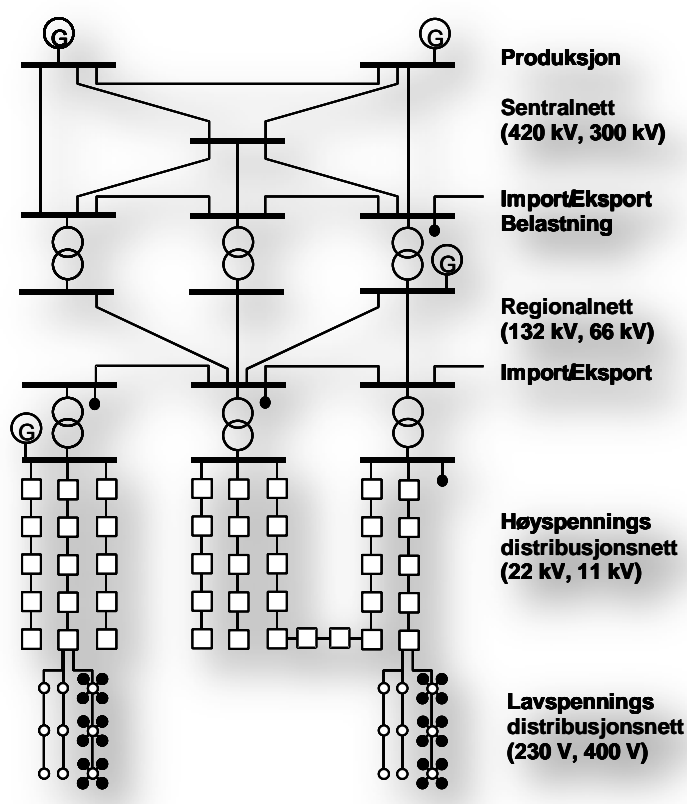


# Rapport

## Samfunnsøkonomiske tapskostnader for dimensjonering av kraftnett Kostnadsnivå 2014

**Forfatter**

Kjell Sand



**SINTEF Energi AS**

Aktive kraftnett

2013-10-04



**SINTEF Energi AS**Postadresse:  
Postboks 4761 Sluppen  
7465 TrondheimSentralbord: 73597200  
Telefaks: 73597250energy.research@sintef.no  
www.sintef.no/energi  
Foretaksregister:  
NO 939 350 675 MVA

# Rapport

## Samfunnsøkonomiske tapskostnader for dimensjonering av kraftnett Kostnadsnivå 2014

**EMNEORD:**  
Tapskostnader  
Kraftnettdimensjonering  
Samfunnsøkonomi  
Optimalisering**VERSION**

1.0

**DATO**

2013-10-04

**FORFATTER(E)**

Kjell Sand

**OPPDAGSGIVER(E)**

SINTEF Energi AS

**OPPDAGSGIVERS REF.**

-

**PROSJEKTNR**

12X579.10

**ANTALL SIDER OG VEDLEGG:**

40

**SAMMENDRAG**

Samfunnsøkonomiske kostnader av elektriske tap gir nettselskapene et beslutningsgrunnlag for optimal dimensjonering av kraftnett. SINTEF Energi har siden 1976 beregnet spesifikke kostnader av elektriske tap i kraftnett basert på en metodikk som er beskrevet i EFI TR 1975 "Kostnader av elektriske tap i overførings- og fordelingsnett". Metodikken for beregning av spesifikke tapskostnader er basert på langsiktige grensekostnader for produksjon og overførings- og distribusjonsnett. Det tas hensyn til sammenlagring, tap-på-tap virkning og brukstider for tap, samt økonomiske levetider og kalkulasjonsrente.

De spesifikke tapskostnadene har blitt oppdatert ca. hvert annet år og publisert i *Planleggingsbok for kraftnett*. De fleste oppdateringene har vært basert på indeksjustering av nettkostnader og innhenting av nye prognoser for kostnader av kraftproduksjon. Ved noen oppdateringer har modell, metodikk og forutsetninger blitt revidert og justert, men hovedfilosofien fra 1976 er i det alt vesentlige beholdt.

I denne oppdateringen er det gjort nye vurderinger med hensyn til fremtidige grensekostnader for produksjon, mens grensekostnadene for kraftnettet er oppdatert ved hjelp av vurdering av endringene i *Planleggingsbok for kraftnett* sin kostnadskatalog for distribusjonsnett, endringer i konsumprisindeksen og vurderinger knyttet til at de store nettinvesteringene som er planlagt framover, gir et anstrengt leverandørmarked.

På grunn av et forventet overskudd av elektrisk kraft i Norden framover, reduseres tapskostnadene betydelig i forhold til forrige oppdatering. Eksempelvis gir dette en reduksjon i kapitaliserte tapskostnader for tomgangstap (jerntap) i fordelingstransformatorer på 20 % sammenlignet med oppdateringen i 2009, mens kapitaliserte tapskostnader for belastningsstap (kobbertap) er redusert med 16 % nominelt.

**UTARBEIDET AV**

Kjell Sand

**SIGNATUR****KONTROLLERT AV**

Arnt Ove Eggen

**SIGNATUR****GODKJENT AV**

Knut Samdal

**SIGNATUR****RAPPORTNR**

TR A7346

**ISBN**

978-594-3621-3

**GRADERING**

Åpen

**GRADERING DENNE SIDE**

Åpen



# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning - Historikk .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Problemstilling .....</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>Spesifikke tapskostnader .....</b>	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>Beregning av spesifikke tapskostnader .....</b>	<b>9</b>
4.1	Beregningsmodell .....	10
4.2	Metodikk .....	11
4.2.1	Kostnader i produksjonsapparatet: Energi- og effektkostnader .....	12
4.2.2	Kostnader i kraftnettet: Effektkostnader .....	12
<b>5</b>	<b>Resultater .....</b>	<b>14</b>
5.1	Ekvivalent årskostnad for energi og effekt .....	14
5.2	Kapitaliserte tapskostnader .....	19
<b>6</b>	<b>Tapskostnader for fordelingstransformatorer.....</b>	<b>21</b>
<b>7</b>	<b>Bruk av spesifikke tapskostnader .....</b>	<b>25</b>
7.1	Eksempel på bruk av tabellene .....	27
<b>8</b>	<b>LITTERATUR.....</b>	<b>30</b>
<b>Vedlegg 1 – Grensekostnader for kraftproduksjon .....</b>		<b>31</b>
V1.1	Energikostnad .....	31
V1.2	Vinterenergi/effektkostnad .....	34
V1.3	Resultater.....	35
<b>Vedlegg 2 – Grensekostnader for kraftnettet .....</b>		<b>37</b>
<b>Vedlegg 3 – Andre parametre .....</b>		<b>38</b>
V3.1	Effektsammenlagring .....	38
V3.2	Tap-på-tap virkning.....	38
V3.3	Bruktider for tap.....	39
V3.4	Rentenivå og økonomisk levetid.....	39



## 1 Innledning - Historikk

Kostnader av elektriske tap er en sentral parameter ved dimensjonering av kraftnett. Samfunnsøkonomisk riktig kostnadssetting av elektriske tap, bidrar til å ivareta Energilovens formålsparagraf (§1.2) om at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi skal foregå på en samfunnsmessig rasjonell måte. Samfunnsøkonomisk riktig kostnadssetting av tap medfører at ressursene allokeres til de ulike nivå i kraftsystemet som om det ble forvaltet av en eier, og at man følgelig unngår sub-optimalisering ved investerings- og fornyelsesbeslutninger.

SINTEF Energi har siden 1976 beregnet spesifikke kostnader av elektriske tap i kraftnett basert på en metodikk som er beskrevet i EFI TR 1975 "Kostnader av elektriske tap i overførings- og fordelingsnett". Metodikken for beregning av spesifikke tapskostnader er basert på estimering av grensekostnader for kraftproduksjon og kraftnett som forklart nærmere i kapittel 4. De spesifikke tapskostnadene har typisk blitt oppdatert ca. hvert annet år, hovedsakelig basert på indeksjustering av investeringskostnader og oppdatering av prognoser for kostnader for kraftproduksjon. Ved noen oppdateringer som f.eks. i 1993-94 ble metodikk og datagrunnlag gjennomgått grundigere, dette førte bl.a. til at det stiliserte nettet som ligger til grunn for beregningen ble modifisert. Det ble da også gjennomført grundige analyser av belastningsforhold med utgangspunkt i de omfattende belastningsmålingene som ble gjennomført av SINTEF Energi på slutten av 1980-tallet. Disse analysene medførte relativt store endringer i brukstidene for tap og sammenlagningsfaktorene - se [3].

Det har tidvis vært diskusjoner med NVE om grensekostnadene for overførings- og distribusjonsnettet, både med hensyn til kostnadsnivå og bruksområde. I 1997-98 ønsket NVE derfor å få belyst problemstillingen med samfunnsøkonomiske kostnader av nettap fra et nytt ståsted gjennom prosjektet "Optimal nettdimensjonering". Som avslutning av dette prosjektet ble det avholdt et internseminar hos NVE høsten 1998 der også SINTEF Energi deltok. I all hovedsak ble det konkludert med at metodikken som har vært brukt siden midten av 1970-tallet fortsatt er gyldig, men at estimatene for forventede fremtidige grensekostnader måtte gjennomgås. Det ble spesielt erkjent at metoden for å beregne grensekostnader for distribusjonsnettet måtte undersøkes.

I arbeidet med å oppdatere de spesifikke tapskostnadene i år 2000 ble det gjennomført en følsomhetsanalyse for å kartlegge hvilke parametere og forutsetninger som ga størst utslag på de spesifikke tapskostnadene. Det er klart at en generell økning i kostnadsnivået for alle nettnivåer gir en tilsvarende økning i tapskostnadene, men ettersom de spesifikke tapskostnadene består av summen av kostnadene for de overliggende nivåene, justert for bl.a. sammenlagningsfaktorer og tap-på-tap virkning, vil en kostnadsendring for et nivå utgjøre en mindre relativ andel av de spesifikke tapskostnadene, spesielt for de laveste nivåene. Dessuten viser det seg at summen av grensekostnadene i sentralnettet og regionalnettet utgjør i størrelsesorden 15 % av de totale spesifikke tapskostnadene for de laveste nivåene, mens grensekostnadene for produksjon og distribusjon altså utgjør ca. 85 %, med en noe større andel på produksjon enn på distribusjon. Relativt store endringer i sammenlagningsfaktorer eller tapsnivå (tap-på-tap virkningen) derimot gir små utslag.

I den siste oppdateringen som ble gjort i 2010 [1], ble metodikken noe justert ved at ikostnadsutviklingen for det fremtidige produksjonssystemet ble de fremtidige markedspriser fra Nordpool benyttet som estimat, i motsetning til tidligere beregninger hvor grensekostnadene til ulike kraftproduksjonsteknologier ble lagt til grunn. En viktig grunn til denne endringen var da en forventning om et stigende kraftoverskudd i Norden fram mot 2020 og at markedsprisene bedre ville reflektere de samfunnsøkonomiske kostnadene sammenlignet med det å bruke utbyggingskostnader for ulike kraftproduksjonsteknologier som kostnadsgrunnlag.

Avtalen med Sverige fra 1. januar 2012 om et felles norsk-svensk elsertifikatmarked (grønne sertifikater) vil bidra til å øke kraftoverskuddet som fortsatt gjør det med mest relevant å forankre grensekostnadene for kraftproduksjon til forventede markedspriser ved denne oppdateringen slik det er redegjort for i Vedlegg 1.

Utover dette er den generelle metodikken beholdt ved denne oppdateringen til kostnadsnivå 2014, men kostnadsgrunnlaget er oppdatert som redegjort for i rapporten.

