



# Kontrollstasjonsrapport: NVEs gjennomgang av elsertifikatordningen

5  
2014



R  
A  
P  
P  
O  
R  
T



# **Kontrollstasjonsrapport**

## **NVEs gjennomgang av elsertifikatordningen**

## Rapport nr. 5/2014

### Kontrollstasjon under elsertifikatordningen

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

**Prosjektansvarlig:** Mari Hegg Gundersen

**Prosjektleder:** Anton Jayanand Eliston

**Redaktør:** Dag Spilde

**Forfattere:** Birgit Longva, Christine Birkeland, Kristin Kolseth, Anton Jayanand Eliston, Benedicte Langseth, Ingrid Magnussen, Audun Fidje, Dag Spilde, Håvard Hamnaberg, Erlend Bjerkestrand, Ingrid Endresen Haukeli, Astri Gillund, Mats Willumsen

**Bidragstere:** Jun Elin Wiik Toutain, Arne Sjøiland, Ellen Skaansar, Gudmund Bartnes

**Trykk:** NVEs hustrykkeri

**Opplag:** 220

**Forsidefoto:** Torodd Jensen

**ISBN:** 978-82-410-0952-5

**ISSN:** 1501-2832

**Emneord:** Elsertifikatordningen, elsertifikat, annullering, fornybar kraftproduksjon, beregningsrelevant elforbruk, kvotekurven, overgangsordningen, tilgangsanalyse

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

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

Februar 2014

# Forord

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) besvarer med denne rapporten oppdraget fra Olje- og energidepartementet datert 08.02.2013 om å utarbeide grunnlag for kontrollstasjon innenfor den norsk-svenske elsertifikatorordningen.

Elsertifikatorordningen er forankret i avtalen om et felles elsertifikatmarked mellom Norge og Sverige fra 2011 og i lover og forskrifter i begge land. Avtalen mellom Norge og Sverige angir at eventuelle endringer i elsertifikatorordningen skal gjøres i forbindelse med en kontrollstasjon der de to landene i felleskap påser at ordningen fungerer etter hensikten. Den første kontrollstasjonen i den norsk-svenske ordningen skal gjennomføres innen utgangen av 2015.

Norge og Sverige har gjennom innføringen av EUs fornybardirektiv forpliktet seg til å bidra til å øke andelen fornybar energi i Europa. Norge har fått et bindende mål om at andelen fornybar energi skal være 67,5 prosent av totalt energibruk i 2020. Det viktigste virkemidlet for å nå dette målet er den norsk-svenske elsertifikatorordningen, som er en støtteordning som skal stimulere til økt produksjon av kraft fra fornybare energikilder. Sammen med Sverige skal Norge øke produksjonen med 26,4 TWh innen utgangen av 2020.

Som forvaltningsmyndighet for elsertifikatorordningen i Norge er det NVEs oppgave å bidra til at elsertifikatmarkedet fungerer, og at det leverer etter hensikten. Et tett samarbeid med den svenske Energimyndigheten er en viktig forutsetning for å få dette til.

Energimyndigheten har mottatt et tilsvarende oppdrag som NVE fra Näringsdepartementet i Sverige. Arbeidet med grunnlaget for kontrollstasjon har derfor vært utført i samarbeid med Energimyndigheten. I tillegg har vi mottatt mange gode innspill fra aktørene i markedet. Rapporten fra Energimyndigheten legges fram samtidig med NVEs rapport. Rapportene inneholder konkrete anbefalinger og omfattende analyser av sentrale faktorer i elsertifikatmarkedet. Olje- og energidepartementet i Norge og det svenske Näringsdepartementet vil bruke rapportene som grunnlag i sitt videre arbeid med å tilpasse elsertifikatorordningen slik at målet om 26,4 TWh ny kraftproduksjon i 2020 nås.

Oslo, februar 2014



Per Sanderud  
Vassdrags- og energidirektør

# Sentrale begrep i rapporten

Begreper	Forklaring
Elsertifikatorordningen	Markedsbasert støtteordning for elektrisitet produsert fra fornybare kilder i henhold til lov- og forskrift om elsertifikater.
Elsertifikat	Bevis utstedt av staten for at det er produsert en MWh (megawatttime) fornybar elektrisitet i henhold til lov og forskrift om elsertifikater.
Elsertifikatberettiget	Kraftprodusenter som har rett til elsertifikater etter lov- og forskrift om elsertifikater.
Elsertifikatplikt	Kraftleverandører og andre elsertifikatpliktige pålegges å anskaffe elsertifikater og er pliktige til å annullere et gitt antall hvert år.
Annullering	Sletting av elsertifikater for å oppfylle årlig elsertifikatplikt.
Avgift for manglende annullering	En avgift som ilegges elsertifikatpliktige for hvert elsertifikat som mangler for å oppfylle elsertifikatplikten. Avgiften skal gi aktørene insentiv til å oppfylle elsertifikatplikten.
Beregningsrelevant elforbruk	Elforbruket som det er elsertifikatplikt for. Omfatter elektrisk forbruk som er pålagt elavgift.
Elsertifikatkvoten	Forholdstall som betegner hvor stor andel av beregningsrelevant elforbruk som skal annulleres hvert år.
Kvotekurven	Kurve som viser årlige elsertifikatkvoter over elsertifikatorordningens virketid, fra 2012 til 2035.
Fornybar kraftproduksjon	Kraft produsert fra fornybare energikilder som for eksempel vann, vind, sol, geotermisk eller bioenergi.
Overgangsordningen	Overgangsordningen omfatter anlegg som ble satt i drift før 1. januar 2012. For å kunne bli godkjent for ordningen må anleggene ha hatt byggestart etter 1.1.2004 (kraftverk < 1 MW) eller 7.9.2009 (kraftverk av alle størrelser).
Elsertifikatbeholdning	Elsertifikater som er utstedt, men ikke annullert, utgjør elsertifikatbeholdningen.
Nettbetinget investerbart kraftvolum	Prosjekter som har, eller kan ventes å få, endelig konsesjon og som det er kapasitet til i sentralnettet, slik at det er mulig å investere i og bygge ut prosjektet innen utgangen av 2020. Med ”investerbart” og ”realiserbart” menes det samme.
Teknisk justering	Nødvendige justeringer i elsertifikatkvotene for å oppfylle forpliktelsene i avtalen om elsertifikater mellom Norge og Sverige. Dette innebærer således ingen ambisjonshøyning.

# Sammendrag

Denne rapporten er NVEs svar på oppdrag fra Olje- og energidepartementet, datert 8. februar 2013, der vi ble bedt om å utarbeide et grunnlag for kontrollstasjon under den norsk-svenske elsertifikatorordningen. Formålet med denne utredningen er å vurdere sentrale sider av ordningen og foreslå eventuelle justeringer slik at det felles målet om 26,4 TWh ny fornybar kraft kan nås. Rapporten overleveres Olje- og energidepartementet for videre behandling.

Energimyndigheten i Sverige har utarbeidet et tilsvarende grunnlag for kontrollstasjon for Näringsdepartementet i Sverige. I tillegg har Energimyndigheten og NVE utarbeidet en felles oppsummering av utredningene i begge land.

## *Teknisk justering av kvotekurven – beregningsrelevant elforbruk*

NVE anbefaler at den norske kvotekurven for elsertifikater justeres ned på grunn av høyere enn ventet beregningsrelevant elforbruk i Norge samt forventning om lavere produksjon enn forutsatt i kraftverkene som er med i overgangsordningen. Kvotekurven gir den årlige norske etterspørselen etter elsertifikater, og skal utformes slik at norske aktører etterspør og dermed finansierer halvparten av målet om 26,4 TWh.

Når det gjelder beregningsrelevant elforbruk, anbefaler NVE at referanseåret 2012 benyttes. Langsiktig temperaturutvikling tyder på at 2012 er et bedre referanseår for estimering av beregningsrelevant elforbruk enn 2008, som ble brukt da dagens kvotekurve ble utarbeidet. Dette medfører en høyere referansebane for beregningsrelevant elforbruk, og et behov for en justering av elsertifikatkvotene. NVE legger til grunn at justering av kvotekurven trer i kraft 1. januar 2016. I Norge ligger vi an til å annullere for mange elsertifikater i perioden 2012 til 2015, og NVE anbefaler derfor å justere for dette i perioden 2016 til 2019. Den anbefalte justeringen i kvotekurven i Norge er relativt liten sammenlignet med justeringen som er foreslått av Energimyndigheten i Sverige. I Sverige ligger man an til å annullere for få elsertifikater, og her anbefaler Energimyndigheten en økning av elsertifikatkvotene.

## *Utformingen av kvotekurven*

NVE har vurdert fordeler og ulemper ved å fastsette elsertifikatkvotene som en prosentandel av beregningsrelevant elforbruk i forhold til å fastsette elsertifikatkvotene som et absolutt volum i TWh.

NVE anbefaler at elsertifikatkvotene fastsettes i TWh i elsertifikatloven med regler for hvordan disse kvotene regnes om til andeler i tråd med forpliktelsene i traktaten. Dette vil gi økt forutsigbarhet for aktørene.

For at antallet elsertifikater som skal annulleres av hver elsertifikatpliktig skal kunne beregnes, må elsertifikatkvotene i TWh gjøres om til prosentandeler. NVE anbefaler at andelen i prosent beregnes på forhånd, og at den ligger fast for en periode på fire år om gangen. Prosentandelen offentliggjøres før det første året i perioden. Dette vil forenkle ordningen for de elsertifikatpliktige. Avvik som oppstår, justeres i løpet av påfølgende fireårsperiode etter regler fastsatt i elsertifikatloven.

