gjør at DV-kostnadene på oljetrykkskabler bør settes høyere enn for PEX-kabler. NVE foreslår at DV-kostnaden for oljetrykkskabler settes til 7 tusen kroner per km.

Overheadkostnader inkludert KILE settes som jordkabler til 10 tusen per km.

9 Stasjonsvariabel

NVEs forslag til stasjonsvariabel er en utvidet variant av «grensesnittsvariabelen» fra dagens modell. Variabelen skal fange transformeringsoppgaven som selskapene har. I dagens vektsystem inngår følgende komponenter i dagens grensesnittsvariabel: Transformatorer, avganger og kompenseringer. Vi foreslår endringer i beregningen av vekter på disse anleggene. I tillegg inkluderer vi to nye komponenter; spoler og stasjonskomponent. Stasjonskomponenten skal fange både koblingsstasjoner og transformatorstasjoner.

Anlegg og tilhørende egenskaper beskrives i Tabell 17.

Komponent	Egenskaper
Avganger	Spenning, antall samleskinner
Transformatorer	Spenning, antall viklinger, ytelse
Stasjonskomponent	Spenning, antall avganger og transformatorer, beliggenhet
Kompenseringsanlegg	Ytelse
Spoler	Spenning og ytelse

Tabell 17 – Forslag til anlegg og egenskaper til stasjonsvariabelen

Når vi foreslår å inkludere en stasjonskomponent, er det viktig å definere hva som inngår i denne komponenten og hva som inngår i de øvrige komponentene i stasjonsvariabelen. Stasjonskomponenten skal fange kostnadene ved å bygge, eie og drive stasjoner. Dette inkluderer blant annet planlegging, anskaffelse av tomt, bygging, frakt og montering. I tillegg inkluderer vi også tomtkostnadene i stasjonskomponenten. Disse kostnadene inngår derfor ikke i kostnader for avganger, transformatorer, kompenseringsanlegg eller spoler. For disse anleggene er kun kostnader for det elektroniske materialet inkludert.

9.1 Avganger

I dagens vektsystem skilles avganger mellom 1-bryter- og 2-brytersystemer. Vi har mottatt innspill på at dette underkompenserer løsninger med doble samleskinner med kun én effektbryter. Disse løsningene er dyrere enn om de kun har én samleskinne, og vi har mottatt informasjon som tyder på at det er funksjonen med to samleskinner som i hovedsak er kostnadsdrivende. Derfor vil NVE foreslå et skille på hvorvidt avgangen er tilknyttet enkel eller dobbel samleskinne.

Vi foreslår å opprettholde de øvrige egenskapene ved avgangene i dagens vektsystem: Vi skiller på spenning og vi teller avgangene på primær-, sekundær- og tertiærsiden. Vi inkluderer ikke avganger til intern forsyning. Kostnadene knyttet til intern forsyning vil dekkes i stasjonskomponenten beskrevet i 9.4. Brytere mellom samleskinner skal ikke inngå da systemet allerede skiller på avganger tilknyttet én og to samleskinner. Brytere tilknyttet kompenseringsanlegg inkluderes ikke da disse inngår i vekten på kompenseringsanlegget.

Vi har vurdert hvorvidt det bør skilles mellom gassisolerte og konvensjonelle anlegg. Vi har samlet inn kostnader fra nettselskapene og kostnadskataloger. Der er imidlertid stor variasjon i kostnadene og prisene. Gassisolerte anlegg kan være både dyrere og billigere enn konvensjonelle anlegg, og kostnadsforskjellene ser ut til å minke over tid. Selv om gassisolerte anlegg er mer kostbare kan selve stasjonen bli mer rimelig fordi den blant annet krever mindre areal. Vi foreslår derfor ikke egne vekter for gassisolerte anlegg.

9.1.1 Kapitalkostnader

Vi foreslår oppdaterte kostnader for avganger som skal omfatte de elektrotekniske komponenter ved felt og effektbryter(e). Kostnadene tar utgangspunkt i budsjettpriser fra leverandører og informasjon fra SINTEF (2005, 2010, 2014). Vi har ikke identifisert priser eller kostnader på 420 kV bryterfelt. NVE foreslår for dette spenningsnivået samme vekt som for 300 kV.