Det må presiseres at de spesifikke tapskostnadene beregnes bl.a. med utgangspunkt i gjennomsnittskostnader for hele landet, gjennomsnittlige brukstider for tap, og f.eks. typiske belastningsprofiler for fordelings-transformatorer osv. Ved konkrete analyser der man vet at brukstiden for tap eller andre gjennomsnitts-parametere avviker fra de som brukes i denne rapporten, bør man beregne tapskostnadene ut fra de lokale forutsetningene, men ved bruk av den samme metodikken (formler) som anvendt i denne rapporten.

Oppdaterte spesifikke tapskostnader publiseres også i Planleggingsbok for kraftnett [9], som brukes av de fleste norske nettselskaper ([www.planbok.no](http://www.planbok.no)).



## 2 Problemstilling

Kostnader av elektriske tap er en sentral parameter ved dimensjonering av kraftnett. Et anbefalt kriterium for samfunnsøkonomisk optimalisering av kraftnettet er gitt i [5].

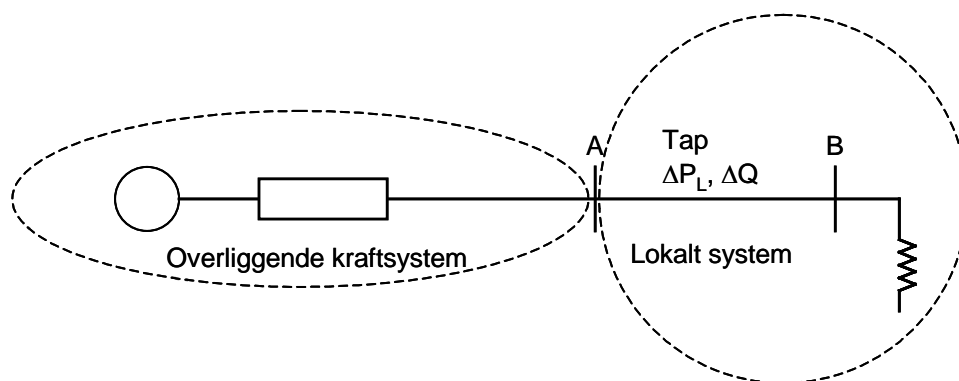
Minimaliser forventede samfunnsøkonomiske nettkostnader:

- investeringskostnader
- drifts- og vedlikeholdskostnader
- tapskostnader
- avbruddskostnader
- flaskehalskostnader

(Miljøkostnader er i prinsippet priset inn i kostnadselementene over gjennom skatter, avgifter, kvotekostnader og lignende.)

Elektriske energitap i det norske kraftnettet utgjør ca. 8 % av årlig kraftproduksjon, mens effekttapene i maksimallast (tunglasttiden) utgjør ca. 15 % av produsert effekt. Tapsenergi og tapseffekt må produseres i kraftstasjonene, og de elektriske tapene er dermed ansvarlige for betydelige investeringer i produksjonsapparatet gjennom sin andel av effektbehovet. I tillegg må tap overføres til de respektive nettnivå, og beslaglegger dermed overføringskapasitet i nettet. Tapene er følgelig ansvarlig for investeringer også i kraftnettet.

Den problemstillingen planleggeren står overfor med hensyn til verdsetting av elektriske tap kan illustreres med utgangspunkt i figuren nedenfor:



**Figur 2.1 Problemstilling: Nettplanlegging av lokalt nett.**

Ved planlegging av tiltak i det lokale nettet (f.eks. investeringer eller fornyelse) skal det tas hensyn til at ulike tiltak påvirker tapsforholdene i det lokale nettet og dermed også behovene for produksjon og overføring i overliggende kraftsystem. Nettapene beregnes for det lokale systemet gjennom lastflytanalyser. Tapene skal verdsettes på en slik måte at det bidrar til en samfunnsøkonomisk riktig dimensjonering av lokalnettet.

### 3 Spesifikke tapskostnader

Det er nevnt i foregående kapittel at elektriske tap i kraftsystemet både har en energidimensjon (energien må produseres) og en effektdimensjon (beslaglegger kapasitet i kraftsystemet). En kostnadsriktig verdsetting av tapene kan ut fra dette skrives på formen:

$$K_{Tap} = k_p \cdot \Delta P_{\max} + \int k_w(t) \cdot \Delta P(t) dt \quad (3.1)$$

der

$K_{Tap}$	- kostnader av tap	[kr/år]
$k_w(t)$	- energikostnad tidspunkt $t$	[kr/kWh]
$k_p$	- effektkostnad (tunglast)	[kr/kW år]
$\Delta P_{\max}$	- effekttap (tunglast)	[kW]
$\Delta P(t)$	- effekttap tidspunkt $t$	[kW]

Omformer ligningen over som følger:

$$\begin{aligned} K_{Tap} &= k_p \cdot \Delta P_{\max} + \int k_w(t) \cdot \Delta P(t) \cdot dt \\ &= k_p \cdot \Delta P_{\max} + \Delta P_{\max} \cdot k_{wekv} \int \frac{\Delta P(t)}{\Delta P_{\max}} dt \\ &= k_p \cdot \Delta P_{\max} + \Delta P_{\max} \cdot k_{wekv} \cdot T_t \\ &= (k_p + k_{wekv} \cdot T_t) \cdot \Delta P_{\max} \end{aligned} \quad (3.2a)$$

$$= k_{pekv} \cdot \Delta P_{\max} \quad (3.2b)$$

der

$k_{wekv}$	- ekvivalent energikostnad	[kr/kWh]
$k_{pekv}$	- ekvivalent tapskostnad	[kr/kW år]
$T_t$	- årlig brukstid for tap	[h/år]

Kommentar:

Uttrykket  $\Delta P(t)/\Delta P_{\max}$  er dimensjonsløst slik at integralet får tid (timer) som resultat. Denne tiden kalles brukstiden for tap  $T_t$ , og uttrykker hvor lenge tunglasttapene må vare for at tapsenergien skal bli lik de årlige energitapene.

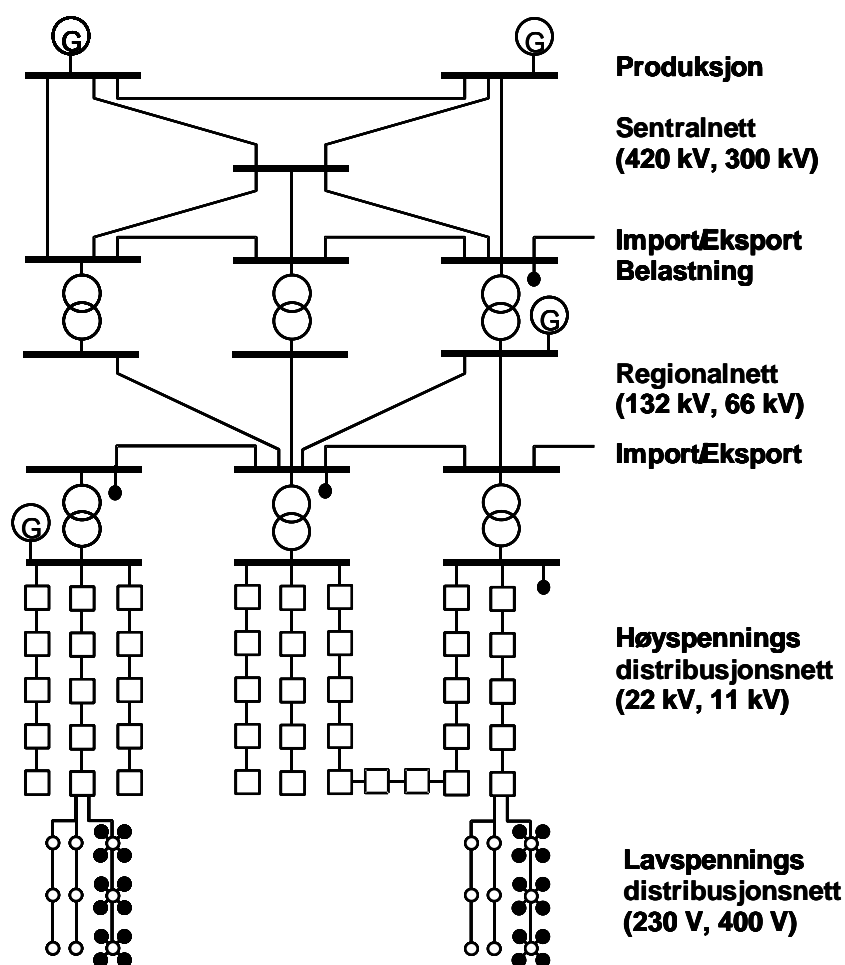
Som ligningen viser kan kostnadene av effekt- og energitap beregnes med utgangspunkt i en ekvivalent spesifikk tapskostnad,  $k_{pekv}$  og de samlede tapene for nettet i tunglasttimen  $\Delta P_{\max}$ . **Fordelen med denne formuleringen er at det er tilstrekkelig å gjøre én lastflytberegning for tunglastsituasjonen for å verdsette tapene i et gitt år.**

## 4 Beregning av spesifikke tapskostnader

En skjematisk framstilling av kraftsystemet er gjengitt i figur 4.1. I Norge er kraftnettet tradisjonelt inndelt i tre nivåer som benevnes sentralnett, regionalnett (hovedfordelingsnett) og distribusjonsnett (fordelingsnett). Betegnelse i parentes ble mye brukt tidligere. Spenningsnivåene gitt i figuren er typiske, men det finnes også andre spenninger brukt på de ulike nettnivå.

Kraftproduksjonsenheter er tilknyttet ulike nivå i nettet, det samme gjelder utveksling av kraft mot nabolandene våre. Uttaket av kraft skjer også på ulike nivå i nettet. Sentralnettet og regionalnettet har en masket struktur (ringforbindelser) og drives også som et maskenett, dvs. at ringforbindelsene normalt er innkoblet. Fordelen med slik drift er at det gir de laveste tapene i nettet. Men et slikt koblingsbilde gjør det ikke enkelt å henføre hvilke kraftnettkomponenter som forsyner hvilke tap/belastninger (de elektriske tapene på et lavere nettnivå er en del av belastningen på overliggende nettnivå).

Høy- og lavspennings distribusjonsnett har i sin oppbygging en masket eller en radiell struktur. Driften i distribusjonsnettet er normalt radiell (pga. enklere vern enn på høyere nettnivå). Ved slik drift er det enkelt å påvise hvilke komponenter som er involvert i forsyningsveien til tap/belastninger.