## *Perspektiver for tilgang av prosjekter under elsertifikatorordningen*

Etter NVEs vurdering er det god tilgang på investerbare prosjekter både i Norge og Sverige, og det ligger til rette for at målet om 26,4 TWh ny fornybar kraft kan nås. Mange faktorer kan påvirke hvorvidt Norge

og Sverige når målet. Viktige risikofaktorer er forsinkelser i nettutbygging, forsinkelser i kraftverksutbygging, begrensninger i det norske regionalnettet og utfordringene ved behov for koordinering av nett- og kraftverksutbygging. Mange kraftverksprosjekter i Norge er avhengig av netttiltak som forventes ferdigstilt i perioden 2016 til 2020, noe som kan utgjøre en risiko for om målet nås. Det er også viktig at tempoet i konsesjonsbehandlingen opprettholdes i årene fremover, slik som forutsatt i tilgangsanalysen.

#### *Avgift for manglende annullering av elsertifikater*

NVE anbefaler at dagens avgift for manglende annullering av elsertifikater beholdes. Den er i dag 150 prosent av volumveid registerpris for elsertifikater i Norge og Sverige. Sverige har hatt denne avgiftsstrukturen siden 2005. Et viktig kriterium for valg av avgiftsstruktur er at avgiften må være høyere enn prisen på elsertifikater for å gi aktørene insentiv til å oppfylle elsertifikatplikten. Dagens avgift har hvert år siden oppstarten vært høyere enn markedsprisen det aktuelle året. I tillegg har annulleringsprosenten vært rundt 99,9 prosent hvert år. Det er derfor lite som skulle tilsi at en alternativ utforming av avgift for manglende annullering vil øke motivasjonen for å oppfylle elsertifikatplikten. Til tross for at markedsprisen teoretisk kan bli høyere enn avgiften for manglende annullering ved dagens utforming, er avgiften etter NVEs vurdering den best egnede til å opprettholde den høye annulleringsprosenten.



## Innhold

<b>Sammendrag</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Innledning</b> .....	<b>9</b>
<b>2 Slik fungerer elsertifikatordningen</b> .....	<b>10</b>
<b>3 Bør kvotekurven for elsertifikater justeres?</b> .....	<b>11</b>
3.1 Deloppdrag 1.....	11
3.2 Dagens kvotekurve.....	11
3.3 Utvikling i beregningsrelevant elforbruk siden 2008.....	14
3.4 Beregningsrelevant elforbruk svinger med utetemperaturen.....	15
3.5 Estimering av beregningsrelevant elforbruk.....	16
3.5.1 Estimering av elforbruk i boliger og yrkesbygg.....	16
3.5.2 Estimering av elforbruk i andre forbruksgrupper.....	18
3.5.3 Samlet estimering av beregningsrelevant elforbruk.....	19
3.5.4 Usikkerhet i estimering av beregningsrelevant elforbruk.....	19
3.6 Overgangsordningen.....	20
3.7 Beholdningen av elsertifikater.....	20
3.8 Anbefalinger for endringer i kvotekurven.....	21
<b>4 Er det nok prosjekter til at målet kan nås?</b> .....	<b>24</b>
4.1 Deloppdrag 3.....	24
4.2 Metode og forutsetninger for tilgangsanalysen.....	24
4.2.1 Tilgang = "nettbetinget investerbart kraftvolum".....	25
4.2.2 <i>Datakilder</i> .....	25
4.2.3 Forutsetninger om kraftverksprosjekter.....	26
4.2.4 Forutsetninger om sentralnettskapasitet.....	28
4.3 Resultater fra tilgangsanalyse for Norge.....	29
4.4 Usikkerhet i tilgangsanalysen.....	31
4.5 Tilgangsanalyse for Sverige.....	32
4.6 Risikofaktorer.....	34
4.6.1 Nettilgang.....	34
4.6.2 Konesjonssystemet.....	37
4.6.3 Tidsvinduet.....	38
4.6.4 Informasjon til aktørene og prissignal.....	38
4.6.5 Kapital og finansiering.....	40
4.6.6 Tilgang på arbeidskraft.....	41
<b>5 Utforming av kvotekurven</b> .....	<b>42</b>
5.1 Deloppdrag 4.....	42
5.2 Bakgrunn.....	42
5.3 Lovfestede elsertifikatkvoter.....	43
5.4 Lovfestet elsertifikatplikt i TWh.....	43
5.4.1 Hvordan regne om elsertifikatplikten til elsertifikatkvoter?....	44
5.5 Lovfesting av elsertifikatplikt og regel for justering.....	47
5.6 Konklusjon og anbefaling.....	48
<b>6 Avgift for manglende annullering av elsertifikater</b> .....	<b>50</b>
6.1 Deloppdrag 5.....	50
6.2 Bakgrunn.....	50

6.3	Forutsetninger for analysen.....	51
6.4	Dagens utforming av avgift for manglende annullering.....	52
6.5	Svakheter og forbedringsmuligheter ved dagens avgift.....	54
6.5.1	Langsiktige kontrakter påvirker avgiftsgrunnlaget.....	54
6.5.2	Dagens utforming kan påvirke prisutvikling til elsertifikatene	55
6.6	Alternative avgiftsutforminger.....	55
6.6.1	Fast avgift for manglende annullering – Markedsvirkninger .	55
6.6.2	Dynamisk avgift for manglende annullering.....	56
6.6.3	Kombinasjon av dynamisk og fast avgift.....	57
6.7	Anbefaling.....	58
	<b>Referanseliste .....</b>	<b>59</b>
	<b>Vedlegg.....</b>	<b>61</b>

# 1 Innledning

Første januar 2012 startet det felles norsk-svenske elsertifikatmarkedet. Sammen med Sverige har Norge som mål å bygge ut ny elektrisitetsproduksjon basert på fornybare energikilder tilsvarende 26,4 TWh i 2020. Norge og Sverige er ansvarlig for å finansiere halvparten hver gjennom elsertifikatordningen, uavhengig av hvor produksjonen kommer.

I henhold til avtalen mellom Norge og Sverige skal det gjennomføres en kontrollstasjon innen utgangen av 2015. Kontrollstasjon omfatter blant annet felles utredninger og drøftelser mellom partene om behov for endringer eller justeringer i regelverket om elsertifikater. I Norge har Olje- og energidepartementet gitt NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat) i oppdrag å utrede grunnlag for kontrollstasjonen. Denne rapporten er NVEs svar på dette oppdraget. Oppdraget består av fem deloppdrag. Deloppdrag 2 består i å bistå departementet og er således ikke en del av denne rapporten.

Det første deloppdraget er en analyse av behov for en justering av de årlige elsertifikatkvotene for å oppfylle Norges forpliktelser i avtalen med Sverige. Dette oppdraget omfatter en vurdering av utvikling i beregningsrelevant elforbruk frem mot 2035. Beregningsrelevant elforbruk er det elforbruket det må kjøpes elsertifikater for. Deloppdrag 1 innebærer også en vurdering av fornybar elproduksjon som kommer med i overgangsordningen. Overgangsordningen omfatter produksjon fra kraftverk bygd før 2012 som har rett til å delta i elsertifikatmarkedet. Både endringer i elforbruket og mengden elektrisitet som blir produsert i kraftverkene i overgangsordningen, påvirker utforming av kvotekurven.

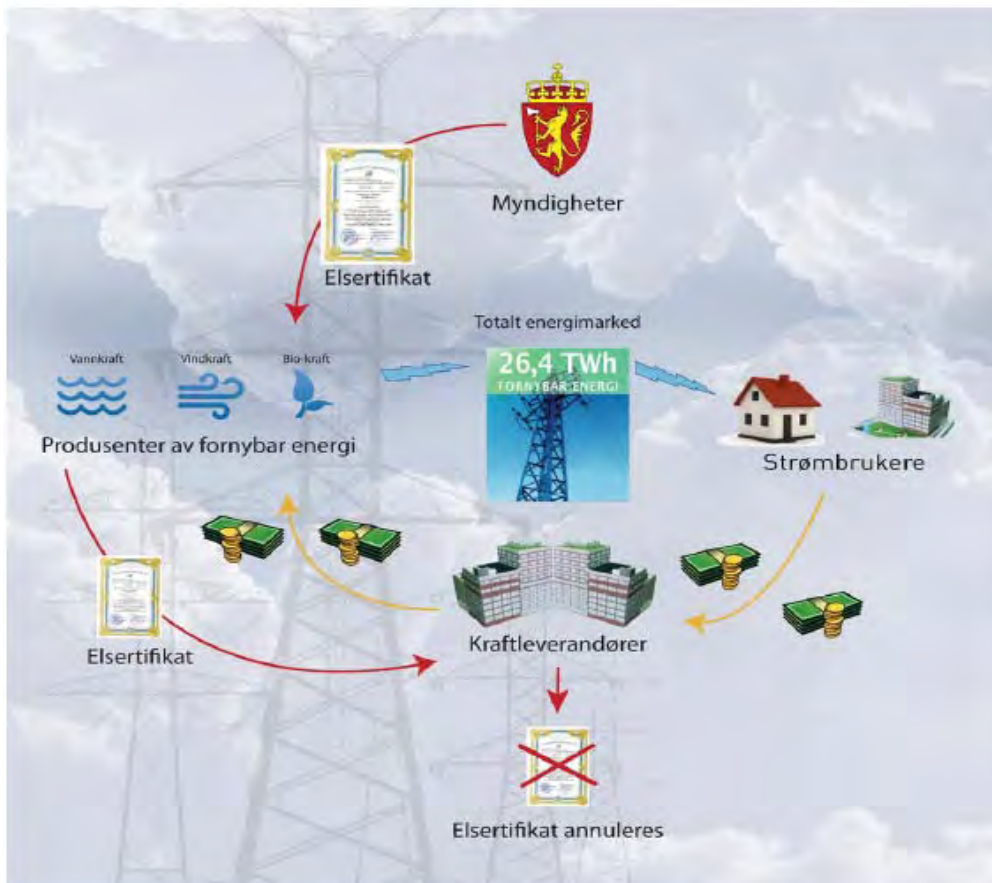
I det neste deloppdraget skal NVE vurdere om det er tilstrekkelig tilgang på prosjekter innen fornybar elproduksjon i Norge og Sverige til at målet om 26,4 TWh elektrisitet kan oppnås. En sentral del av dette deloppdraget er å diskutere risikofaktorer som kan gjøre at utbyggingstakten for fornybar elproduksjon utvikler seg ugunstig med tanke på måloppnåelsen.