Spenning	Samleskinne	Nyverdi (TNOK)	SINTEF 2014 kun materiell, snitt av enkel og dobbel
24	Enkel	280	275
24	Dobbel	560	
66	Enkel	780	1271
66	Dobbel	1560	
132	Enkel	1700	2354
132	Dobbel	3400	
300/420	Enkel	4500	
300/420	Dobbel	9000	

Tabell 18 – Nyverdier for avganger, tusen kroner

For å beregne årlige kostnader, benytter vi levetid på 25 år og rente på 4 %, jf kapittel 5.1.

9.1.2 Drift- og vedlikeholdskostnader

Drift og vedlikeholdskostnad (DV) settes som prosentsats av nyverdien. Det er rimelig å anta at anleggsspesifikke DV ligger på om lag 1,5 % av nyverdien til anleggene. I forhold til stasjonsvariabelen og kompenseringsanlegg, som presenteres under, mener vi at drift- og vedlikehold for avganger ligger noe høyere. En avgang inneholder flere komponenter og vil derfor kreve mer vedlikehold. Vi antar at overhead DV-kostnader ligger på samme nivå som de anleggsspesifikke, slik at total DV for avgang er 3 % av nyverdien. NVEs forslag til vekter på avganger er oppsummert i Tabell 19.

Spenning	Samleskinne	Kapitalvekt	DV-vekt	Total vekt
24	Enkel	18	8	26
24	Dobbel	36	17	53
66	Enkel	50	23	73
66	Dobbel	100	47	147
132	Enkel	109	51	160
132	Dobbel	218	102	320
300/420	Enkel	288	135	423
300/420	Dobbel	576	270	846

Tabell 19 – Forslag til vekter på avganger, tusen kroner

9.2 Transformatorer

9.2.1 Eksisterende vektsystem for transformatorer

I dagens vektsystem blir kapitalvekten for transformatorer beregnet ut i fra merkespenning (kV) på primærsiden og ytelse (MVA). For transformatorer med merkespenning opp til og med 24 kV brukes lineære priser. For transformator med merkespenning fra og med 66 kV brukes todelte priser (en fast pris og en variabel pris basert på ytelse) Som det fremgår av Tabell 20 er det faste elementet avhengig av merkespenning, men prisen for ytelse er lik uavhengig av merkespenning.

Merkespenning primærside	Nyverdi 1999-kroner	Årlig kapital annuitet	Årlig DV-kostnad	Totalkostnad (Vekt)
5 kV	0	0	0	0
12 kV	0	0	0	0
24 kV	0	0	0	0
66 kV	1593	105	52,4	157,2
132 kV	2802	184	92,1	276,4
300 kV	4794	315	157,6	472,9
420 kV	8304	546	273,1	819,2
Ytelse MVA	63	4,1	2,1	6,2

Tabell 20 - Vekter for kapital og DV i dagens vektsystem, tusen kroner

I totalvekten inngår også et element for DV-kostnader. Dette er beregnet som 50 % av årlig kapital annuitet.

9.2.2 Nytt vektsystem for transformatorer

I arbeidet med et oppdatert vektsystem har vi foretatt en ny vurdering av grunnlaget for disse vektene, samt vurdert grunnlaget for å inkludere nye egenskaper. Prisene vi benytter til å beregne vekter er hentet fra ulike leverandører og produsenter. Vi har også sammenlignet våre prisdata med kostnadskataloger fra andre regulatorer og konsulentmiljøer. I tillegg er SINTEFs kostnadskataloger fra 2005, 2010 og 2014 benyttet.

I det nye vektsystemet foreslår vi å inkludere antall viklinger som ny egenskap. Vårt tallgrunnlag tilsier at treviklingstransformatorer er mer kostbare enn transformatorer med to viklinger. Vi mener derfor at det er relevant å ta hensyn til denne prisdifferensen. I forslaget er denne satt til 20 % av det faste ytelsesuavhengige elementet. Ved å beregne tillegget med utgangspunkt i det faste elementet oppnår vi at tillegget er uavhengig av ytelsen, men økende i merkespenning. For en 132 kV transformator vil tillegget være 0,425 MNOK, mens det for 300 kV og 420 kV vil være henholdsvis 1,25 og 1,75 MNOK.