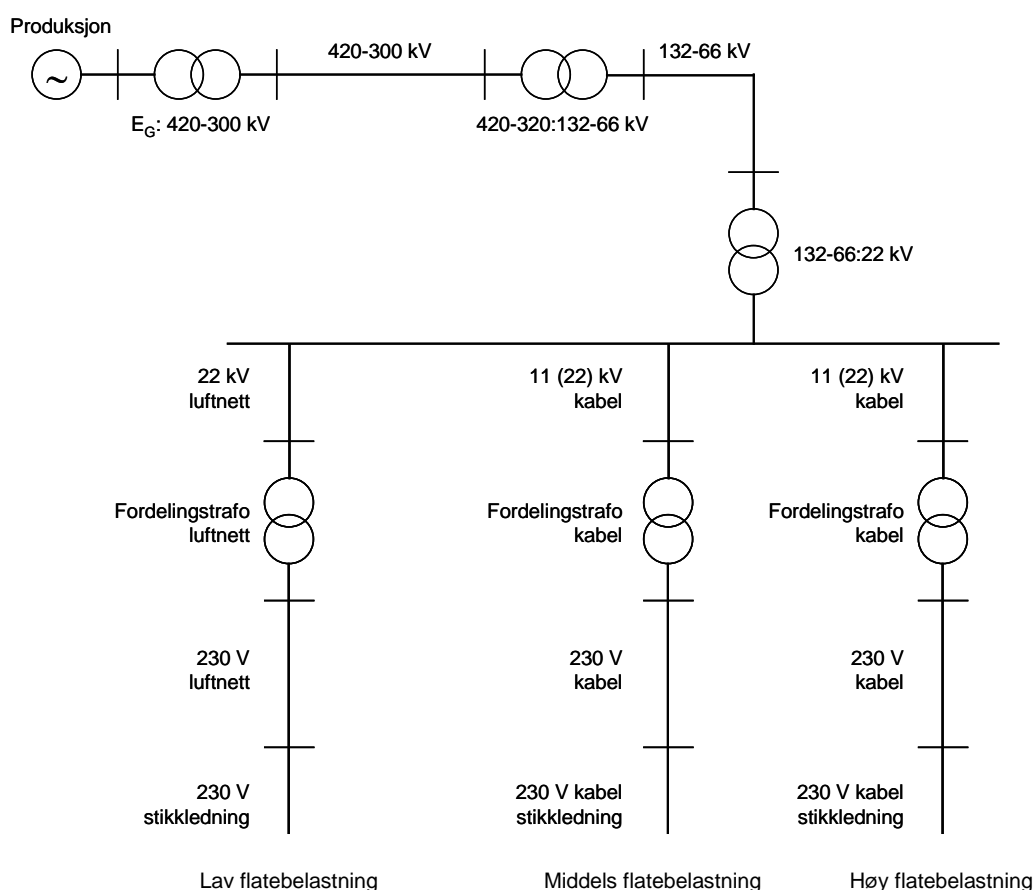
Figur 4.1 Skjematisk framstilling av det norske kraftsystemet.

Sett fra produksjonssystemet og overliggende nettnivå vil økte tap representere en økt belastning som igjen gir økte behov for investeringer på disse nivåene i kraftsystemet. (Det er ikke nødvendigvis økte tap på disse nivåene som er den direkte utløsende faktor. Det kan dreie seg om termisk grenselast, driftssikkerhet, spenningsforhold osv. Poenget er at det er tapene sammen med belastningen som trigger investeringsbehovet). En ekstra kW i tap et sted i nettet utløser nødvendigvis ikke økte investeringer isolert sett, men på sikt vil økte tap sammen med økt belastning medføre diskrete forsterkningsbehov. **Brukstiden for tap er lavere enn brukstid for belastning, slik at verdien av 1 kW redusert tap ikke kan sammenlignes direkte med verdien av 1 kW redusert belastning.**

De spesifikke tapskostnadene skal altså gjenspeile de forventede fremtidige kostnadene i kraftsystemet knyttet til produksjon, overføring og distribusjon av tap.

## 4.1 Beregningsmodell

I prinsippet hadde det vært ønskelig å modellere hele det fysiske kraftsystemet slik det er bygd, for så å bruke dette som utgangspunkt for å beregne kostnadene av elektriske tap på ulike steder i nettet. I praksis blir denne tilnærmingen for kompleks. Modellen som brukes for beregningene av spesifikke tapskostnader er derfor en stilisert, forenklet radialmodell som vist i figur 4.2.



**Figur 4.2** Stilisert radialbeskrivelse av kraftsystemet for beregning av spesifikke tapskostnader.

Kostnadene er forskjellige i ulike typer av nett. Dette er årsaken til at distribusjonsnettet er delt inn i tre ulike kategorier:

- kabelnett med høy flatebelastning (typisk bynett)
- kabelnett med middels flatebelastning (typisk tettsteder, byggefelt)
- luftnett med lav flatebelastning (typisk grigrendte strøk på landsbygda)

Det er derfor nødvendig å beregne spesifikke tapskostnader for ulike typer distribusjonsnett.

Denne stiliseringen dekker ikke radialer med betydelig innslag av distribuert kraftproduksjon. Her vil endringer i effektretning over året kunne gi store utslag i forutsetninger som brukstider for tap, sammenlagingsfaktorer osv. Tapskostnadene må justeres for bruk i slike forsyningssituasjoner. I kapittel 7 er det gitt eksempel på hvordan ulike brukstider for tap skal håndteres.

## 4.2 Metodikk

Modellen beskriver i prinsippet gjennomsnittlige radialer på de ulike nettnivå (også for de nettnivåene hvor det ikke er radiell drift). I kostnadsberegningene er det viktig å beskrive situasjonen på de ulike nettnivå slik den er og forventes å bli, og ikke slik den ville vært dersom nettet skulle etableres på nytt.

Metodikken for beregning av spesifikke tapskostnader er basert på grensekostnader for produksjon og for overførings- og distribusjonsnett. Med grensekostnader (marginalkostnader) menes generelt den ekstra-kostnaden uttak av en ekstra enhet påfører totalsystemet (f.eks. en kW mer last eller tap).

Følgende data inngår i beregningen av tapskostnader:

- forventet utvikling i grensekostnadene for effekt og energi for kraftproduksjon
- forventet utvikling i grensekostnadene for effekt i kraftnettet

I tillegg inngår følgende elementer i beregning av spesifikke tapskostnader:

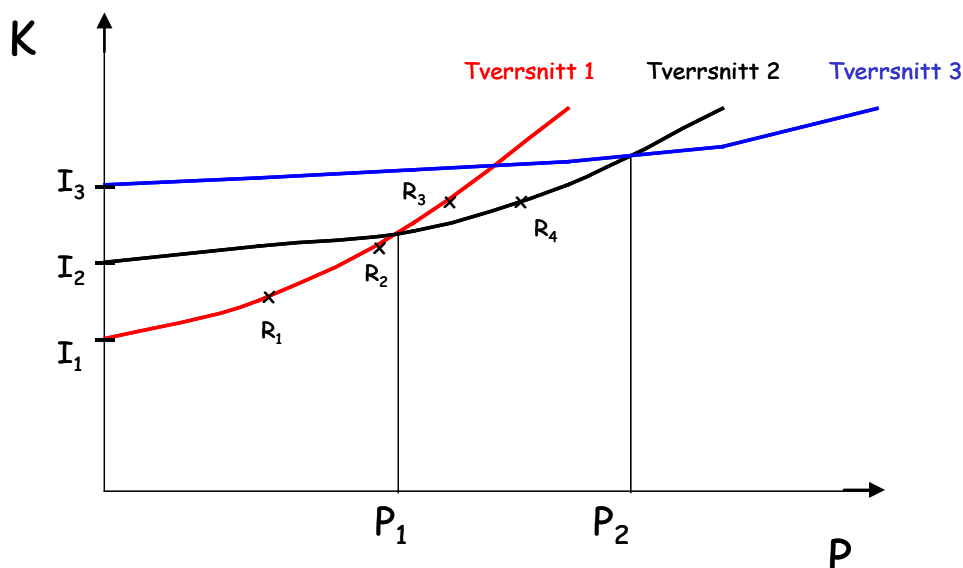
- beskrivelse av effektsammenlagring
- beskrivelse av ”tap-på-tap”, dvs. tapene på et nettnivås påvirkning av tapene på et overliggende nivå
- brukstider for tap
- rentenivå og økonomisk levetid for kraftsystemets komponenter

#### 4.2.1 Kostnader i produksjonsapparatet: Energi- og effektkostnader

Elektriske tap i nettet påfører kraftsystemet en ekstra kostnad ved at det må bygges ut kraftproduksjon for å dekke tapene, og det må bygges overføringsanlegg for å overføre effekt og energi fra kraftproduksjon til der tapene opptrer. Framtidige kraftproduksjonskostnader beregnes ved å anta at kostnadene til ulike kraftproduksjonsteknologier sammen med forventninger om framtidig kraftbalanser reflekteres i framtidige markedspriser for kraft når det gjelder energikostnadene. Når det gjelder effektkostnadene for maksimal effekt, er disse knyttet til hvilke produksjonsteknologier som bidrar til marginalt å dekke maks. lasteffekten. Ytterligere detaljer angående spesifikke grensekostnader for kraftproduksjon er gitt i Vedlegg 1.

#### 4.2.2 Kostnader i kraftnettet: Effektkostnader

Som omtalt tidligere er nettkostnadene knyttet til overføring av tap knyttet til økning i nettkapasitet, altså en ren effektkostnad. Beregningsfilosofien kan illustreres med utgangspunkt i figuren nedenfor.



**Figur 4.3 Kostnader som funksjon av overført maks. effekt ved ulike tverrsnitt.**

Figuren viser samlede overføringskostnader som funksjon av overført maks. effekt for en radial. Tapskostnadene øker tilnærmet kvadratisk med overført effekt for et gitt tverrsnitt. Tverrsnitt 1 er mindre enn tverrsnitt 2 som igjen er mindre enn tverrsnitt 3. Som det framgår av figuren er investeringskostnadene minst for tverrsnitt 1 ( $I_1$ ) og størst for tverrsnitt 3 ( $I_3$ ). For effekter større enn  $P_2$  er tverrsnitt 3 det samfunnsøkonomisk mest lønnsomme.

I figuren er det tegnet 4 kryss  $R_1$ - $R_4$  som viser kostnadssituasjonen til 4 ulike radialer. Radialen  $R_1$  tåler en betydelig maks. lastøkning før det ved fornyelse av radialen er lønnsomt å forsterke til tverrsnitt 2, dvs. at marginalkostnaden her er liten. Det samme gjelder for radialen  $R_4$ . Radialen  $R_2$  tåler en liten lastøkning før den er samfunnsøkonomisk ulønnsom, mens radialen  $R_3$  er samfunnsøkonomisk ulønnsom (tverrsnitt 2 gir lavere kostnad) og bør forsterkes ved fornyelse.

Den radialmodellen som er beskrevet i Figur 4.2 representerer i prinsippet tusenvis av radialer. I mange av radialene vil det ikke være riktig å forsterke selv om belastningen øker noe, mens for noen radialer medfører

last-/tapsøkningen investeringsbehov. De samlede investeringer på et nettnivå kan ut fra dette sees i sammenheng med den samlede last-/tapsøkning på dette nettnivået, og gi den grensekostnaden som søkes. Dette er den filosofi som ligger til grunn for beregning av effektkostnadene pr. kW ekstra overført for de respektive nettnivå.

I Vedlegg 2 – Grensekostnader for kraftnettet" er forutsetningene for de beregnede spesifikke grensekostnadene for kraftnettet gjengitt.