I gjeldende lovverk er elsertifikatplikten fastsatt som en andel av det beregningsrelevante elforbruket fra 2012 til 2035. NVE skal i deloppdrag fire vurdere om elsertifikatplikten alternativt kan fastsettes i TWh. Fordeler og ulemper ved de to metodene skal drøftes.

Siste deloppdrag er en vurdering av gjeldende avgiftsstruktur opp mot alternative avgiftsstrukturer. Dersom de elsertifikatpliktige aktørene ikke oppfyller elsertifikatplikten sin, vil de bli ilagt en avgift. Etter gjeldende regler settes avgiften som en funksjon av gjennomsnittlig elsertifikatpris fra 1. april foregående år til 31. mars inneværende år. NVE skal vurdere om dagens praksis gir de elsertifikatpliktige aktørene sterke nok insentiver til å oppfylle sin elsertifikatplikt, eller om den bør endres for å oppfylle formålet.

De enkelte deloppdragene blir utredet og besvart i hvert sitt kapittel i denne rapporten. Det har i forbindelse med hvert deloppdrag vært gjennomført omfattende analyser og utredninger hos NVE, og i vedleggene til rapporten er det utfyllende informasjon til det som står i hoveddelen. Arbeidet med denne utredningen er utført i samarbeid med Energimyndigheten i Sverige.

## 2 Slik fungerer elsertifikatordningen



Figur 2-1 Beskrivelse av elsertifikatordningen. Kilde NVE.

Elsertifikatordningen er et markedsbasert støttesystem. Systemet fungerer slik at produsenter av fornybar elektrisitet tildeles et elsertifikat per MWh elektrisitet de produserer i 15 år. Alle kraftleverandører og visse sluttbrukere har en lovpålagt plikt til å kjøpe elsertifikater for en bestemt andel av sitt salg eller forbruk av elektrisitet. Prisen på elsertifikatene bestemmes av tilbud og etterspørsel. Produsenter av elektrisitet i elsertifikatordningen vil få en inntekt fra salg av elsertifikater i tillegg til inntekten fra salg av elektrisitet. Inntekten fra elsertifikatene skal bidra til å gjøre det lønnsomt å bygge nye anlegg for fornybar elproduksjon. Sluttbrukerne er med på å bidra til utbyggingen over strømmregningen. I Figur 2-1er elsertifikatordningen illustrert.

NVE forvalter elsertifikatordningen i Norge, og Statnett har ansvaret for elsertifikatregisteret. Siden det er et felles norsk-svensk marked samarbeider norske og svenske energimyndigheter om å ha et velfungerende elsertifikatmarked.

# 3 Bør kvotekurven for elsertifikater justeres?

På grunn av høyere enn estimert beregningsrelevant elforbruk i 2012 anbefaler NVE å justere kvotekurven for elsertifikater. Samtidig tyder studier av langsiktig utvikling utetemperatur på at 2012 er et bedre referanseår for estimer av beregningsrelevant elforbruk enn 2008. Dette medfører en høyere referansebane for beregningsrelevant elforbruk og en lavere årlig elsertifikatkvote enn i Lov om elsertifikater fra 2011. I tillegg er det forventet en lavere produksjon enn forutsatt i kraftverkene som er med i overgangsordningen. NVE legger til grunn at justering av kvotekurven trer i kraft 1. januar 2016. NVE anbefaler at justeringene for perioden 2012-2015 gjøres over 4 år for å unngå at avvik fra tidligere år dras med frem mot 2035.

## 3.1 Deloppdrag 1

De årlige elsertifikatkvotene er fastsatt i elsertifikatloven § 17. Elsertifikatkvoten er et forholdstall som legges til grunn for å beregne hvor mange elsertifikater som må annulleres hvert år. Kvotene definerer dermed etterspørselen etter elsertifikater. Ved fastsettelse av kvotene var det nødvendig å anslå utviklingen i det beregningsrelevante elforbruket.

NVE har fått i oppdrag å analysere og foreslå eventuelle justeringer av de årlige elsertifikatkvotene som må annulleres for å oppfylle mål og forpliktelser i traktaten. En slik analyse innebærer blant annet vurdering av beregningsrelevant elforbruk frem til 2035 og produksjonen i anlegg under overgangsordningen.

NVE har også fått i oppdrag å vurdere fordeler og ulemper ved å lovfeste elsertifikatkvotene som i dag framfor å lovfeste den samlede elsertifikatplikten som et *absolutt volum* i TWh. Dersom den samlede elsertifikatplikten lovfestes, vil det få betydning for hvordan elsertifikatkvotene justeres. Deloppdrag 1 bør derfor ses i sammenheng med deloppdraget om utforming av kvotekurven (se kap. 5).

## 3.2 Dagens kvotekurve

Dagens kvotekurve ble utformet i grunnlagsnotat<sup>1</sup> til Olje- og energidepartementet fra 2010. Dette notatet var underlag ved utarbeidelse av Lov om Elsertifikater i 2011. Elsertifikatperioden varer fra 2012 til 2035. For hele perioden skal det tilstrebes å annullere elsertifikater tilsvarende 198 TWh. Figur 3-1 viser fastsatt fordeling av elsertifikatkvoter over perioden for å nå målet.

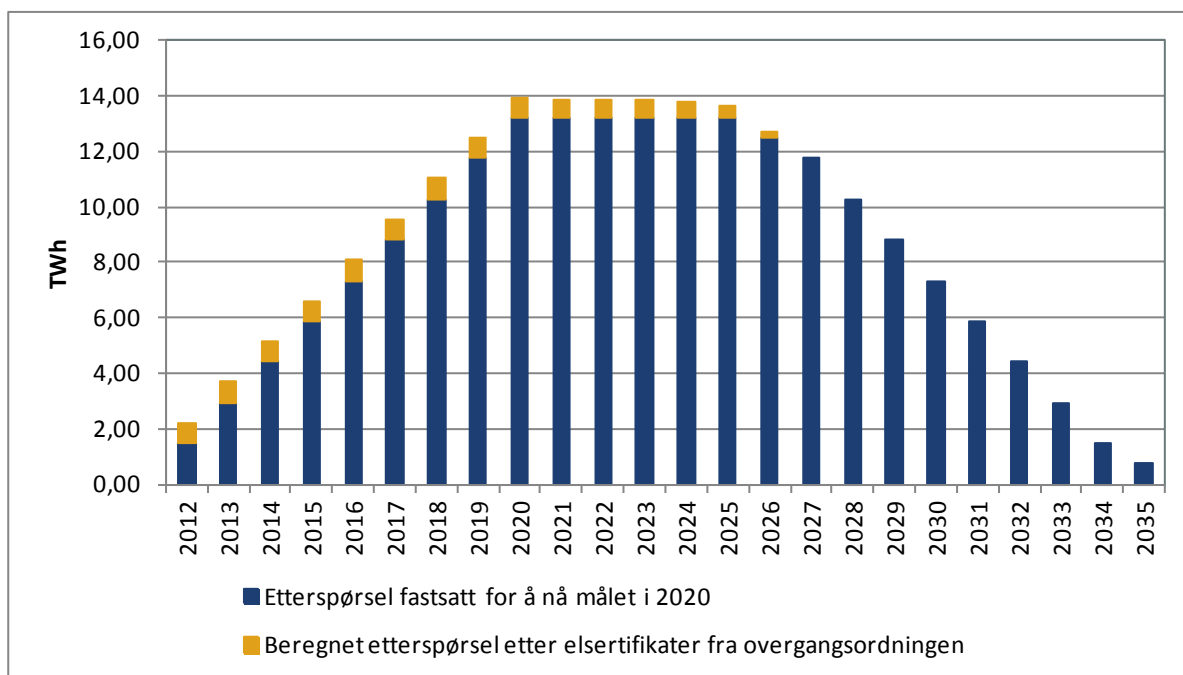
I 2012, som var det første året, skulle det annulleres elsertifikater tilsvarende 1,47 TWh og deretter en lineær opptrapping på 1,47 TWh hvert år, til det når 13,2 TWh i 2020. Dette illustreres ved de blå søylene i Figur 3-1. Hvert kraftverk får elsertifikater i 15 år fra datoen de er godkjent i elsertifikatorrdningen. Kraftverkene som fikk elsertifikater i 2012, vil på denne måten fases ut fra ordningen i 2027. De påfølgende årene vil stadig flere kraftverk fases ut av ordningen. De siste kraftverkene som blir satt i drift i 2020, er de siste som blir faset ut av ordningen i 2035.