Vi foreslår videre å innføre differensierte vekter for det ytelsesavhengige leddet. Differensieringen tar utgangspunkt i merkespenning. Som det fremgår av avsnittet over er det i dagens vektsystem ingen skille på det variable leddet

For å beregne kapitalvekter har vi tatt utgangspunkt i katalogpriser med ulik ytelse og merkespenninger. Vi har brukt lineær regresjon for å estimere de todelte prisene. Som det fremgår av Tabell 21 varierer både det faste leddet og det ytelsesavhengige leddet med merkespenning. For transformatorer med merkespenning opp til 24 kV er det samme pris.

Drift- og vedlikeholdskostnader (DV) varierer ikke like mye som kapitalkostnadene. Derfor foreslår vi at DV ikke fastsettes som andel av kapitalkostnad. Vi har samlet inn DV for transformatorer og transformatorstasjon for et utvalg av nettselskaper. Basert på disse tallene foreslår vi å legge til et årlig fast beløp per transformator. Vi forutsetter at drift- og vedlikeholdskostnader knyttet til selve anlegget er likt overheadkostnadene. Kostnader knyttet til tilhørende apparatanlegg inngår i stasjonsvariabelen. Beløpet øker med merkespenning, jf. Tabell 21. I beregning av annuitet er det benyttet en diskonteringsrente på 4 % og levetid på transformatorer på 35 år.

Merkespenning	Kapitalvekt				Tillegg annuitet kapital	Årlig DV 50 % tilknyttet anlegg, 50 % overhead
	Primærside	Fast element		Ytelse		
	Nyverdi	Annuitet	Nyverdi	Annuitet	20 % av fastelement	
5-24	190	10,2	79	4,2	2	60
66	1125	60,3	91	4,9	12,1	75
132	2125	113,9	80	4,3	22,8	90
300	6250	334,9	90	4,8	67	150
420	8750	468,8	58	3,1	93,8	165

Tabell 21 - Forslag til vekter på transformatorer, tusen kroner

9.3 Kompenseringsanlegg og jordslutningsspoler

NVE har samlet inn kostnader for kondensatorbatterier, reaktorer og jordslutningsspoler. Kostnadene er basert på data fra to leverandører samt faktiske kostnader fra nettselskapene i referansegruppen.

For kondensatorbatterier tar vi utgangspunkt i kapitalkostnad på 25 tusen pr MVar. For er utgangspunktet 85 tusen pr MVar. Vi legger videre til grunn at monteringskostnad tilknyttet kondensatorbatteri og reaktor utgjør 60 % av nyverdi. For tilhørende bryteranlegg legger vi til grunn en nyverdi på 200 tusen uavhengig av ytelse på batterier eller reaktorer. Vektene for disse anleggene blir, i likhet med transformatorer, todelt, et fastledd som fanger opp tilhørende bryteranlegg, og et ledd som varierer med MVar.

Dette innebærer at nyverdi for kondensatorbatterier blir satt til 40 tusen per MVar og et fast tillegg på 200 tusen for tilhørende bryteranlegg. Nyverdi for reaktorer blir satt til 136 tusen per MVar og et fast tillegg på 200 tusen for tilhørende bryteranlegg.

Vi forutsetter 35 års levetid for anleggene. Med en realrente på 4 prosent blir kapitalvekt per MVar for kondensatorbatterier og reaktorer på henholdsvis 2,1 og 7,3 tusen. For det tilhørende bryteranlegget tillegges en fast vekt på 10,7 tusen.

For alle kompenseringanlegg fastsettes drift- og vedlikehold inkludert overheadkostnader som 2,2 prosent av nyverdien, og vi antar at hvert element utgjør like stor andel av DV-vekten. DV-vektene pr MVar blir dermed 0,9 tusen for kondensatorbatterier og 3 tusen for reaktorer. I tillegg kommer 4,4 tusen i DV-vekt for det tilhørende bryteranlegget. Forslaget er oppsummert i tabell Tabell 22 under:

Type anlegg	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Total vekt
Tilhørende bryteranlegg, fast	200	10,7	4,4	15,1
Kondensatorbatteri, pr MVar	40	2,1	0,9	3,0
Reaktor, Ytelsesbasert pr MVar	136	7,3	3,0	10,3

Tabell 22 - Forslag til vekter på kompenseringanlegg, tusen kroner

Jordslutningsspoler

NVE foreslår å etablere vekter for jordslutningsspoler ("Petersonspoler"). Vi har innhentet kostnadsinformasjon fra to leverandører. Dataene viser at kostnadene varierer med merkespenning og strøm (Ampere). For spoler med merkespenning på 24 kV, 66 kV og 132 kV legger vi til grunn en nyverdi på henholdsvis 3 tusen, 6 tusen og 13 tusen per Ampere (A). Vi legger samme antakelser til grunn vedrørende monteringskostnader og tilhørende bryteranlegg som for kondensatorbatterier og reaktorer.