## 5 Resultater

Metodikken og datagrunnlaget for beregningen av fremtidige kostnader for kraftproduksjon (energi og effekt) og kraftnett (effekt) er vist i Vedlegg 1 og Vedlegg 2. Resultatene er gjengitt i Tabell 5.1 og 5.2, ref. ligning (3.2a) og tabell 5.3, ref. ligning (3.2b). **Alle kostnader er referert kostnadsnivå januar 2014.**

### 5.1 Ekvivalent årskostnad for energi og effekt

**Tabell 5.1 Ekvivalent årskostnad av energitap,  $k_{wekv}$  (øre/kWh), kostnadsnivå 2014 (inngår i ligning 3.2a).**

År	[øre/kWh]
2014	28,3
2015	26,2
2016	24,7
2017	24,9
2018	25,2
2019	25,9
2020	26,1
2021	26,6
2022	26,2
2023	26,5
2024	26,5
2025	26,5
2026	26,5
2027	26,5
2028	26,5
2029	26,5
2030	26,5
2031	26,5
2032	26,5
2033	26,5
2034	26,5
2035	26,5
2036	26,5
2037	26,5
2038	26,5
2039	26,5
2040	26,5
2041	26,5
2042	26,5
2043	26,5



**Tabell 5.2 Kostnad av maksimale effekttap,  $k_p$  (kr/kW år), kostnadsnivå 2014 (inngår i ligning 3.2a).**

Nivå	2 trafo	3 300(420) kV	4 trafo	5 132-66 kV	6 trafo
2014	155	190	335	395	488
2015	161	196	341	401	495
2016	167	202	348	407	501
2017	173	209	354	414	508
2018	180	215	361	420	515
2019	187	222	368	427	522
2020	194	229	375	435	529
2021	201	237	382	442	537
2022	209	244	390	450	545
2023	217	252	398	458	553
2024	225	261	407	466	562
2025	234	269	415	475	571
2026	242	278	424	484	580
2027	252	287	434	494	590
2028	261	297	443	503	600
2029	271	307	454	513	610
2030	282	317	464	524	621
2031	292	328	475	535	632
2032	303	339	486	546	644
2033	315	351	498	558	656
2034	327	363	510	570	668
2035	340	376	523	584	682
2036	340	376	523	584	682
2037	340	376	523	584	682
2038	340	376	523	584	682
2039	340	376	523	584	682
2040	340	376	523	584	682
2041	340	376	523	584	682
2042	340	376	523	584	682
2043	340	376	523	584	682

Nivå	Luftledningsnett				Kabelnett, middels belastning				Kabelnett, høy belastning			
	7	8	9	10	7	8	9	10	7	8	9	10
	22 kV	trafo	230 V	stikkledn.	11-22 kV	trafo	230 V	stikkledn.	11-22 kV	trafo	230 V	stikkledn.
2014	514	545	789	673	551	672	699	633	551	683	699	641
2015	520	551	795	677	557	678	705	637	557	689	704	645
2016	526	557	801	681	563	684	711	642	563	696	711	650
2017	533	564	807	686	570	691	717	646	570	702	717	655
2018	540	571	814	691	577	698	724	651	577	709	724	659
2019	547	578	821	696	584	705	731	656	584	716	731	664
2020	555	585	828	701	592	712	738	661	592	724	738	670
2021	562	593	836	707	599	720	745	667	599	731	745	675
2022	570	601	843	712	607	728	753	672	607	739	753	681
2023	579	609	851	718	616	736	761	678	616	748	761	686
2024	588	618	860	724	624	745	770	684	624	756	770	692
2025	597	627	868	730	633	754	778	690	633	765	778	699
2026	606	636	877	737	643	763	787	697	643	774	787	705
2027	616	646	887	744	652	772	797	704	652	784	796	712
2028	626	655	896	751	663	782	806	711	663	794	806	719
2029	636	666	907	758	673	793	816	718	673	804	816	726
2030	647	677	917	765	684	804	827	726	684	815	827	734
2031	658	688	928	773	695	815	838	733	695	826	838	742
2032	670	699	939	781	707	826	849	742	707	838	849	750
2033	682	711	951	790	719	838	861	750	719	850	860	758
2034	695	724	963	799	731	851	873	759	731	862	873	767
2035	709	737	976	808	745	864	886	768	745	876	886	777
2036	709	737	976	808	745	864	886	768	745	876	886	777
2037	709	737	976	808	745	864	886	768	745	876	886	777
2038	709	737	976	808	745	864	886	768	745	876	886	777
2039	709	737	976	808	745	864	886	768	745	876	886	777
2040	709	737	976	808	745	864	886	768	745	876	886	777
2041	709	737	976	808	745	864	886	768	745	876	886	777
2042	709	737	976	808	745	864	886	768	745	876	886	777
2043	709	737	976	808	745	864	886	768	745	876	886	777

**Tabell 5.3** Ekvivalent årskostnad av tap,  $k_{pekv}$  (kr/kW år), kostnadsnivå 2014 (inngår i ligning 3.2b).

Nivå	2	3	4	5	6
	trafo	300(420) kV	trafo	132-66 kV	trafo
Tt	2400	2400	2400	2400	2400
2014	834	869	1014	1074	1167
2015	790	825	970	1030	1124
2016	760	795	941	1000	1094
2017	771	807	952	1012	1106
2018	785	820	966	1025	1120
2019	809	844	990	1049	1144
2020	820	855	1001	1061	1155
2021	839	875	1020	1080	1175
2022	838	873	1019	1079	1174
2023	853	888	1034	1094	1189
2024	861	897	1043	1102	1198
2025	870	905	1051	1111	1207
2026	878	914	1060	1120	1216
2027	888	923	1070	1130	1226
2028	897	933	1079	1139	1236
2029	907	943	1090	1149	1246
2030	918	953	1100	1160	1257
2031	928	964	1111	1171	1268
2032	939	975	1122	1182	1280
2033	951	987	1134	1194	1292
2034	963	999	1146	1206	1304
2035	976	1012	1159	1220	1318
2036	976	1012	1159	1220	1318
2037	976	1012	1159	1220	1318
2038	976	1012	1159	1220	1318
2039	976	1012	1159	1220	1318
2040	976	1012	1159	1220	1318
2041	976	1012	1159	1220	1318
2042	976	1012	1159	1220	1318
2043	976	1012	1159	1220	1318

	Luftledningsnett				Kabelnett, middels belastning				Kabelnett, høy belastning			
Nivå	7	8	9	10	7	8	9	10	7	8	9	10
	22 kV	trafo	230 V	stikkledn.	11-22 kV	trafo	230 V	stikkledn.	11-22 kV	trafo	230 V	stikkledn.
Tt	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400
2014	1193	1224	1440	1069	1230	1351	1350	1029	1230	1362	1350	1037
2015	1149	1180	1398	1044	1186	1307	1308	1004	1186	1318	1307	1012
2016	1119	1150	1369	1027	1156	1277	1279	988	1156	1289	1279	996
2017	1131	1162	1380	1035	1168	1289	1290	995	1168	1300	1290	1004
2018	1145	1176	1394	1044	1182	1303	1304	1004	1182	1314	1304	1012
2019	1169	1200	1417	1059	1206	1327	1327	1019	1206	1338	1327	1027
2020	1181	1211	1428	1066	1218	1338	1338	1026	1218	1350	1338	1035
2021	1200	1231	1448	1079	1237	1358	1357	1039	1237	1369	1357	1047
2022	1199	1230	1446	1079	1236	1357	1356	1039	1236	1368	1356	1048
2023	1215	1245	1461	1089	1252	1372	1371	1049	1252	1384	1371	1057
2024	1224	1254	1470	1095	1260	1381	1380	1055	1260	1392	1380	1063
2025	1233	1263	1478	1101	1269	1390	1388	1061	1269	1401	1388	1070
2026	1242	1272	1487	1108	1279	1399	1397	1068	1279	1410	1397	1076
2027	1252	1282	1497	1115	1288	1408	1407	1075	1288	1420	1406	1083
2028	1262	1291	1506	1122	1299	1418	1416	1082	1299	1430	1416	1090
2029	1272	1302	1517	1129	1309	1429	1426	1089	1309	1440	1426	1097
2030	1283	1313	1527	1136	1320	1440	1437	1097	1320	1451	1437	1105
2031	1294	1324	1538	1144	1331	1451	1448	1104	1331	1462	1448	1113
2032	1306	1335	1549	1152	1343	1462	1459	1113	1343	1474	1459	1121
2033	1318	1347	1561	1161	1355	1474	1471	1121	1355	1486	1470	1129
2034	1331	1360	1573	1170	1367	1487	1483	1130	1367	1498	1483	1138
2035	1345	1373	1586	1179	1381	1500	1496	1139	1381	1512	1496	1148
2036	1345	1373	1586	1179	1381	1500	1496	1139	1381	1512	1496	1148
2037	1345	1373	1586	1179	1381	1500	1496	1139	1381	1512	1496	1148
2038	1345	1373	1586	1179	1381	1500	1496	1139	1381	1512	1496	1148
2039	1345	1373	1586	1179	1381	1500	1496	1139	1381	1512	1496	1148
2040	1345	1373	1586	1179	1381	1500	1496	1139	1381	1512	1496	1148
2041	1345	1373	1586	1179	1381	1500	1496	1139	1381	1512	1496	1148
2042	1345	1373	1586	1179	1381	1500	1496	1139	1381	1512	1496	1148
2043	1345	1373	1586	1179	1381	1500	1496	1139	1381	1512	1496	1148

## 5.2 Kapitaliserte tapskostnader

**Tabell 5.4** Kapitalisert ekvivalent kostnad av tap,  $K_{\text{pekv}}$  (kr/kW).  
Analyseperiode 30 år, kalkulasjonsrente 4,5 % p.a. kostnadsnivå 2014.

Nivå	2	3	4	5	6
	trafo	300(420) kV	trafo	132-66 kV	trafo
Tt	2400	2400	2400	2400	2400
2014	14150	14750	17150	18100	19650
2015	14250	14800	17200	18200	19750
2016	14350	14950	17300	18300	19850
2017	14500	15100	17450	18450	20000
2018	14650	15200	17600	18600	20150
2019	14750	15350	17750	18700	20300
2020	14900	15450	17850	18850	20400
2021	15000	15600	17950	18950	20550
2022	15100	15700	18050	19050	20650
2023	15200	15800	18150	19150	20750

	Luftledningsnett				Kabelnett, middels belastning				Kabelnett, høy belastning			
Nivå	7	8	9	10	7	8	9	10	7	8	9	10
	22 kV	trafo	230 V	stikkledn.	11-22 kV	trafo	230 V	stikkledn.	11-22 kV	trafo	230 V	stikkledn.
Tt	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400
2014	20100	20600	24100	17950	20700	22650	22600	17300	20700	22850	22600	17450
2015	20150	20650	24150	18000	20750	22700	22700	17350	20750	22900	22700	17500
2016	20300	20750	24250	18100	20900	22850	22800	17450	20900	23000	22800	17600
2017	20450	20900	24400	18200	21050	23000	22950	17550	21050	23150	22950	17700
2018	20600	21050	24550	18300	21200	23150	23100	17650	21200	23300	23100	17800
2019	20700	21200	24700	18400	21300	23250	23200	17750	21300	23450	23200	17850
2020	20850	21300	24800	18450	21450	23400	23350	17800	21450	23600	23350	17950
2021	20950	21450	24900	18550	21550	23500	23450	17900	21550	23700	23450	18050
2022	21050	21550	25000	18600	21650	23600	23550	17950	21650	23800	23550	18100
2023	21150	21650	25100	18700	21750	23700	23650	18050	21750	23900	23650	18200

## 6 Tapskostnader for fordelingstransformatorer

Samlede transformeringskostnader kan formuleres slik:

$$K_{Tot} = K_0 + K'_{pekV(Fe)} \cdot \Delta P_{N(Fe)} + K'_{pekV(Cu)} \cdot \Delta P_{N(Cu)} \quad (6.1)$$

der

$K_{Tot}$	- samlede transformeringskostnader, som ovenfor [kr]
$K_0$	- kostnad av transformator, som ovenfor [kr]
$\Delta P_{N(Fe)}$	- transformatorens nominelle tomgangstap [kW]
$\Delta P_{N(Cu)}$	- transformatorens nominelle belastningstap, dvs. tap ved merkelast [kW]
$K'_{pekV(Fe)}$	- ekvivalent kostnad av nominelle tomgangstap [kr/kW]
$K'_{pekV(Cu)}$	- ekvivalent kostnad av nominelle belastningstap [kr/kW]

Ligning 6.1 forutsetter at virkningen av den variable utnyttelse over tid av fordelingstransformatoren er tatt hensyn til i  $K'_{pekV(Fe)}$  og  $K'_{pekV(Cu)}$ .

Tabell 6.1 og 6.2 viser at  $K'_{pekV(Cu)}$  er basert på gjennomsnitt av 4 ulike lastprofiler og tapskostnader for luftnett og kabelnett.

Det forutsettes at transformatoren i middel ikke er spenningssatt i 8760 timer pr. år (f.eks. at transformatoren befinner seg på lager en del av levetiden). Beregningene baseres på forutsetningen om at små transformatorer (i luftnett) er spenningssatt 97 % av tiden og at større transformatorer (i kabelnett) er spenningssatt 98,5 % av tiden.