---

<sup>1</sup> Lenke til grunnlagsnotat:

[http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Grunnlagsnotat om de norske elsertifikatkvotene.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Grunnlagsnotat%20om%20de%20norske%20elsertifikatkvotene.pdf)

I tillegg tildeles elsertifikater til kraftverk som defineres under overgangsordningen. Overgangsordningen omfatter kraftverk som ble satt i drift før januar 2012. For å kunne bli godkjent for ordningen må anleggene ha hatt byggestart etter 01.01.2004 (kraftverk mindre enn 1 MW) eller etter 07.09.2009 (kraftverk av alle størrelser). Produksjon fra overgangsordningen vises som gule søyler øverst i Figur 3-1. Kraftverk fra overgangsordningen blir gradvis faset ut fra 2020. NVE estimerte i 2010 at kraftverkene i overgangsordningen ville produsere 0,75 TWh årlig fra 2012.



**Figur 3-1 Antall elsertifikater lagt til grunn for beregning av de årlige elsertifikatkvotene. Kilde NVE.**

Antall elsertifikater som skal finansieres av Norge, vist i Figur 3-1, danner grunnlaget for kvotekurven i prosent. Det er denne kvotekurven som bestemmer etterspørselen etter elsertifikater.

Kvotekurven angir etterspørselen etter elsertifikater ved at den bestemmer hvor mange elsertifikater de elsertifikatpliktige må anskaffe og annullere hvert år. Etterspørselen må samsvare med Norges forpliktelse til å annullere elsertifikater tilsvarende 13,2 TWh i 2020 og 198 TWh innen utgangen av 2035. I tillegg kommer produksjon i overgangsordningen.

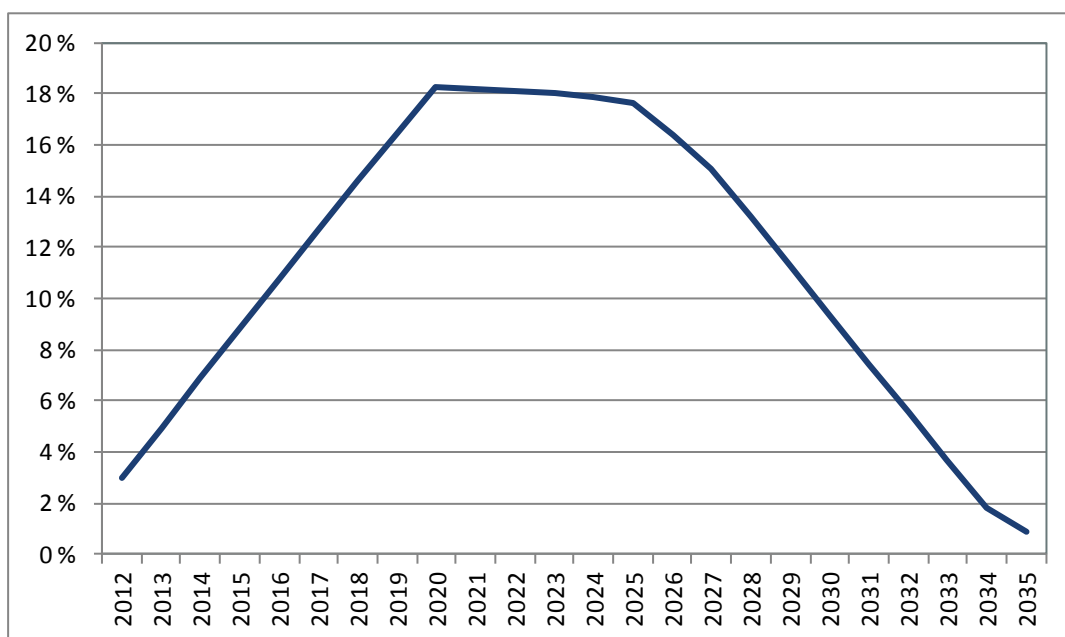
Kvotekurven er beregnet som en prosentandel av det årlige beregningsrelevante elforbruket. Beregningsrelevant elforbruk omfatter elforbruk som er pålagt forbruksavgift. De største forbruksgruppene er husholdninger, tjenesteytende næringer, ikke-kraftintensiv industri og petroleumsanlegg på land. Beregningsrelevant elforbruk var på 73 TWh i 2008 og ble i grunnlagsnotatet for elsertifikatordningen estimert til å være 74,3 TWh i 2012. Elsertifikatkvoten beregnes ved å dele elsertifikatplikten i TWh et gitt år på forventet beregningsrelevant elforbruk i TWh det samme året. Formelen for dette er vist under.

$$\text{Elsertifikatkvote i prosent} = \frac{\text{Samlet elsertifikatplikt i TWh}}{\text{Beregningsrelevant elforbruk i TWh (estimert)}} * 100$$

Med en elsertifikatplikt på 1,47 TWh i tillegg til 0,75 TWh kraft fra overgangsordningen og et estimert beregningsrelevant elforbruk på 74,3 TWh, gir dette en elsertifikatkvote på 3 prosent for 2012. Se utregning under. Dette betyr at kraftleverandørene må annullere elsertifikater tilsvarende 3 prosent av det beregningsrelevante elforbruket for 2012.

$$\text{Kvote i prosent i 2012} = \frac{(1,47 \text{ TWh} + 0,75 \text{ TWh})}{74,3 \text{ TWh}} * 100 = 3 \%$$

På samme måte beregnes elsertifikatkvotene hvert år fra 2012 til 2035. Det gir en kvotekurve som andel av beregningsrelevant elforbruk for hele perioden. Eksisterende kvotekurve basert på beregnet samlet elsertifikatplikt er vist i Figur 3-2.



**Figur 3-2 Årlige elsertifikatkvoter (kvotekurven) som legges til grunn for beregning av elsertifikatplikten fra 2012 til 2035.**

Ved fastsettelsen av de nasjonale kvotene i lovarbeidet ble 2008 satt som basisår, og det ble forutsatt en lineær utvikling i det beregningsrelevante elforbruket med en årlig vekst på 0,3 prosent per år. 2008 ble valgt som basisår fordi dette var det siste året med fullstendig statistikk da de nasjonale kvotene ble fastsatt og fordi elforbruket i 2008 lå nært gjennomsnittet for årene fra 2000–2008. Store avvik fra estimert beregningsrelevant elforbruk vil gi endringer i etterspørselen etter elsertifikater og således påvirke markedet. På bakgrunn av dette blir det foretatt en ny gjennomgang av beregningsrelevant elforbruk i denne kontrollstasjonen.

### 3.3 Utvikling i beregningsrelevant elforbruk siden 2008

Det beregningsrelevante elforbruket har økt med 6,4 TWh fra 2008 til 2012. Landanleggene i petroleumsnæringen økte elforbruket fra 2,8 TWh i 2008 til 5,5 TWh i 2012. Denne økningen skyldes oppstart av nye fabrikker/anlegg i 2008 og 2009. Husholdninger og tjenesteytende næringer hadde på sin side over 4 TWh høyere elforbruk i 2012 enn i 2008. Dette skyldes blant annet at 2008 var et spesielt mildt år, mens det i 2012 var en utetemperatur nær gjennomsnittet for de siste 30 årene. Det har også vært en oppgang i elforbruket innen bergverk på grunn av ny virksomhet.

I motsatt retning har gruppen ikke-kraftintensiv industri redusert elforbruket med 0,7 TWh fra 2008 til 2012. Redusert elforbruk i industrien kan skyldes lavere produksjon på grunn av økonomiske konjunkturer. Elektrisitet til produksjon av fjernvarme varierer noe fra år til år, men ligger i området 700 til 800 GWh per år. Forbruket innen privat tjenesteyting i Nord-Troms og Finnmark er estimert fordi det mangler statistikk over dette forbruket.

Tabell 3-1 gir oversikt over utvikling i beregningsrelevant elforbruk fra 2008 til 2012.

**Tabell 3-1: Beregningsrelevant elforbruk 2008–2012. Kilde SSB.**

	2008	2009	2010	2011	2012
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
<b>Beregningsrelevant elforbruk</b>	<b>73,0</b>	<b>77,0</b>	<b>83,0</b>	<b>76,7</b>	<b>79,4</b>
<b>Elforbruk i boliger og yrkesbygg</b>	<b>59,7</b>	<b>62,9</b>	<b>67,9</b>	<b>62,2</b>	<b>63,6</b>
Husholdninger <sup>1</sup>					36,5
Tjenesteytende næringer, bygg og anlegg m.m.					27,1
<b>Elforbruk i andre forbruksgrupper</b>	<b>13,3</b>	<b>14,1</b>	<b>15,1</b>	<b>14,5</b>	<b>15,8</b>
Bergverk	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5
Ikke-kraftintensiv industri	8,6	7,8	7,9	7,6	7,9
Petroleumsanlegg på land	2,8	4,3	4,9	4,8	5,5
Elektrisitet til produksjon av fjernvarme	0,7	0,8	0,8	0,7	0,8
Privat tjenesteyting i Finnmark og Nord-Troms	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
Andre forbruksgrupper (bl.a. elbiler)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6

<sup>1</sup> Husholdninger og offentlig forvaltning i Nord-Troms og Finnmark er fritatt for elavgift og holdes derfor utenfor beregningsrelevant elforbruk.