Drift- og vedlikeholdskostnadene inkludert overheadkostnader settes til 2,2 prosent av nyverdien. Dette inkluderer både drift- og vedlikeholdskostnader tilknyttet anlegget og overhead, det forutsettes at disse to elementene utgjør en like stor andel av DV-vekten. Forslaget er oppsummert i tabellen under:

	Spenning	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Total vekt
Tilhørende bryteranlegg, fast		200	10,7	4,4	15,1
Jordslutningsspole, pr A	24	4,8	0,3	0,1	0,4
Jordslutningsspole, pr A	66	9,6	0,5	0,2	0,7
Jordslutningsspole, pr A	132	20,8	1,1	0,5	1,6

Tabell 23 - Forslag til vekter på jordslutningsspoler, tusen kroner

9.4 Stasjonskomponent

Vi foreslår å introdusere en stasjonskomponent som skal fange opp kostnadene knyttet til å bygge, eie og drive enten transformator- eller koblingsstasjoner. For stasjoner er det relevant å skille på stasjonens primærspenning (høyeste merkespenning), antall transformatorer i stasjonen, størrelse og beliggenhet.

Utgangspunktet for å beregne vektene er priser knyttet til montasje og byggekostnader inkludert bygging, planlegging og frakt for transformator- og koblingsstasjoner. Dette er basert på SINTEF (2005) og vi har justert disse i samarbeid med referansegruppen for å finne et rimelig prisnivå for 2014. Vi vil skille mellom "stor" og "liten" stasjon. For koblingsstasjon er grensen for stor stasjon fra og med 4 avganger. Transformatorstasjon defineres som stor når den har 9 eller flere avganger på sekundærsiden.

Vi ønsker også å inkludere et tillegg for tomtekostnader. Disse kan variere veldig mye mellom urbane og rurale områder. I eRapp er bokførte verdier av tomter 0,1 % av bokførte verdier av transformatorer, hvilket er veldig lavt. Vi har samlet inn data fra selskaper og dataene tyder på at tomtekostnader utgjør mer enn dette når man bygger transformatorstasjoner. Siden datagrunnlaget er begrenset, foreslår vi et moderat generelt tillegg i stasjonskomponenten på 5 prosent for tomtekostnader. For korrigering av kostnader knyttet til beliggenhet viser vi til 9.4.1

I kostnads katalogene er det ikke oppgitt kostnader for 24 kV, 300 kV eller 420 kV stasjoner. For disse bruker vi forutsetninger om kostnadsforhold mellom de øvrige spenningskategoriene. Ser vi på forholdstallene som ble benyttet i utarbeidelsen av dagens vekstsystem samt forholdstall mellom spenningsnivåene for transformatorer og avganger, er det rimelig å benytte en faktor på 2,2 i forhold til 132 kV for 300kV og 420

kV-stasjoner. Basert på de samme forholdstallene er det rimelig å forutsette av 24 kV stasjoner har om lag halve kostnaden av 66 kV-stasjoner.

For stasjoner som har mer enn én transformator, beskrives det i SINTEF (2005) at utvidelse av transformatorstasjoner medfører tillegg på om lag 40 % av transformatorkostnaden. Stasjonskomponenten ligger noe høyere i verdi enn transformatorkostnadene, og vi mener det er rimelig å øke stasjonskomponenten med 30 % pr transformator for stasjoner med mer enn én transformator. Vi benytter 40 års avskrivningstid på stasjonskomponenten og rente på 4 %.

Det er vanlig å sette drift- og vedlikeholdskostnad til en andel av investeringskostnad. NVE har forhørt seg med flere nettselskaper og legger til grunn en anleggsspesifikk DV-kostnad på 1,1 % av stasjonens nyverdi. Vi antar at overhead DV ligger på samme nivå og beregner DV-vekt som 2,2 % av stasjonens nyverdi.