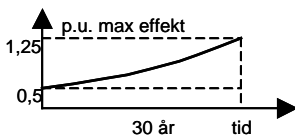
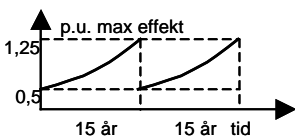
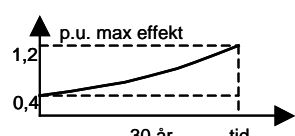
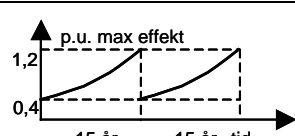
Med 30 års økonomisk levetid for fordelingstransformatorer (diskonteringsperiode 2014-2043) og 4,5 % kalkulasjonsrente gir denne formuleringsmåten følgende verdier på tomgangstap (kostnadsnivå 2014):

Større transformatorer	( $\geq 315$ kVA): $K'_{pekV(Fe)} = 49\,900$ kr/kW
Mindre transformatorer	(< 315 kVA): $K'_{pekV(Fe)} = 49\,100$ kr/kW

Det benyttes forskjellige belastningsprofiler på små transformatorer (ytelse < 315 kVA) og store transformatorer (ytelse  $\geq 315$  kVA). Normalt utnyttes ikke de større transformatorene så hardt som de små. Dette fører til ulik tapskostnad for små og store fordelingstransformatorer.

Tabell 6.1 og 6.2 viser resultatene av beregningene.

**Tabell 6.1 Mindre fordelingstransformatorer (< 315 kVA) i distribusjonsnett. Ekvivalent kostnad  $K'_{pekv}(Cu)$  av nominelle belastningstap ved ulike belastningsprofiler i fordelingstransformatorer. Kostnadsnivå 2014. 4,5 % kalkulasjonsrente. Brukstil for tap = 2 400 timer.**

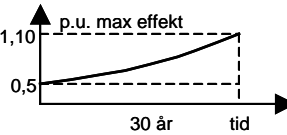
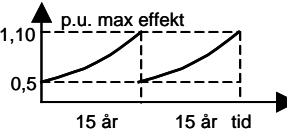
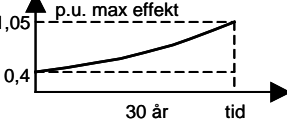
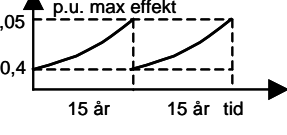
Last-tilfelle nr	Beskrivelse av årlig maksimallast på transformator			Luftnett $K'_{pekv}(Cu)$ [kr/kW]	Kabelnett (M) $K'_{pekv}(Cu)$ [kr/kW]	Kabelnett (H) $K'_{pekv}(Cu)$ [kr/kW]	Middelverdi $K'_{pekv}(Cu)$ [kr/kW]
	P.u. max last ved begynnelse/slutt av lastsyklus	Antall og varighet av lastsykluser sett over transformatorens øk. levetid	Skisse av $P_{max} = f(t)$				
1	0,50/1,25	1 · 30 år		12135	13318	13426	12 200
2	0,50/1,25	2 · 15 år		13320	14640	14760	
3	0,40/1,20	1 · 30 år		9598	10528	10614	
4	0,40/1,20	2 · 15 år		10747	11809	11906	

Oppsummering transformatorer med ytelse < 315 kVA.

Kostnadsnivå: 2014 4,5 % kalkulasjonsrente	
Tomgangstap:	$K'_{pekv}(Fe) = 49\,100$ kr/kW
Belastningstap:	$K'_{pekv}(Cu) = 12\,200$ kr/kW



**Tabell 6.2 Større fordelingstransformatorer ( $\geq 315$  kVA) i distribusjonsnett. Ekvivalent kostnad  $K'_{pekv}(Cu)$  av nominelle belastningstap ved ulike belastningsprofiler i fordelingstransformatorer. Kostnadsnivå 2014. 4,5 % kalkulasjonsrente. Brukstilid for tap = 2 400 timer.**

Last-tilfelle nr	Beskrivelse av årlig maksimallast på transformator			Luftnett $K'_{pekv}(Cu)$ [kr/kW]	Kabelnett (M) $K'_{pekv}(Cu)$ [kr/kW]	Kabelnett (H) $K'_{pekv}(Cu)$ [kr/kW]	Middelverdi $K'_{pekv}(Cu)$ [kr/kW]
	P.u. max last ved begynnelse/slutt av lastsyklus	Antall og varighet av lastsykluser sett over transformatorens øk. levetid	Skisse av $P_{max} = f(t)$				
1	0,50/1,1	1 · 30 år		10695	11742	11837	10 800
2	0,50/1,10	2 · 15 år		11577	12726	12830	
3	0,40/1,05	1 · 30 år		8337	9149	9223	
4	0,40/1,05	2 · 15 år		9757	10722	10810	

Oppsummering transformatorer med ytelse > 315 kVA.

Kostnadsnivå: 2014 4,5 % kalkulasjonsrente

Tomgangstap:  $K'_{pekv}(Fe) = 49\,900$  kr/kW

Belastningstap:  $K'_{pekv}(Cu) = 10\,800$  kr/kW

Tap i transformatorer er et tema som diskuteres i lys av EUs Ecodesign direktiv Directive 2009/125/EC [10]. EU kommisjonen arbeider nå (juli 2013) med krav til energieffektivitet i transformatorer og status p.t. er gitt i [11]. Fra dette dokumentet siteres følgende:

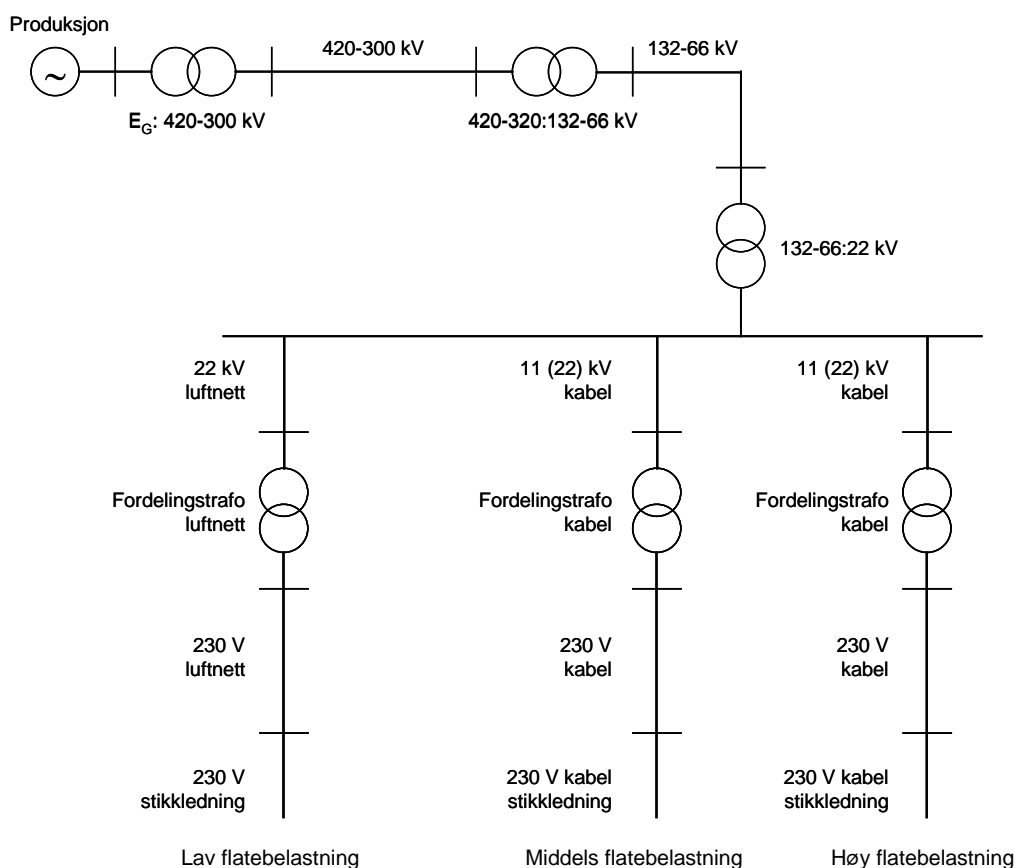
*End-users are furthermore advised to make an appropriate loss capitalisation calculation in their procurement process and use the transformer with the lowest evaluated cost including the lifetime cost of losses, if the level of efficiency achieved is higher than the one required by the Working Document. To allow an effective implementation of the Working Document, National Regulating Authorities are advised to take account of the effect of minimum efficiency requirements on transformer first cost and to allow for more*

*efficient transformers than the Working Document requires if these are economically justified on a whole life cycle basis*

Anbefaling om å ta hensyn til kapitaliserte verdier av tap ved anskaffelse av transformatorer er helt i tråd med den praksis som har vært brukt i Norge siden 70-tallet og er således en bekreftelse av at dette er beste praksis. Et nytt element som også vil få betydning om det som signaliseres i [11] blir innført, er at det kommer minimumskrav til belastningstap og tomgangstap i transformatorer. Transformatorer som ikke tilfredsstiller disse minimumskravene, vil ikke kunne selges i Europa. Eksempel på minimumskrav fra [11] er at en 800 kVA 24 kV oljeisolert fordelingstransformator skal ha tomgangstap mindre enn 650 W og nominelle belastningstap mindre enn 8400 W fra juli 2015. Fra juli 2021 er tilsvarende krav 585 W og 6000 W.

## 7 Bruk av spesifikke tapskostnader

Normalt beregnes effekttap ved maksimal belastning. Energitalpene finnes ved å ta hensyn til brukstiden for tap i det aktuelle tilfellet. Hvis man ikke beregner eller estimerer brukstiden for tap spesielt, er det naturlig å bruke tabellene der det er tatt hensyn til gjennomsnittlige brukstider for tap i de ulike nettnivåene.



**Figur 7.1 Stilisert radialbeskrivelse av kraftsystemet for beregning av tapskostnader.**

Figur 7.1 viser et forenklet stilisert nett der produksjon betegnes som nivå 1, mens nivå 2 representerer generatortransformatorene i nettet. Nivå 3, 5 og 7 representerer henholdsvis sentralnett, regionalnett og høyspenning distribusjonsnett, mens nivå 4, 6 og 8 altså representerer transformering mellom de ulike spenningsnivåene.

Effekttapet i f.eks. nivå 7 må dekkes ved øket produksjon, og overføring **fram til** nivå 7.

Årskostnaden av tap i nivå 7 i Figur 7.1 beregnes slik:

$$K_{Tap} = k_{p7} \cdot \Delta P_{\max 7} + k_{W_{ekv}7} \cdot T_{t7} \cdot \Delta P_{\max 7} \quad [\text{kr}/\text{år}] \quad (7.1)$$

Kompakt framstilt blir dette:

$$K_{Tap} = k_{pek7} \cdot \Delta P_{\max 7} \quad [\text{kr}/\text{år}] \quad (7.2)$$

der

$$k_{pek7} = k_{p7} + k_{W_{ekv}7} \cdot T_{t7} \quad [\text{kr}/\text{år}] \quad (7.3)$$

Symbolforklaring:

$K_{Tap}$	- årskostnaden av tap	[kr/år]
$k_{p7}$	- kostnad av de maksimale effekttap for nivå 7 (t.o.m. nivå 6)	[kr/kW år]
$\Delta P_{\max 7}$	- årsmaksimum av effekttap i nivå 7	[kW]
$k_{W_{ekv}7}$	- ekvivalent årskostnad for energitap i nivå 7 (t.o.m. nivå 6)	[kr/kWh]
$T_{t7}$	- brukstid for tap over året i nivå 7	[timer/år]
$k_{pek7}$	- ekvivalent spesifikk tapskostnad, ref. tapenes årsmaksimum	[kr/kW år]

De spesifikke tapskostnadene finnes i tabellene i kapittel 5. Legg merke til at tabellene begynner med nivå 2, der kostnadene ved produksjon (nivå 1) er gjengitt. Det betyr at de spesifikke tapskostnader for f.eks. nivå 7 finnes i kolonne nummer 7, som altså inneholder kostnader for nivå 6 og ovenfor.