### 3.4 Beregningsrelevant elforbruk svinger med utetemperaturen

Beregningsrelevant elforbruk varierer med utetemperaturen<sup>2</sup>. 80 prosent av det beregningsrelevante elforbruket skjer i husholdninger og tjenesteytende næringer, hvor en stor andel av forbruket går til romoppvarming som påvirkes av utetemperatur. Årene fra 2000 til 2009 var, med unntak av 2001, år med utetemperaturer godt over gjennomsnittet for perioden 1980 til 2010. Dette medførte lavt elforbruk til oppvarming av rom. 2010 var derimot et svært kaldt år, og dette førte til at elforbruket dette året økte kraftig fra årene før. Året 2011 var til sammenligning et uvanlig mildt år, og beregninger viser at elforbruket i bygninger dette året gikk ned rundt 6 TWh sammenlignet med 2010. Dette viser at det temperaturavhengige elforbruket kan variere opp mot 6 TWh fra et kaldt til et varmt år.

Tabell 3-2 viser hvordan beregningsrelevant elforbruk har endret seg i takt med utetemperaturen fra år 2000 til 2012. I den siste kolonnen er det oversikt over gjennomsnittstemperaturen for Norge i perioden fra 1980 til 2010. Tabellen viser at 2008 var et mildt år sammenlignet med gjennomsnittet for denne perioden. Dette taler for at elforbruket i 2008 ikke er et representativt år for beregningsrelevant elforbruk. Tabellen viser derimot at det i 2012 var en utetemperatur tett opp til middeltemperaturen fra 1980 til 2010, og dette året kan derfor være et bedre referanseår for fremskrivninger av beregningsrelevant elforbruk.

**Tabell 3-2: Utetemperatur og beregningsrelevant elforbruk i Norge. 2000–2012. Kilde SSB og klima.**

År	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Snitt 1980-2010
Utetemperatur	2,6	1,3	2,0	2,2	2,3	2,4	2,8	2,2	2,3	2,0	0,0	2,9	1,4	1,5
Beregningsrelevant elforbruk <sup>1</sup>	69,0	72,1	70,6	65,6	67,7	69,7	69,3	72,5	73,0	77,0	83,0	76,7	79,4	

<sup>1</sup> Noe av oppgangen i beregningsrelevant elforbruk fra 2008 til 2009 skyldes økt elektrisitet til petroleumsanlegg på land.

For å få et riktig bilde av utviklingen av elforbruket er det mulig å korrigere for endringer i elforbruk som følge av utetemperatur. Vanligvis benyttes en metode som heter graddagskorrigering til dette. Det vil si at elforbruket i fyringssesongen justeres mot et år med normaltemperatur, som er gjennomsnittlig utetemperatur for en lengre periode. En graddag er et uttrykk for forskjellen mellom døgnmiddeltemperatur på 17 °C og den faktiske utvendige døgnmiddeltemperatur når temperaturen er lavere enn 17 °C. Alle døgn gjennom et år summeres til årets totale graddager. Et år med mange kalde dager vil ha flere graddager enn et år med mange varme dager. Det er det temperaturavhengige elforbruket i boliger og yrkesbygg som korrigeres for utetemperatur. Dette omfatter elforbruk til romoppvarming i husholdninger og tjenesteytende næringer.

NVE har graddagskorrigert det temperaturavhengige elforbruket i beregningsrelevant elforbruk og sammenlignet det med reelt forbruk fra 2008 til 2012. Tabell 3-3 viser resultatene fra beregningene. Spesielt i kalde og milde år blir det betydelige forskjeller mellom temperaturkorrigert elforbruk og reelt

<sup>2</sup> Utetemperatur = Middeltemperatur i Norge.

forbruk. Tabellen viser at dette var tilfellet i årene 2008, 2010 og 2011. I 2012 var derimot temperaturkorrigert elforbruk og reelt elforbruk nesten identiske, og dette er enda et argument for å bruke året 2012 som basisår for estimering av beregningsrelevant elforbruk fremover. I tillegg er faktisk elforbruk i 2012 nær gjennomsnittlig temperaturkorrigert elforbruk fra 2010 til 2012.

**Tabell 3-3 Temperaturkorrigering av det beregningsrelevante elforbruket 2008–2012. Kilde NVE.**

		2008	2009	2010	2011	2012
Beregningsrelevant elforbruk (ikke temp.korrigert)	TWh	73,0	77,0	83,0	76,7	79,4
Beregningsrelevant elforbruk, temperaturkorrigert	TWh	75,4	78,0	79,2	79,8	79,5
Observert energigraddagstall		3604	3785	4506	3522	3911
Snitt energigraddagstall 1976–2012		3928	3928	3928	3928	3928

I vedlegg V 1.1 er det utfyllende beskrivelse av temperaturkorrigering av elforbruk.

## 3.5 Estimering av beregningsrelevant elforbruk

Estimering av beregningsrelevant elforbruk frem mot 2035 er delt i to; en metode for elforbruk i husholdninger og tjenesteytende næringer (dvs. boliger og yrkesbygg) og en annen metode for andre forbruksgrupper. Basert på analysene av sammenheng mellom elforbruk og utetemperatur velger NVE å bruke året 2012 som basisår for estimering av beregningsrelevant elforbruk i denne analysen.

### 3.5.1 Estimering av elforbruk i boliger og yrkesbygg

De fleste yrkesbygg ligger i forbruksgruppen tjenesteytende næringer, men det er også en del yrkesbygg i andre næringer, som bygg og anlegg. I denne rapporten omfatter yrkesbygg alle yrkesbygg i Norge, bortsett fra industribygg. Estimering av elforbruk i yrkesbygg og boliger utføres i to trinn; først estimeres energibehovet i bygningsmassen, så estimeres energibruken som må til for å dekke dette energibehovet, og hvor mye av dette som er elektrisitet.

Energibehov er det behovet for energi et bygg har for å kunne fungere som forutsatt<sup>3</sup>. Det er behov for energi til blant annet oppvarming av bygget, varmt tappevann, til belysning og til å drifte apparater. Energibehovet er en teoretisk størrelse. Energibruken er den energien som bygget faktisk bruker for å dekke behovet.

Energibehovet estimeres ved hjelp av en bottom-up modell som først anslår arealutvikling, og deretter tildeler arealene et energibehov avhengig av type bygg samt byggets alder og tilstand. Det estimerte energibehovet overføres til NVEs TIMES-modell. TIMES estimerer hvor mye av energibehovet som vil dekkes med forskjellige typer teknologi, basert på antakelser om energipriser, og at aktørene opptrer rasjonelt. Basert på dette, og teknologienes virkningsgrad, estimeres bruken av forskjellige energivarer fremover, deriblant elektrisitet.

<sup>3</sup> Estimert energibehov tar utgangspunkt i år med normaltemperatur. Det vil si gjennomsnittlig utetemperatur for en lengre periode. Jamfør kapittel om beregningsrelevant elforbruk og utetemperatur.



**Figur 3-3: Illustrasjon av hvordan elforbruket i boliger og yrkesbygg estimeres.**

Det er stor usikkerhet rundt fremtidige energipriser. I det Internasjonale energibyråets (IEA) World Energy Outlook beskrives tre scenarier for fremtidens energisystem:

- New Policy Scenario (NP)
- Current Policy Scenario (CP)
- 450 Scenario

IEA angir New Policy-scenariet som det sentrale scenariet i World Energy Outlook. I dette scenariet blir mange eksisterende virkemidler videreført og planer om nye virkemidler realisert i tiden frem mot 2035. I denne analysen er det lagt til grunn at dagens virkemidler og avgifter holdes uendret og derfor er New Policy-scenariet (NP) og Current Policy-scenariet (CP) de mest relevante scenarioene for denne analysen.

Som basisscenario for NVEs estimeringer i denne rapporten er det forutsatt at elforbruket utvikler seg likt som energibehovet. Det vil si at det ikke er en endring i teknologivalg i forhold til i dag. Videre er det analysert ett scenario med utvikling av energipriser (fossilt og elektrisitet) basert på New Policy-scenariet til IEA. I dette scenariet øker elprisene på grunn av høyere priser på både fossilt brensel og CO<sub>2</sub>. Til slutt er det inkludert ett scenario der de fossile energiprisene utvikler seg som i New Policy-scenariet, mens elektrisitetsprisene holdes på ett konstant nivå.

Tabell 3-1 viste at det beregningsrelevante elforbruket i boliger og yrkesbygg var på 63,6 TWh i 2012. Resultatene fra NVEs analyser viser en svak økning i elforbruket frem mot 2020 i alle scenarioene og en redusert vekst i basisscenariet for perioden 2020–2035. I de to alternative scenarioene er det en reduksjon i elforbruket i perioden 2020 til 2035 på grunn av konvertering til andre energibærere og økning i bruken av varmepumper. Tabell 3-4 viser estimerte vekstrater for elforbruk i boliger og yrkesbygg i de tre scenarioene.

Det er forventet en økning i blant annet bruken av varmepumper frem mot 2020, slik at det er rimelig å anta at veksten i elforbruket er noe lavere enn i basisscenariet. I perioden etter 2020 er det større forskjell på de tre scenarioene. Dette skyldes at oppvarmingsutstyret blir endret i de alternative scenarioene.

**Tabell 3-4 Estimerte årlige vekstrater for elforbruk i boliger og yrkesbygg.**

Scenario	Årlig vekst	Årlig vekst
	2012–2020	2020–2035
Basis	0,4 %/år	0,1 %/år
NewPolicies	0,2 %/år	-0,7 %/år
KonstElpris	0,3 %/år	-0,6 %/år
NVEs vurdering	0,3 %/år	0,1 %/år

Basert på analysene er NVEs vurdering at elforbruket i boliger og yrkesbygg øker med 0,3 prosent per år frem mot 2020 for så å avta til en årlig vekst på 0,1 prosent per år frem mot 2035. For den siste perioden er det valgt å benytte resultatene fra basisscenarioet fordi det her er inkludert en betydelig effektivisering som følge av forbedringer i bygningsmassen i fremskrivningen av energibehovet.