Nyverdiene som legges til grunn for stasjonskomponenten er oppsummert i Tabell 24.

	liten koblingsstasjon	stor koblingsstasjon	liten stasjon en trafo	stor stasjon en trafo	liten stasjon to trafoer	stor stasjon to trafoer	liten stasjon tre trafoer	stor stasjon tre trafoer	stor stasjon fire trafoer og mer
24			1,9	3,6	2,4	4,6	3,0	5,7	6,7
66	1,9	3,1	3,7	7,1	4,8	9,2	5,9	11,4	13,5
132	2,4	3,8	5,2	9,3	6,8	12,1	8,3	14,9	17,7
300/420	5,3	8,4	11,4	20,5	14,9	26,6	18,3	32,7	38,9

Tabell 24 - Nyverdier som legges til grunn for å beregne stasjonskomponenten, inkludert generelt tillegg for tomt. Mill kroner

9.4.1 Vekt for stasjonens beliggenhet

NVE har mottatt innspill på at vekt for stasjonskomponent bør fange opp forskjeller i tomtkostnader mellom urbane og rurale områder. Eksempler viser at tomtkostnader kan variere være 5 % eller 40 % alt etter hvor stasjonen er lokalisert. Vi har i Tabell 24 inkludert et generelt tillegg på 5 % for tomt, men ønsker å gi et tillegg for selskaper som har stasjoner i urbane områder der tomteprisene er høyere.

For å skille mellom lokalitet for tomtene, tar vi utgangspunkt i andel stasjoner i tettsted og sentrumssone, jf definisjonene som benyttes for jordkabler i 7.2.2. Dette kan benyttes til å beregne et tillegg i stasjonskomponenten for beliggenhet.

9.4.1.1 Kartgrunnlag for transformatorstasjoner

NVE har ikke detaljert informasjon om transformatorstasjoner i TEK. En introduksjon av en stasjonskomponent vil derfor kreve en ny innsamling av data om transformatorstasjoner. I kraftlinjedatabasen (KLDB) finnes stedfestet informasjon på 974 av om lag 1250 transformatorstasjoner i regional- og sentralnettet. Vi har også data på en del av koblingsstasjonene. Dette datagrunnlaget kan benyttes i en GIS-analyse som beskrevet i 7.2.4, men denne GIS-analysen vil gi et ufullstendig bilde av stasjonene.

Vi ønsker derfor å beregne andel stasjoner i ulike beliggenheter ut fra egenrapportering fra selskapene. NVE må samle inn data om transformator- og koblingsstasjoner fra selskapene, og en av egenskapene vil være om det er tettsted eller sentrumssone etter SSB sine definisjoner. Sammen med egenrapporteringen vil NVE lage kart som viser hva som er tettsted og sentrum jf SSB sine definisjoner som selskapene kan benytte. NVE vil kvalitetssikre de egenrapporterte dataene mot det ufullstendige datasettet fra KLDB. Ved store avvik i de to datasettene må vi undersøke årsaken til dette. På sikt kan NVE vurdere å samle inn data på stedfesting for alle stasjoner.

Basert på denne innsamlingen, kan NVE beregne andel stasjoner i tettsted og sentrumssone på samme måte som for jordkabler.

9.4.1.2 Kostnadsforskjeller tilknyttet tomt og lokalitet

I SSB-notater 6/2010 og 15/2012 er det utviklet en modell for å estimere leiepriser på næringsseiendom. I modellen skiller de på ulike definisjonene på sentralitet. Vi har sett på muligheten for å benytte koeffisienter fra denne modellen til å si noe om forskjellen på tomtepriser mellom ulike regioner. Vi mener tomteprisene nettselskapene møter vil være korrelert med leieprisene som SSBs modell beskriver for næringsseiendom hvor tomten utgjør hovedfunksjon. Det er likevel grunn til å benytte dataene noe varsomt da de er utarbeidet til et annet formål.

SSB skiller på kommuner, Oslo defineres som eget område, Bergen, Stavanger og Trondheim utgjør ”Storby” mens en rekke andre byer utgjør kategorien ”By”. Vi antar at koeffisientene fra SSB sin modell for Oslo kan være et godt utgangspunkt for tillegg for sentrumssone, mens de som er definert som ”Storby” og ”By” kan benyttes som utgangspunkt for tettstedstillegg.

SSB sine data viser at leiepriser for tomter er om lag 50 % høyere i Oslo enn i steder som ikke karakteriseres som by. By og storby har om lag 11 % høyere leiepriser enn ”ikke-by”. Ekstrakostnadene knyttet til tomter i sentrumssone er om lag 10 % av stasjonskomponenten og ekstrakostnadene for tettsted er om lag 4 % av stasjonskomponenten.