Ligning 7.2 og 7.3 forutsetter at brukstid for tap over året er beregnet som en gjennomsnittsverdi for de ulike nivåene i kraftnettet. Med spesielle brukstider for tap må ligning 7.1 benyttes.

## 7.1 Eksempel på bruk av tabellene

### Oppgave:

I et 11 kV kabelnett (boligfelt – høy belastning) er forskjell i tap i maksimallast for to alternative tiltak 13 kW. Tapsdifferensen forutsettes konstant i analyseperioden på 30 år.

Hva er årskostnaden for denne tapsdifferensen i 2014, og hva er den kapitaliserte verdien med starttidspunkt i 2014? Brukstiden for tap er usikker, men antas å ligge mellom 2000 og 2400 timer. Beregningene utføres derfor for begge disse brukstidene for tap.

Tapskostnadene fylles inn i tabellen:

Tapskostnader for 11 kV kabelnett, $\Delta P_{\max} = 13 \text{ kW}$		
Brukstid for tap	2400	2000
Årskostnad 2014	a	b
Kapitalisert (konstante tap)	c	d

### Løsning:

De spesifikke tapskostnadene finner du i kapittel 5, Tabell 5.1 og 5.2, eventuelt i Tabell 5.3 når brukstiden for tap er lik den som er beregnet på generelt grunnlag. 11 kV kabelnett er angitt som nivå 7 i Tabell 5.2 og 5.3.

Tilsvarende finnes kapitaliserte verdier i Tabell 5.4 for brukstid for tap 2400 timer.

Tapskostnader år 2014 (Tabell 5.1, 5.2 og 5.3)

$$\begin{aligned}k_{W \text{ ekv } 7} &= 0,283 & [\text{kr/kWh}] \\k_{p \text{ } 7} &= 551 & [\text{kr/kW år}] \\k_{p \text{ ekv } 7} &= 1\,230 & [\text{kr/kW år}]\end{aligned}$$

Kapitaliserte tapskostnader (Tabell 5.4):

$$K_{p \text{ ekv } 7 \text{ } 2014-2043} = 20\,700 \quad [\text{kr/kW}]$$

Tabellene viser at tapskostnadene for 11 kV nettet er uavhengig av type nett, ettersom det er de spesifikke tapskostnadsverdiene for overliggende nivå som benyttes.

**Beregninger:***Årskostnader:*

a)

$$K_{Tap2014} = 551 \text{ kr} / \text{kW år} \cdot 13 \text{ kW} + 0,283 \text{ kr} / \text{kWh} \cdot 2400 \text{ h} / \text{år} \cdot 13 \text{ kW} = 15\,993 \text{ [kr/år]} \quad (7.4)$$

eventuelt:

$$K_{Tap2014} = 1230 \text{ kr} / \text{kW år} \cdot 13 \text{ kW} = 15\,993 \text{ [kr/år]} \quad (7.5)$$

b)

$$K_{Tap2014} = 551 \text{ kr} / \text{kW år} \cdot 13 \text{ kW} + 0,283 \text{ kr} / \text{kWh} \cdot 2000 \text{ h} / \text{år} \cdot 13 \text{ kW} = 14\,521 \text{ [kr/år]} \quad (7.6)$$

*Kapitaliserte kostnader:*

c)

$$K_{Tap2014-2043} = 20700 \text{ kr} / \text{kW} \cdot 13 \text{ kW} = 269\,100 \text{ [kr]} \quad (7.7)$$

d)

Ved beregning av kapitaliserte kostnader når brukstiden for tap avviker fra de brukstidene som er brukt for de forhåndsregnede ekvivalente årskostnader i Tabell 5.3, må årskostnadene for hvert år beregnes før disse kapitaliseres. Løsningen er angitt på neste side ved bruk av regneark. I kolonne G beregnes årskostnader ved å bruke Ligning 7.1, mens diskonterte verdier med 4,5 % kalkulasjonsrente er beregnet i kolonne I. Summen av de diskonterte verdiene, den kapitaliserte verdien, er oppgitt i kolonne J.

*Tips:*

Vi ser at et regneark satt opp på denne måten også kan brukes for å kapitalisere tapskostnader når tapene varierer fra år til år.

**Tabell 7.1 Regneark for å beregne kapitaliserte tapkostnader.**

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
						Cx(D + E/100xF)		Nåverdi	Kapitalisert
	År	[kW]	[kr/kW år]	[øre/kWh]	[t/år]	[kr/år]	[% p.a.]	[kr/år]	[kr]
1	2014	13	551	28,3	2000	14521	4,50 %	13896	<b>246690</b>
2	2015	13	557	26,2	2000	14053	4,50 %	12869	
3	2016	13	563	24,7	2000	13741	4,50 %	12041	
4	2017	13	570	24,9	2000	13884	4,50 %	11643	
5	2018	13	577	25,2	2000	14053	4,50 %	11277	
6	2019	13	584	25,9	2000	14326	4,50 %	11001	
7	2020	13	592	26,1	2000	14482	4,50 %	10642	
8	2021	13	599	26,6	2000	14703	4,50 %	10339	
9	2022	13	607	26,2	2000	14703	4,50 %	9894	
10	2023	13	616	26,5	2000	14898	4,50 %	9593	
11	2024	13	624	26,5	2000	15002	4,50 %	9244	
12	2025	13	633	26,5	2000	15119	4,50 %	8915	
13	2026	13	643	26,5	2000	15249	4,50 %	8605	
14	2027	13	652	26,5	2000	15366	4,50 %	8297	
15	2028	13	663	26,5	2000	15509	4,50 %	8014	
16	2029	13	673	26,5	2000	15639	4,50 %	7733	
17	2030	13	684	26,5	2000	15782	4,50 %	7468	
18	2031	13	695	26,5	2000	15925	4,50 %	7211	
19	2032	13	707	26,5	2000	16081	4,50 %	6968	
20	2033	13	719	26,5	2000	16237	4,50 %	6733	
21	2034	13	731	26,5	2000	16393	4,50 %	6505	
22	2035	13	745	26,5	2000	16575	4,50 %	6294	
23	2036	13	745	26,5	2000	16575	4,50 %	6023	
24	2037	13	745	26,5	2000	16575	4,50 %	5763	
25	2038	13	745	26,5	2000	16575	4,50 %	5515	
26	2039	13	745	26,5	2000	16575	4,50 %	5278	
27	2040	13	745	26,5	2000	16575	4,50 %	5050	
28	2041	13	745	26,5	2000	16575	4,50 %	4833	
29	2042	13	745	26,5	2000	16575	4,50 %	4625	
30	2043	13	745	26,5	2000	16575	4,50 %	4426	

Oppsummert:

Tapskostnader for 11 kV kabelnett, ΔPmax = 13 kW		
Brukstid for tap	2400	2000
Årskostnad 2014	15 993	14 521
Kapitalisert (konstante tap)	269 100	246 690

## 8 LITTERATUR

- [1] Sand, K.;  
Samfunnsøkonomiske tapskostnader ved dimensjonering av kraftnett – Kostnadsnivå 2011  
TR A6997, SINTEF Energi AS, Trondheim, august 2010
- [2] Jordanger, E.; Mogstad, O.; Sand, K.;  
Samfunnsøkonomiske tapskostnader ved dimensjonering av kraftnett  
TR A6154, SINTEF Energi AS, Trondheim, desember 2006
- [3] Sand, K.; Jordanger, E.  
Kostnader for elektriske tap i overførings- og fordelingsnett  
TR A4122, SINTEF Energi AS, Trondheim, mars 1994
- [4] Anne Sofie Risnes, Stig J. Haugen:  
Veileder for kraftsystemutredninger.  
Veileder nr 2 2007, NVE
- [5] Nettutviklingsplan for sentralnettet – 2009  
Statnett Oktober 2009
- [6] Kostnader ved produksjon av kraft og varme  
Håndbok 1 NVE 2011
- [7] Grande, O.S.; Graabak, I  
Forbrukerfleksibilitet ved effektiv bruk av IKT  
Kost/nyttevurderinger og anbefalinger  
TR A5979, SINTEF Energi AS, Trondheim, juli 2004
- [8] Veiledning i samfunnsøkonomiske analyser  
Finansdepartementet, Oslo, september 2005
- [9] Planleggingsbok for kraftnett  
[www.planbok.no](http://www.planbok.no)
- [10] DIRECTIVE 2009/125/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of  
21 October 2009 establishing a framework for the setting of ecodesign requirements for energy-  
related products
- [11] Commission Working Document with regard to small, medium and large power transformers



## Vedlegg 1 – Grensekostnader for kraftproduksjon

Til støtte for å prognosere forventet kostnadsutvikling for produksjonssystemet er den fremtidige kraftbalansen avgjørende. Kraftbalansen påvirkes av tilsig og etterspørsel, og kostnadsforholdene bestemmes av hvilke teknologier som bidrar til å dekke opp etterspørselen etter elektrisk kraft – og når de introduseres. Kraftbalanse, tilgjengelig produksjons- og eksport/importkapasitet samt produksjonskostnader er viktige parametere når fremtidige markedspriser for kraft etableres. I det etterfølgende redegjøres det for de forutsetninger som er benyttet i etableringen av kostnadsgrunnlaget for kraftproduksjon.

### V1.1 Energikostnad

I det nordiske kraftsystemet ble det ved forrige oppdatering forventet et kraftoverskudd fram mot 2020 i følge bl.a. [5]. Det er flere grunner til dette:

- Klimaendringene øker kraftproduksjonen og reduserer kraftetterspørselen
- Implementering av Fornybardirektivet forventes å gi økte investeringer i bl.a. vindkraft og småkraft
- Klimautfordringene motiverer for energieffektivisering
- Vilje og planer om utbygging av kjernekraft i Finland og Sverige
- Opprusting av eksisterende vannkraftanlegg.

Dette scenariet er blitt ytterligere forsterket av avtalen med Sverige fra 1. januar 2012 om et felles norsk-svensk elsertifikatmarked (grønne sertifikater).

Innfasing av elektriske biler vil ta tid, og vil i volum ikke øke energiforbruket mer enn 4-7 TWh i Norge ved full elektrifisering av personbilkraft. Utviklingen i kraftkrevende industri er usikker og konjunkturavhengig. Økt bruk av elektrisk kraft fra land og landanlegg i petroleumsvirksomheten (dvs. ny kraftkrevende industri) vil kunne øke etterspørselen mens etterspørselen fremover innen treforedling og smelteverkindustrien er mer usikker. Alle disse forhold er diskutert i [5], og i sum konkluderes det med et forventet kraftoverskudd som kan gi lavere priser. Overskuddet må enten eksporteres til kontinentet eller det må etableres nytt forbruk.

Ved oppdateringen i 2000 ble fremtidig energikostnad estimert ved å simulere utviklingen de to førstkomende årene (2001 og 2002) basert på bl.a. aktuell magasinfylling i Norden, utvekslingskapasitet med utlandet, registrert effektoverskudd på kontinentet, og forventet lastutvikling. Fremtidig utbygging av gasskraft ble valgt som den mest aktuelle energikilden for ytterligere utbygging i Norge, og den teknologien som ville bli salderende (marginalkostnadsbetraktning). Det ble også valgt å bruke kostnader for installasjon av gass turbin som effektkostnad.