I vedlegg V 1.2 er estimering av elforbruk i boliger og yrkesbygg ytterligere beskrevet.

### 3.5.2 Estimering av elforbruk i andre forbruksgrupper

I gruppen andre forbruksgrupper i beregningsrelevant elforbruk er petroleumsvirksomhet på land og ikke-kraftintensiv industri næringene med høyest forbruk av elektrisitet. I arbeidet med kontrollstasjonen er det gjort en vurdering av elforbruket i andre forbruksgrupper frem mot 2020.

Tabell 3-1 viste et forbruk på 5,5 TWh elektrisitet i petroleumsanleggene på land i 2012. Basert på tilgjengelig informasjon er det lite som tyder på en ytterligere økning i elforbruket til landanleggene de nærmeste årene. Forbruksøkningen vil komme offshore. Det er derfor lagt til grunn et forbruk i landanleggene frem mot 2035 på samme nivå som i 2012, men med forbehold om at oljeselskapene kan endre sine planer.

Ikke-kraftintensiv industri brukte 7,9 TWh elektrisitet i 2012. Det som kjennetegner utvikling i elforbruket til denne gruppen av næringer, er nedgang eller utflating. Siden år 2000 er elforbruket redusert med 1,1 TWh. Dette kommer av energieffektivisering og strukturelle endringer mellom næringene i gruppen. Mange bedrifter har gjort mye for å effektivisere energibruken de siste årene, ofte med støtte fra Enova. Strukturelle endringer vil si at lite kraftintensive næringer, som verkstedindustrien, har vokst raskere enn mer kraftintensive næringer som næringsmiddelindustrien og trevarer de siste 10 årene.

I Energiutredningen fra 2012 (NOU 2012:9) er det antatt en fortsatt vekst i produksjonen til næringene innen ikke-kraftintensiv industri, men relativt flat utvikling i bruken av elektrisitet. Det forventes at trenden med en stadig mer energieffektiv produksjon vil fortsette. På bakgrunn av dette og historisk utvikling i elforbruket til ikke-kraftintensiv industri, har NVE lagt til grunn et fremtidig elforbruk lik 2012 for disse næringene.

Resten av elforbruket i andre forbruksgrupper omfatter alt fra elektrisitet til vannforsyning, avløps- og renovasjonsvirksomhet, tjenesteytende næringer i Nord-Troms og Finnmark, elektrisitet til produksjon av fjernvarme og elektrisitet til elbiler. Elforbruket til tjenesteytende næringer i Nord-Troms og Finnmark er estimert til å øke tilsvarende andre tjenesteytende næringer i Norge. Elektrisitet til fjernvarme har økt kraftig siden år 2000, og det kan fortsatt øke frem mot 2035. Siden NVE ikke kjenner planene til fjernvarmeselskapene er dette elforbruket likevel estimert til å være lik forbruket i 2012, 0,8 TWh, frem

til 2035. Antallet elbiler i Norge har steget kraftig de siste årene. I 2012 var det samlede elforbruket i elbiler på 113 GWh. I Handlingsplanen for Fornybardirektivet er det estimert at dette vil øke til over 500 GWh i 2020. Den samme utviklingen legges til grunn her. Etter 2020 er årlig elforbruk til elbiler holdt på samme nivå. Den kraftige veksten i antall elbiler de siste årene kan medføre et høyere elforbruk enn det som er estimert i denne rapporten. NVE har ikke kjennskap til endringer i elektrisitet til vannforsyning, avløps- og renovasjonsvirksomhet og velger derfor i denne sammenhengen å sette det lik elforbruket i 2012 fremover. Dette elforbruket utgjør en svært liten andel av beregningsrelevant elforbruk.

### 3.5.3 Samlet estimering av beregningsrelevant elforbruk

Samlet estimering av beregningsrelevant elforbruk er summert opp i Tabell 3-5. Elforbruk i boliger og yrkesbygg er estimert til å stige med 0,3 prosent per år frem til 2020, for så å avta til en stigningstakt på 0,1 prosent fra 2021 til 2035. For de andre forbruksgruppene er det estimert flat utvikling i elforbruket, lik 2012, for hele perioden. Unntaket er elbiler der det ventes en vekst i elbruken fra ca. 0,1 TWh i 2012 til rundt 0,5 TWh i 2020. Se også vedlegg V 1.3 og V 1.4.

**Tabell 3-5: Estimert beregningsrelevant elforbruk.**

År	2012	2015e	2020e	2025e	2030e	2035e
<b>Elforbruk i boliger og yrkesbygg [TWh]</b>	63,6	64,2	65,1	65,5	65,8	66,1
<b>Elforbruk i andre forbruksgrupper [TWh]</b>	15,8	15,9	16,2	16,2	16,2	16,2
<b>Sum beregningsrelevant elforbruk [TWh]</b>	<b>79,4</b>	<b>80,1</b>	<b>81,3</b>	<b>81,7</b>	<b>82,0</b>	<b>82,3</b>

### 3.5.4 Usikkerhet i estimering av beregningsrelevant elforbruk

Det er mange faktorer som kan føre til et annet elforbruk fremover enn det NVE har estimert i denne analysen. I dette kapitlet blir usikkerhet i noen viktige drivere for elforbruk kommentert.

Klima er allerede nevnt som en faktor som kan gi betydelige avvik fra estimert elforbruk i bygninger. Dersom utetemperaturen blir betydelig høyere eller lavere enn temperaturen som er lagt til grunn i denne estimeringen, vil dette kunne gi store utslag i elforbruk i boliger og yrkesbygg. Dette vil videre påvirke annullering av elsertifikater fra år til år og gi behov for nye justeringer av kvotekurven. I denne kontrollstasjonen er 2012 valgt som basisår for estimering av beregningsrelevant elforbruk fremover, fordi utetemperaturen dette året var tett opp til gjennomsnittstemperaturen fra 1980 til 2010 og således kan antas å være et normalår med tanke på klima.

Andre viktige drivere for elforbruk i boliger og yrkesbygg er befolkningsvekst og bygningsstandarder. Hvor raskt befolkningen vokser fremover har betydning for hvor mange boliger og yrkesbygg som vil bli bygd, og videre for hvor mye elektrisitet som vil bli brukt i husholdningene og tjenesteytende næringer. I dette estimatet er det lagt til grunn Statistisk sentralbyrås mellomalternativ for befolkningsvekst. Siden befolkningsveksten er liten sett i forhold til eksisterende befolkning, betyr avvik fra antatt befolkningsvekst ikke mye for samlet utvikling i husholdningenes elforbruk.

Nye og forbedrede bygningsstandarder vil gi lavere energibehov i nye og rehabiliterte bygg. Siden det er en lav prosentandel bygg som totalrehabiliteres hvert år og riverrate og nybyggingsrate er lav, tar det tid før forbedrede bygningsstandarder gir stor effekt på det samlede elforbruket i boliger og yrkesbygg i Norge. Hvilke bygningsstandarder som blir valgt, kan likevel ha en del å si for elforbruket frem mot 2035. I tillegg har valg av oppvarmingsløsning betydning for hvor mye elektrisitet som blir brukt i nye bygg. TIMES estimerer hvor mye av energibehovet i bygninger som vil dekkes med forskjellige typer

teknologi, basert på antakelser om energipriser og at aktørene opptrer rasjonelt. Andre energipriser enn antatt, støtteordninger til utvalgte teknologier og avgifter på enkelte energivarer er alle forhold som kan gi avvik fra estimert elforbruk.

For ikke-kraftintensiv industri kan kraftig vekst eller nedgang i økonomien gi store utslag i produksjon og energibruk. Det er ikke gjort noen dyptgående analyse av fremtidsutsiktene for ulike industrinæringene i dette arbeidet, slik at store endringer fra historisk utvikling kan gi betydelig avvik fra estimert elforbruk i ikke-kraftintensiv industri i denne rapporten. Petroleumsanleggene på land består av få, men store anlegg. Nedleggelse av hele eller deler av slike anlegg eller oppstart av nye anlegg kan gi store endringer i elforbruket, tilsvarende det som skjedde når landanleggene tilknyttet Ormen Lange og Snøhvit ble startet.

Det vil alltid være usikkerhet knyttet til estimering av fremtidig elforbruk. Avvik fra estimert elforbruk kan eventuelt justeres i senere kontrollstasjoner.

### **3.6 Overgangsordningen**

I tillegg til beregningsrelevant elforbruk har fornybar elproduksjon fra kraftverk bygd før 2012 betydning for kvotekurven for elsertifikater. Dette omfatter produksjon fra kraftverk som er godkjent for deltagelse i elsertifikatordningen. Ved fastsettelsen av kvotekurven i loven ble produksjonen i overgangsordningen estimert til 750 GWh/år, med en gradvis utfasing frem mot 2026. Dette estimatet inkluderte ikke vind- og biokraft. Anlegg som ikke betalte tilbake statlig investeringsstøtte fra Enova innen 30. april 2012, kan ikke bli godkjent for ordningen. Alle vindkraftverkene med støtte fra Enova valgte å beholde denne fremfor å søke om elsertifikater.

Innfasingen av kraftverkene i overgangsordningen har skjedd senere enn antatt siden det tok tid før godkjennelsesprosessen kom i gang i 2012. Kvotekurven må derfor justeres i forhold til at innfasingen skjedde senere enn forutsatt, og for at den faktiske utstedelsen i 2012 og 2013 er lavere enn forutsatt i kvotekurven. Nytt estimat for produksjonen i overgangsordningen er på 640 GWh/år, som gradvis fases ut frem mot 2028. I 2012 ble det utstedt elsertifikater tilsvarende 0,16 TWh til anlegg i overgangsordningen. Dette gir en differanse mellom overgangsordningen forutsatt i kvotekurven og faktisk utstedte elsertifikater til overgangsordningen på 0,59 TWh for 2012. Tilsvarende differanse for 2013 er på 0,27 TWh.