Vi foreslår derfor å korrigere stasjonskomponenten med et tillegg på 10 % for andel transformator- og koblingsstasjoner i sentrumssoner og med et tillegg på 4 % for andel transformatorer og koblingsstasjoner i tettsted.

9.5 Klassifisering av driftskontrollsystemer

Driftskontrollsystem inkluderer driftssentral og sambandet med stasjonene. Klassifisering av driftskontrollsystem blir bestemt av NVE. Det er tre grader av klassifisering hvorav klasse 3 er den strengeste. Klassifisering har betydning for kostnadene knyttet til driftssentral og samband. NVE har arbeidet med å finne en metode for å inkludere driftskontrollsystemer (DKS) med ulike klassifiseringer i stasjonsvariabelen. Det er imidlertid utfordrende å kartlegge forskjellene i kostnader som direkte følge av dette. NVE har samlet inn kapitalkostnader og driftskostnader knyttet til driftssentral for 10 selskaper. I datagrunnlaget ser vi eksempler på at klasse 2 stasjoner kan være like dyrt utstyrt som klasse 3 stasjoner. Det er derfor svært vanskelig å trekke generelle slutninger om sammenhengen mellom klassifisering og kostnadsnivå. Videre er klassifisering av anlegg sensitiv informasjon som ikke kan offentliggjøres, heller ikke på aggregert nivå.

Det er derfor ikke mulig å beregne noen selvstendig vekt for driftkontrollsystemer etter klassifisering.

Det er mulig å inkludere en vekt knyttet til størrelse som en erstatning for manglende vekt for klassifisering. Vi har i dag oversikt over hvor mange transformatorstasjoner hvert selskap har, og vi ser at antall transformatorstasjoner er relativt godt korrelert med klassifisering av driftkontrollsystemer. Det vil ikke være en fullgod erstatning for DKS klassifisering, men vi mener at en grense på 20 transformatorstasjoner vil skille ut selskaper som kan sies å ha en mer kompleks oppgave. Vi har lite empirisk grunnlag for å beregne hva et tillegg bør være, men foreslår en økning av stasjonsvekten på 5 % for selskaper med mer enn 20 transformatorstasjoner.

10 Referanseliste

NVE (2011) «Høringsnotat – Kostnader ved investeringer i beredskapsutstyr» NVE notat EØ 3/2011 av 7.9.2011

NVE (2012) «Forslag til endring av modeller for å fastsette kostnadsnormer - Inntektsregulering av nettselskaper fra 2013» NVE Høringsdokument 2/2012

SINTEF (2005) «Planleggingsbok for kraftnett, bind III», Kapittel 1. Utgitt 1993. Oppdatert 2005.

SINTEF (2010) «Planleggingsbok for kraftnett - Kostnadskatalog regionalnett»

SINTEF (2014) «Planleggingsbok for kraftnett - Kostnadskatalog regionalnett»

SSB (2010) «Observerte leieinntekter for næringseiendom - Betydningen av eiendommens hedoniske attributter og geografiske plassering», SSB-rapport 16/2010

SSB (2012) «Estimering av leieinntekter for næringseiendom – Oppdatert med tall for 2010», SSB-notat 15/2012

<http://www.ssb.no/natur-og-miljo/geodata>

Sweco (2009) ”Standardkostnader regionnätet” , Uppdragsnummer 5462729000

E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study ,
<http://www.nve.no/no/Nyhetsarkiv-/Nyheter/Statnetts-drift--og-vedlikeholdskostnader-oker/>

Planbok for distribusjonsnett, <http://www.planbok.no>

Samfunnsøkonomiske analyser, NOU 2012:16

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

Utgitt i Høringsdokumentserien i 2014

- Nr.1 Forslag til endringer i forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester. Endringer vedrørende innføring av nordisk regulerkraftavregning og Elhub Høringsdokument juni 2014.
- Nr.2 Forslag til endringer i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirk-somheten og tariffen forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester. Endringer vedrørende plusskunder og skattesats.
- Nr.3 2. gangs-høring Forslag til endring i avregningsforskriften. Krav om etterskuddsfakturering mv.
- Nr.4 Forslag til endringer i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirk-somheten og tariffen. Endringer vedrørende krysssubsidiering.
- Nr.5 Forslag til nytt vekstsystem i modellen for å fastsette kostnadsnormer i regionalnettene.



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