Ved oppdateringen i 2006 [2], ble grunnlaget for å estimere fremtidig kraftproduksjonskostnad noe endret etter en diskusjon blant energisystemeksperter hos NTNU og SINTEF Energi. Endringen skyldes i hovedsak erkjennelsen av at investeringer i produksjonssystemet i større grad enn tidligere vil skje ved en blanding av ulike teknologier, altså en diversifisert utvikling. I den planøkonomiske tidsepoken før energiloven skulle teoretisk sett de rimeligste vannkraftprosjektene bli utbygd først. I det nåværende markedsbaserte regimet vil ulike aktører bruke ulike kriterier og ikke minst ulike grenseverdier for lønnsomhet for sine investeringsbeslutninger. Eventuelle investeringstilskudd, subsidier eller avgifter knyttet til ulike teknologier utelates fra det samfunnsøkonomiske regnestykket, men kan altså gi incentiver for / barrierer mot utbygging.

Ved oppdateringene i 2006 og 2009 ble markedsprisen hos Nordpool (nå Nasdaq) brukt som et estimat for fremtidig kraftpris de første årene fram i tid. **Den samme logikken brukes ved denne oppdateringen.**

Markedsprisene som er brukt er nordiske årlige priser (ENOYR) som grunnlag for framtidige energikostnader ved beregning av tapskostnader fram til og med 2023 (siste år som det finnes markedspriser for).

#### Tabell V1.1 Markedspriser i Futures and Forward markedet [€/MWh] og [øre/kWh]

Kilde: <http://www.nasdaqomx.com/commodities/markets/marketprices/> (juli 2013)

År	[€/MWh]	[øre/kWh] <sup>1</sup>	[øre/kWh] <sup>2</sup>
2014	35,85	28,1	28,3
2015	33,75	26,4	26,2
2016	32,55	25,5	24,7
2017	33,50	26,2	24,9
2018	34,68	27,2	25,2
2019	36,50	28,6	25,9
2020	37,65	29,5	26,1
2021	39,25	30,7	26,6
2022	39,50	30,9	26,2
2023	40,75	31,9	26,5

Siden markedsprisene er nominelle priser må de justeres til prisnivå januar 2014 (se siste kolonne i tabell V1.1. Til dette brukes en forventet utvikling i konsumprisindeksen. SSB har følgende prognoser for utviklingen i KPI medio 2013 – se Tabell V1.2:

#### Tabell V1.2 Forventet utvikling i konsumprisindeks

Kilde: <http://www.ssb.no/nasjonalregnskapogkonjunkturer/nokkeltall/konjunkturer-statistikk-analyser-og-prognoser> (juli 2013)

År	Endring i KPI [%]
2013 <sup>3</sup>	1,8
2014	1,9
2015	2,1
2016 <sup>4</sup>	2,2

Når tapskostnader diskonteres til nåverdi, vil rentemekanismen medføre at det er verdiene de første årene i analyseperioden som får størst betydning. Prisene gitt i Tabell V1.1 vil derfor ha større betydning for tapskostnadene enn energikostnadene fra 2024 og utover.

Forventninger til fremtidig kraftpris utover 2024 bør i prinsippet forankres til kostnadene for de mest aktuelle produksjonsteknologiene. Med utgangspunkt i [6] fremgår det at kostnadene for de mest aktuelle produksjonsteknologiene i Norge er i størrelsesorden:

- 20-35 øre/kWh for vannkraft og småkraft
- 30-55 øre/kWh for gasskraft
- 48-72 øre/kWh for vindkraft.

<sup>1</sup> 1 € = 7,83 NOK

<sup>2</sup> Justert for KPI

<sup>3</sup> Siden markedsprisene er pr. medio 2013, fremskrives prisutviklingen til januar 2014 med  $1,8\%/2=0,9\%$

<sup>4</sup> Estimert etter 2016 er ikke angitt – her brukes derfor samme årlig KPI-vekst som for 2016 dvs. 2,2%

Kostnadene kan variere betydelig fra prosjekt til prosjekt slik at det er en del spredning i kostnadene, men kostnadene over er i følge NVE representative og markedsprisene som er gitt i tabell V1.1 faller innenfor utbyggingskostnadene.

Siden det nordiske kraftsystemet integreres stadig mer med det kontinentale kraftsystemet, vil kraftbalanse og produksjonskostnader i et framtidig integrert europeisk kraftsystem være avgjørende for markedsprisene. I perioden 2014-2018 ligger de årlige markedspriser i det tyske kraftmarkedet på 37-38 €/MWh pr. juli 2013 (produkt: Base load) i følge NASDAQ (<http://www.nasdaqomx.com/commodities/markets/marketprices/>). Dette er i størrelsesorden ikke mer enn ca. 10 % høyere enn i det nordiske markedet.

Oppsummert så vil utfallsrommet for de framtidige markedsprisene være meget usikre pga usikkerhet i europeisk/nordisk kraftbalanse som i stor grad vil påvirkes av støtte til fornybar energi og økonomiske konjunkturer i Norden/Europa.

Når kostnadene sammenlignes med fremtidige markedspriser gitt i Tabell V1.1 kombinert med de aktuelle scenarier listet over, antas det at de spesifikke kostnadene for energiproduksjon etter 2024 ikke vil øke særlig i forhold til den årlige forventede markedsprisen i 2023 på 26,5 øre/kWh.

Ved forrige oppdatering var energikostnaden som ble benyttet for 2023 35,5 øre/kWh (gitt i 2011-kroner) som sammenlignet med 26,5 øre/kWh (2014-kroner) gir en betydelig reduksjon. Dette medfører igjen en betydelig reduksjon av energileddet i tapskostnadene sammenlignet med forrige oppdatering.

## V1.2 Vinterenergi/effektkostnad

Ved denne oppdateringen er det brukt samme resonnement som ved oppdateringene i 2006 og 2009. Nedenfor er gjengitt diskusjonen i rapporten fra 2006 [2].

*I prosjekter om toveiskommunikasjon/forbrukerrespons ved SINTEF Energi [7] har man beregnet samfunnsøkonomisk kostnad ved å installere utstyr som kan brukes til effektreduserende tiltak, og sammenlignet denne med alternativkostnad. Som alternativkostnad er det valgt effektkostnad ved opprustning av eksisterende vannkraftverk ved å installere ekstra ytelse. Potensialet for prosjekter med kostnad under 200 kr/kW år er oppgitt å være mer enn 2000 MW. Dagens teknologi er for kostbar til å møte denne kostnaden, men det forventes at i løpet av 5 – 10 år blir kostnadene for disse to alternativene sammenlignbare.*

*Ekspertgruppen ved NTNU/SINTEF er kommet til at om effektkostnad eller kostnad ved manglende vinterenergi-kapasitet skal tas med som ekstrakostnad økte tap må belastes med, avhenger av hva slags teknologi som velges for ny kraftproduksjon. I perioden 2007 – 2010 forutsettes det at det bygges omtrent like mye vindkraft som småskala vannkraft, med omtrent lik brukstid 3500 – 4000 timer pr år. Småskala vannkraft vil ikke ha mye magasinkapasitet, altså betydelig overvekt av sommerproduksjon, mens vindkraften gir mest energi i vinterperioden. Resulterende energiproduksjon forventes å bli nokså jevn over året. Også når forutsetningsvis gasskraft blir fasett inn etter 2010 får den resulterende nye kraftproduksjonen svært høy brukstid. På sikt må effekttopper reduseres og vinterenergi må flyttes til sommerenergi hvis man skal unngå å investere i teknologi som har kortere brukstid og energiressurser tilgjengelig på vinterstid. Det forutsettes fortsatt at det produksjonssystemet vi har pr i dag ikke har reservekapasitet, verken i tunglast eller i vinterenergisisuasjoner, ref. 23 054 MW 5 februar 2001 og "priskrisa" på nyåret 2003.*

*Det tas utgangspunkt i en effektkostnad på 150 kr/kW år i 2007. Det argumenteres med at om ca. 10 år passerer 200 kr/kW år, og at kostnaden vil bli jevnt økende til 300 kr/kW år i 2035. For å beregne forventede kapitaliserte kostnader for de kommende 10 år for analyseperiode som er valgt å være 30 år trengs årsverdier for 40 år fram i tid.*

*Ved å øke effektkapasiteten i noen eksisterende vannkraftstasjoner utnyttes noen eksisterende vannkraftmagasiner til å flytte mer av vannkraftproduksjonen fra sommer til vinter (samtidig som effektsituasjonen bedres). Den flate produksjonen fra forventede utbyggingsteknologier sørger for å opprettholde den tilstrekkelige produksjonsprofil/-kapasitet over året. Vi har valgt å ikke vurdere kabel til utlandet som et effektreulerende middel for å håndtere økt effekt og ekstra vinterenergi som trengs for å dekke opp behovet for økte tap i framtida.*

Med basis i denne diskusjonen tas det utgangspunkt i en effektkostnad for vannkraftverk på 142 kr/kW i 2011 som er hentet fra [6]. Basert på NVEs prisindekser for vannkraftprosjekter (<http://www.nve.no/Global/Energi/fornybar%20energi/Kostnadsindekser/Indeksregulering%202013.pdf?epslanguage=no>) og konsumprisindeksen 2013-2014, blir effektkostnaden referert prisnivå januar 2014 på 155 kr/kW. Det må kommenteres at framtidige effektkostnader er meget usikre. AMS som bl.a. muliggjør laststyring (demand response, demand side management), bruk av energilagring, elbiler, nedbygging av termiske kraftverk, økende innslag av intermitterende kraftkilder som vindkraftverk og solceller, vil alle påvirke behov og kostnader for maks. effekt. Neste oppdatering av tapskostnadene bør gjennomføres som et større prosjekt (sammenlignet med denne forenklete oppdateringen), for å fastlegge hvordan effektkostnadene som inngår i tapskostnadsberegningene bør estimeres.

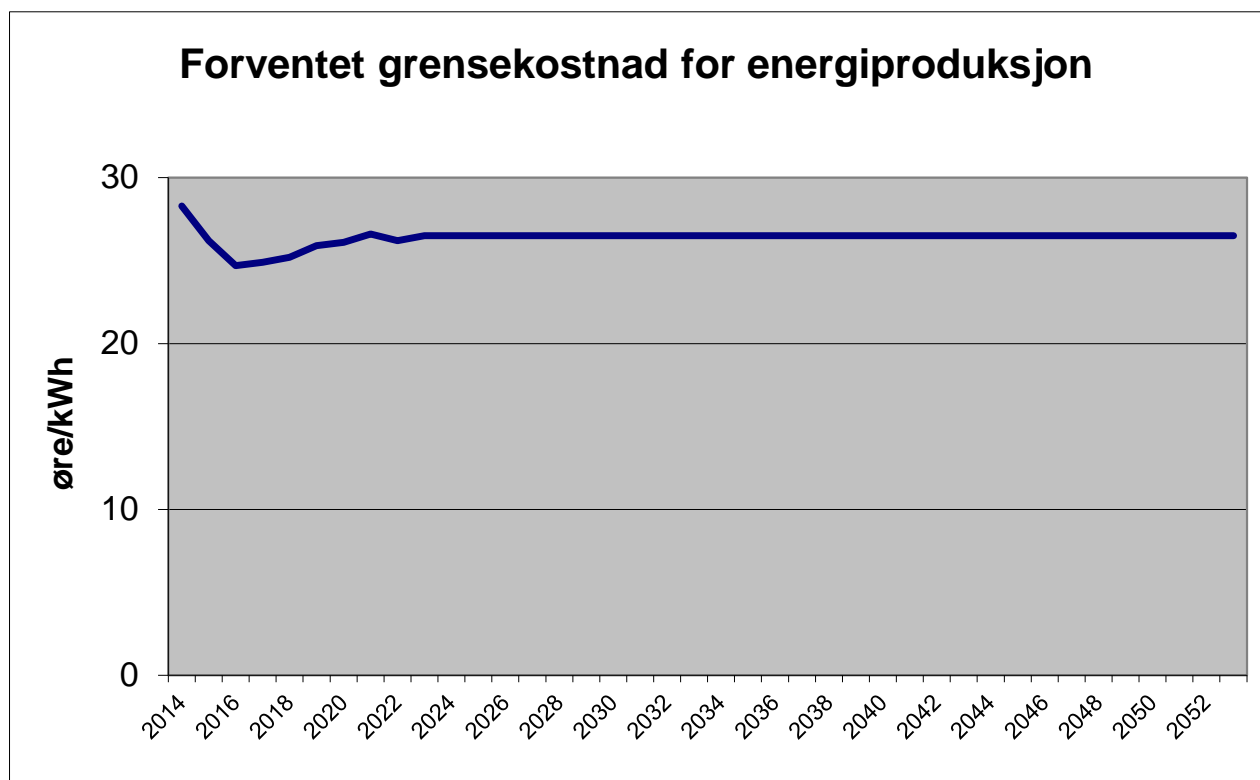
Ved denne oppdateringen benyttes en prisbane for maks. effekt fram mot 2035 som tilsvarer faste årskostnader for gassturbinverk gitt i [6] dvs. en kostnad på 340 kr/kW i 2035 (kronenivå januar 2014). Dette er på samme nivå som det som ble brukt ved oppdateringen i 2009 (330 kr/kW).