### **3.7 Beholdningen av elsertifikater**

Ved utarbeidelse av grunnlaget til kontrollstasjonen har NVE og Energimyndigheten vurdert dagens beholdning av elsertifikater for å sikre at det legges til rette for at målet om 26,4 TWh ny produksjon fra fornybare energikilder kan nås innen 2020. Etter annulleringen for kalenderåret 2012 var beholdningen på 11,8 millioner elsertifikater, noe som tilsvarer 63 prosent av det som ble annullert i 2012. Ved oppstarten av det felles elsertifikatmarkedet var beholdningen på 8,8 millioner elsertifikater, noe som tilsvarer 53 prosent av det som ble annullert i 2011.

Beholdningen av elsertifikater har økt betydelig de siste årene. Dette skyldes både høyere produksjonskapasitet enn forventet fra kraftverk satt i drift i Sverige før oppstarten av det felles norsk-svenske elsertifikatmarkedet, og et lavere beregningsrelevant elforbruk enn forventet i Sverige. Den betydelige beholdningen av elsertifikater har isolert sett medvirket til lavere elsertifikatpriser i 2012 og 2013.

Elsertifikatmarkedet har behov for en beholdning av elsertifikater. Denne må være tilstrekkelig for å motvirke kortsiktige svingninger i produksjon og elforbruk fra år til år, men ikke så stor at den påvirker måloppnåelsen i 2020. NVE og Energimyndigheten har i arbeidet med å fastsette elsertifikatkvotene tatt hensyn til dette.

### 3.8 Anbefalinger for endringer i kvotekurven

På grunn av betydelig høyere beregningsrelevant elforbruk enn estimert i 2012 anbefaler NVE å justere ned andelene i kvotekurven i henhold til forpliktelser og mål i avtalen om elsertifikater. Elforbruket i yrkesbygg og husholdninger og i landanlegg i petroleumssektoren var høyere enn estimert i 2012. Samtidig tyder studier av langsiktig utvikling i utetemperatur på at 2012 er et bedre referanseår for estimering av beregningsrelevant elforbruk enn 2008. Dette medfører en høyere referansebane for fremtidig beregningsrelevant elforbruk og en lavere kvotekurve enn fastsatt i lov om elsertifikater fra 2011 (elsertifikatloven). Innfasingen av kraftverkene i overgangsordningen har skjedd senere enn antatt, og har en lavere forventet årsproduksjon enn det som opprinnelig ble estimert. Dette gir også behov for små justeringer av kvotekurven.

Kvotekurven skal justeres for å nå mål og forpliktelser i 2020. Elsertifikatkvotene gitt som en andel av beregningsrelevant elforbruk står i elsertifikatloven, og det må en lovendring til for å endre disse kvotene. NVE legger til grunn at endringene trer i kraft den 1. januar 2016. Det betyr at eventuelle avvik før 2016 må estimeres. Dette volumet er basert på annulleringstall for 2012 samt utstedte elsertifikater til anlegg i overgangsordningen for 2012 og 2013. De gjenværende årene frem mot 2016 er basert på oppdaterte estimater for beregningsrelevant elforbruk og forventet årsproduksjon for anlegg i overgangsordningen.

NVE anbefaler at justeringene for perioden 2012–2015 gjøres over fire år, fra 2016 til 2019. Det er hensiktsmessig å gjøre justeringene relativt raskt, slik at man ikke drar med seg avvik fra tidligere år frem mot 2035. NVE har i samråd med Energimyndigheten i Sverige og etter en totalvurdering funnet det hensiktsmessig at fremtidige justeringer bør harmoneres i begge land og historiske feil bør korrigeres innen en periode på fire år. Det er fordi man da begrenser en potensiell akkumulering av ubalanse til fire år, og således legger til rette for at målet om 26,4 TWh ny fornybar elproduksjon kan nås innen 2020.

Etter 2016 benyttes oppdaterte tall for beregningsrelevant elforbruk og overgangsordningen ved utregning av elsertifikatkvotene. Det innebærer nye årlige elsertifikatkvoter for perioden. Oppdateringene gjøres altså i dag for hvert enkelt år for denne perioden.

I Tabell 3-6 er det oversikt over tallene som ligger til grunn for ny kvotekurve. I Figur 3-4 er det illustrert hvordan NVE ser for seg at kvotekurven kan justeres fra 2016 til 2035.

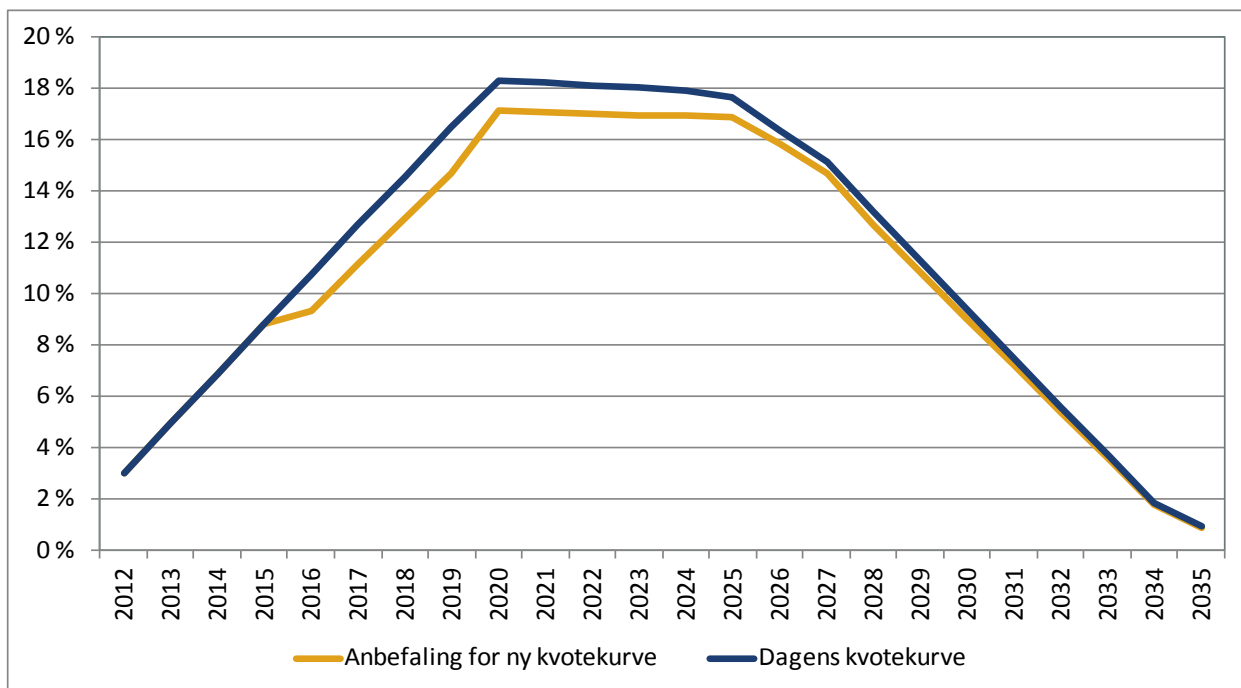
**Tabell 3-6: Tall for ny kvotekurve. Tall i kursiv er gjeldende elsertifikatkvoter for 2012–2015.**

År	Estimert beregningsrelevant elforbruk [TWh]	Forventet produksjon fra overgangsordning [TWh]	Finansiering av ny produksjon [TWh]	Justeringer for 2012-2015 [TWh]	Anbefalt elsertifikatkvote
2012					<b>0,030</b>
2013					<b>0,049</b>
2014					<b>0,069</b>
2015					<b>0,088</b>
2016	80,4	0,64	7,33	-0,56	0,092
2017	80,6	0,64	8,80	-0,56	0,110
2018	80,9	0,64	10,27	-0,56	0,128
2019	81,2	0,64	11,73	-0,56	0,145
2020	81,3	0,64	13,20		0,170
2021	81,4	0,63	13,20		0,170
2022	81,5	0,60	13,20		0,169
2023	81,5	0,55	13,20		0,169
2024	81,6	0,52	13,20		0,168
2025	81,7	0,48	13,20		0,167
2026	81,7	0,43	12,47		0,158
2027	81,8	0,23	11,73		0,146
2028	81,9	0,04	10,27		0,126
2029	81,9	0,00	8,80		0,107
2030	82,0	0,00	7,33		0,089
2031	82,1	0,00	5,87		0,071
2032	82,1	0,00	4,40		0,054
2033	82,2	0,00	2,93		0,036
2034	82,3	0,00	1,47		0,018
2035	82,3	0,00	0,73		0,009

$$\text{Elsertifikatkvote} = \frac{\text{Produksjon overgangsordning} + \text{Ny produksjon} + \text{Teknisk justering}}{\text{Beregningsrelevant elforbruk}}$$

I vedlegg V 1.5 er det en tabell som viser sammenhengen mellom grunnlaget for dagens kvotekurve og grunnlaget for NVEs forslag til ny kvotekurve.





**Figur 3-4: Dagens kvotekurve og anbefalt ny kvotekurve. 2012 til 2035. Andel av beregningsrelevant elforbruk.**

## 4 Er det nok prosjekter til at målet kan nås?

Det er mange risikofaktorer som kan påvirke hvorvidt Norge og Sverige når målet om 26,4 TWh ny fornybar kraft i 2020, men det er god tilgang på prosjekter i begge land. Det ligger derfor til rette for at målet kan nås.