### V1.3 Resultater

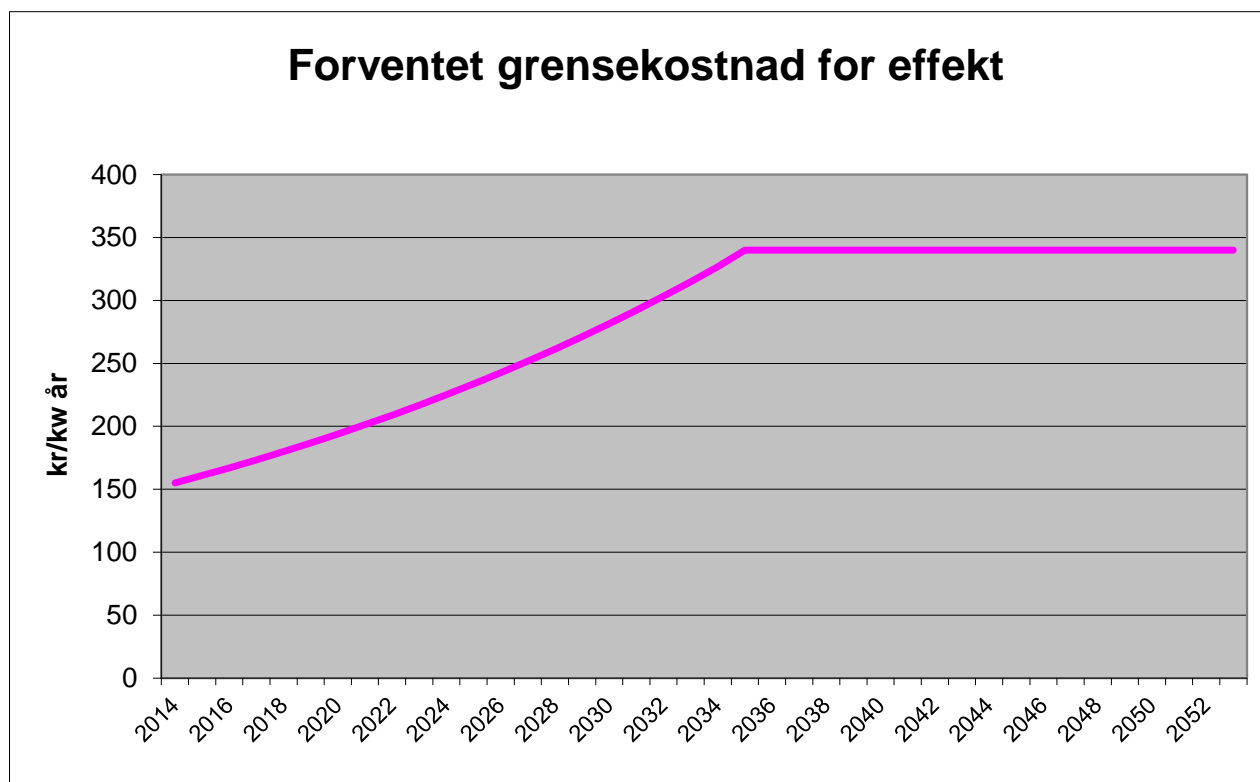
Vurderingene som er gjort mht. grensekostnader både for energi og effekt gir samlet resultatene som vist i Tabell V1.3 og grafisk framstilt i Figur V1.1 og V1.2.

Tabell V1.3 Resulterende vektet grensekostnad for kraftproduksjon.

År	Energikostnad [øre/kWh]	Effektkostnad [kr/kW år]
2014	28,3	155
2015	26,2	161
2016	24,7	167
2017	24,9	173
2018	25,2	180
2019	25,9	187
2020	26,1	194
2021	26,6	201
2022	26,2	209
2023	26,5	217
2024	26,5	225
2025	26,5	234
2026	26,5	242
2027	26,5	252
2028	26,5	261
2029	26,5	271
2030	26,5	282
2031	26,5	292
2032	26,5	303
2033	26,5	315
2034	26,5	327
2035	26,5	340
2036	26,5	340
2037	26,5	340
2038	26,5	340
2039	26,5	340
2040	26,5	340
2041	26,5	340
2042	26,5	340
2043	26,5	340
2044	26,5	340
2045	26,5	340
2046	26,5	340
2047	26,5	340
2048	26,5	340
2049	26,5	340
2050	26,5	340
2051	26,5	340
2052	26,5	340
2053	26,5	340



**Figur V1.1 Grensekostnad for ny energiproduksjon.**



**Figur V1.2 Grensekostnad for effekt.**

## Vedlegg 2 – Grensekostnader for kraftnettet

Beregning av spesifikke tapskostnader grunnet overføring og distribusjon av tap baseres på forventete marginalkostnader for utbygging av kraftnettet. Metoden for å beregne spesifikke utbyggingskostnad for kraftnettet er utførlig forklart i [3]. Nedenfor er endringer i forhold til tidligere beregningsmetodikk og kostnadstall forklart.

Hvis de spesifikke tapskostnadene i denne rapporten (basert på forenklede gjennomsnittsbetraktninger) ikke passer den aktuelle analysen (f.eks. at det er nødvendig å ta hensyn til distribuert produksjon i nettet), bør standardverdiene og eventuelt standardforutsetningene tilpasses.

I forbindelse med oppdateringen av tapskostnadene i 2006 ble marginalkostnader for sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett beregnet på nytt ut fra bl.a. tilgjengelig statistikk om investeringer (tilgang og avgang) sett i forhold til belastningsøkningen i nettet.

Ved oppdateringen i 2010 justerte man marginalkostnadene som ble beregnet i 2006 vha. kostnadsindekser som redegjort for i [1] som ga en økning i kostnadene 2006-2010 på 12,8 %.

Ved denne oppdateringen er det gjort følgende vurderinger:

- Sammenligning av kostnadskatalogene for distribusjonsnett i *Planleggingsbok for kraftnett* [9] for 2010 og 2012 viser at kostnadene omtrent er uforandret nominelt sett som innebærer en realprisnedgang.
- NVEs prisindekser for vannkraftprosjekter (<http://www.nve.no/Global/Energi/fornybar%20energi/Kostnadsindekser/Indeksregulering%202013.pdf?epslanguage=no>) viser en økning i kostnadene for elektrodelen av vannkraftverk med 9,2 % fra 2010 til 2013.
- I perioden 2012-2021 er det planlagt store investeringer i kraftnettet<sup>5</sup>:
  - Sentralnettet 50-70 milliarder kr.
  - Regionalnett 16-18 milliarder kr.
  - Distribusjonsnett inkl. AMS 25-50 milliarder kr.

Dette forventes å gi et press i entreprenør- og leverandørmarkedet som tilsier en realprisøkning på nettkostnader.

Ut fra dette velges det å øke kostnadene ut fra forrige oppdatering med forventet KPI-økning 2011-2014 dvs. 3,8%.

---

<sup>5</sup> Kilde: Foredrag Per Sanderud, Energidagen KS Bedrift 9. april 2013  
<http://ks.event123.no/ksb2013/pop.cfm?FuseAction=Doc&pAction=View&pDocumentId=45889>

## Vedlegg 3 – Andre parametre

### V3.1 Effektsammenlagring

Beregningsgrunnlaget for sammenlagningsfaktorene for tapseffekt er gitt i [3]. Sammenlagningsfaktorene er ikke endret siden oppdateringen i 1994.

**Tabell V3.1 Sammenlagningsfaktor for tapseffekt.**

Betraktet nivå:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,97	0,93	0,66
	2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,97	0,93	0,66
		3	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,97	0,93	0,66
			4	1,00	1,00	1,00	1,00	0,97	0,93	0,66
				5	1,00	1,00	1,00	0,97	0,93	0,66
					6	1,00	1,00	0,97	0,93	0,66
						7	1,00	0,97	0,93	0,66
							8	1,00	0,96	0,68
								9	1,00	0,71
									10	1,00

foranliggende  
nivå:

### V3.2 Tap-på-tap virkning

Energitalp i forhold til overført energi er angitt i tabellen nedenfor. Det er ikke gjort endringer i forhold til oppdateringen i 1994 der disse verdiene ble korrigert siste gang.

**Tabell V3.2 Energitalp i forhold til overført energi i ulike nivå i kraftnettet.**

Nivå	Beskrivelse	Tap [%]
2	Transformering	0,2
3	Overføring	1,5
4	Transformering	0,3
5	Hovedfordeling	2,5
6	Transformering	0,7
7	Høyspenning fordeling	2,0
8	Transformering	1,3
9	Lavspenning fordeling	2,0
10	Lavspenning stikkledning	2,0



### V3.3 Brukstider for tap

Bruktider for tap er beholdt uendret i denne oppdateringen. Disse er basert på den grundige analysen som ble utført ifb. med oppdateringen i 1994 [3].

**Tabell V3.3 Brukstid for tap i kraftsystemet.**

Nivå	Beskrivelse	Brukstid for tap [timer/år]
2	Transformering	2400
3	Overføring	2400
4	Transformering	2400
5	Hovedfordeling	2400
6	Transformering	2400
7	Høyspenning fordeling	2400
8	Transformering	2400
9	Lavspenning fordeling	2300
10	Lavspenning stikkledning	1400

### V3.4 Rentenivå og økonomisk levetid

Tidligere var kalkulasjonsrenten satt til 7 % p.a., både for produksjonsanlegg og kraftnettet. Finansdepartementet utga en veiledning i samfunnsøkonomiske analyser i 2005 [8], der det gis anbefalinger om hvordan samfunnsøkonomiske analyser bør utformes. Grunnet varierende grad av risiko for ulike investeringer anbefaler nå NVE å bruke 5,5 % og 6,5 % p.a. kalkulasjonsrente for kraftproduksjon og 4,5 % p.a. for kraftnettet.

Ved denne oppdateringen brukes de samme økonomiske levetider for kraftsystemet som ved forrige oppdatering:

**Tabell V3.4 Økonomisk levetid for anlegg i kraftsystemet.**

Anleggstype	Økonomisk levetid [år]
Produksjonsanlegg	40
Sentral- og regionalnett ( $\geq 66$ kV)	30
Distribusjonsnett ( $\leq 22$ kV):	25



Teknologi for et bedre samfunn

[www.sintef.no](http://www.sintef.no)