Det samlede volum av planer om nye kraftverk i Norge tilsvarer en årlig produksjon på rundt 90 TWh. Det investerbare volumet er imidlertid betydelig mindre. Dette er på grunn av forutsetningene gjort i tilgangsanalysen. NVEs tilgangsanalyse viser at rundt 20 TWh fornybar kraft er investerbar, gitt at planlagte investeringer i sentralnettet frem mot 2020 blir gjennomført.

Det samlede volum av planer om nye kraftverk i Sverige tilsvarer en årlig produksjon på rundt 130 TWh. Av dette er gitt tillatelse til 17 TWh landbasert vindkraft og 8,5 TWh havbasert vindkraft. I tillegg forventes det å kunne realiseres rundt 3,5 TWh biokraft og 1,1 TWh vannkraft.

Viktige risikofaktorer er forsinkelser i nettutbygging, forsinkelser i kraftverksutbygging, begrensninger i det norske regionalnettet og utfordringene ved behov for koordinering av nett- og produksjonsutbygging.

### 4.1 Deloppdrag 3

I dette deloppdraget skal NVE vurdere om det er tilstrekkelig tilgang på prosjekter innen fornybar elproduksjon i Norge og Sverige til at målet om 26,4 TWh elektrisitet kan bli nådd. En sentral del av dette deloppdraget er å diskutere risikofaktorer som kan gjøre at utbyggingstakten for fornybar elproduksjon utvikler seg ugunstig med tanke på måloppnåelsen.

Oppdragets første del blir besvart ved å gjøre en analyse av hvilket kraftvolum myndighetene mener er investerbart innenfor elsertifikatsystemet frem mot 2020. Med investerbart volum menes det kraftverksprosjekter som har forventet endelig konsesjon og sentralnettstilgang frem mot 2020.

Del to av prosjektet blir besvart ved at NVE, ut fra gjeldende regler og struktur i elsertifikatsystemet, identifiserer og vurderer risikoen for at utbyggingstakten utvikler seg på en ugunstig måte med tanke på å nå målet for 2020.

### 4.2 Metode og forutsetninger for tilgangsanalysen

Dette kapitlet beskriver metoden og forutsetningene som er anvendt for å gi et kvantitativt anslag på den fremtidige tilgangen på investerbare kraftverksprosjekter i Norge. Dette er ikke en prognose over hvor mye ny fornybar kraftproduksjon som faktisk vil bli bygd innen utgangen av 2020.

NVE er i oppdraget både utreder og analyseobjekt, i den forstand at det må gjøres forutsetninger om NVEs framtidige beslutninger som konsesjonsmyndighet. I arbeidet er det lagt vekt på transparens og etterprøvnbarhet, og enkeltprosjekter er ikke vurdert. Forutsetningene som er gjort i arbeidet, er i stor grad basert på historiske observasjoner, og er ikke et uttrykk for prognoser for NVEs arbeidskapasitet. Forutsetningene er heller ikke basert på forhåndsvurderinger av utfallet av konsesjonsbehandling.

Alle produksjonsteknologier som benyttes til å produsere kraft fra fornybare energikilder, kvalifiserer for rett til elsertifikater. Ut over vann- og vindkraft er de mest aktuelle energikildene i norsk sammenheng

biokraft, tidevannskraft, bølgekraft og solkraft. Etter NVEs vurdering er volumet av investerbare prosjekter fram mot 2020 innenfor andre teknologier enn vannkraft og vindkraft så lite at disse prosjektene ikke tas inn i tilgangsanalysen. Dette gjelder også konsesjonsfrie små-, mini- og mikrokraftverk.

#### 4.2.1 Tilgang = "nettbetinget investerbart kraftvolum "

Med *investerbare prosjekter* menes prosjekter som kan forventes å få endelig konsesjon og tilgang til sentralnettet, slik at det er mulig å investere i og bygge ut prosjektene innen utgangen av 2020. Denne øvelsen kalles tilgangsanalyse. Resultatet må forstås som et estimat på antall prosjekter, uttrykt i mengde kraft i TWh, som det kan være mulig å investere i innen 2020. Det må ikke forveksles med en investeringsprognose. Det er også viktig å understreke at det i tilgangsanalysen kun er tatt høyde for kapasitet i sentralnettet og ikke kapasitet i regional- og distribusjonsnett.

#### 4.2.2 Datakilder

Tilfanget av kraftprosjekter er basert på en sammenstilling av informasjon fra NVEs konsesjonsdatabaser og NVEs databaser over utbygde prosjekter og prosjekter under bygging. Det er det samme datamaterialet som ligger til grunn for den kvartalsvise rapporten "Ny kraft: Endelige tillatelser og utbygging<sup>4</sup>." I tilgangsanalysen er det brukt data fra 1. oktober 2013.

Data om sentralnettskapasiteten er basert på Statnetts nyeste oppdatering av kraftsystemutredning (KSU) for sentralnettet. Den relevante mengden kraftverksprosjekter er delt inn i fire kategorier, med synkende grad av sikkerhet.

Tabell 4-1 er en beskrivelse av de ulike kategoriene kraftverksprosjekter brukt i denne rapporten. Under tabellen er det mer utfyllende beskrivelse av de ulike kategoriene.

**Tabell 4-1 Definisjon av ulike kategorier i tilgangsanalysen.**

Begrep	Definisjoner
<b>Utbygde kraftverksprosjekter</b>	Prosjekter som har fått godkjenning eller har søkt godkjenning for elsertifikatorordningen.
<b>Under bygging</b>	Prosjekter som er under bygging per 01.10.2013.
<b>Klarerte kraftverksprosjekter</b>	Prosjekter med endelig vedtak om konsesjon eller fritak for konsesjon.
<b>Fremtidige beslutninger</b>	Prosjekter som enten ligger til behandling hos OED eller som meldinger og søknader hos NVE.

<sup>4</sup> <http://www.nve.no/no/Energi1/Analyser/Oversikt-over-ny-kraftproduksjon/>

### 4.2.3 Forutsetninger om kraftverksprosjekter

#### *Fremtidige beslutninger*

En viktig del av den relevante tilgangen på prosjekter vil komme fra vedtak som ikke er gjort, altså fremtidige vedtak i konsesjonssaker. I denne analysen er enkeltprosjekter ikke vurdert. Vurderingene er gjort på generelt grunnlag. Det er umulig å anslå nøyaktig antall prosjekter, med tilhørende kraftproduksjon, som NVE og OED vil treffe beslutning om i årene frem mot 2020.

Konsesjonsbehandlingen kan ikke forskutteres. Likevel finnes det noen målsetninger og erfaringstall som til sammen danner et grunnlag for å gjøre anslag. Sakene det vil treffes beslutning om, ligger enten hos NVE, hos OED som følge av innstilling fra NVE, eller hos OED på grunn av klage på NVEs vedtak.

For å kunne si noe om fremtiden må det derfor gjøres anslag i TWh om fremtidige vedtak i konsesjonssaker. For å kunne gjøre vurderinger om nettbetinget investerbart kraftvolum har NVE fordelt fremtidige beslutninger mellom regioner på samme måte som fordelingen er for saker som er kommet inn til NVE. Dette gjelder både for vannkraft- og vindkraftsaker. Det er dermed ikke tatt hensyn til at konsesjonsmyndighetene ser på nettkapasitet når det vurderes hvilke kraftverksprosjekter som skal tas til behandling. Dette kunne medført en forskuttering av konsesjonsbehandlingen.

Tabell 4-2 er en oversikt over forutsetningene knyttet til fremtidige vedtak som er lagt til grunn i denne rapporten. Under tabellen er det nærmere forklaring av forutsetningene.

**Tabell 4-2. Forutsetninger for fremtidige beslutninger.**

<b>Frist for konsesjon</b>
Vindkraftverk og store vannkraftverk bør ha endelig konsesjon innen utgangen av 2016.
Småkraftverk bør ha konsesjon fra NVE innen utgangen av 2017.
<b>Konsesjonsvolum fra NVE per år</b>
Stor vannkraft per år: 700 GWh i innstillinger til OED, pluss konsesjonsfritak for 100 GWh (opprustning og utvidelse).
Småkraft per år: Alle søknader kommet til NVE 01.01.2013, fordelt på årene mellom 2013 og 2017. Samlet avslags- og henleggelsesandel på 55 prosent.
Vindkraft: 3,5 TWh i 2013/2014, 1,5 TWh i første halvår 2015.
<b>Behandling i OED</b>
Klageprosent på vindkraftkonsesjoner: 90 prosent.
Klageprosent på småkraftkonsesjoner: 20 prosent.
Ett års behandlingstid i OED for alle klagesaker på småkraft. Ett og et halvt års behandlingstid i OED for klagesaker på vindkraft. To års behandlingstid i OED for større vannkraftsaker.
OED omgjør like mange ja- som nei-vedtak/innstillinger. Samlet volum med konsesjoner fra NVE vil tilsvare volumet med endelige konsesjoner fra OED.

### ***Realiseringstid***

Med realiseringstid menes tiden det tar fra prosjektet har fått endelig konsesjon til det settes i drift. Prosjekter som kan være aktuelle for elsertifikatorordningen, må være satt i drift innen utgangen av 2020, og realiseringstid blir dermed en viktig forutsetning.

NVE har i 2013 undersøkt hvor lang tid det tar fra et vannkraftprosjekt har fått endelig tillatelse til det er i drift. Analysen indikerer at kraftverk med installert effekt mindre enn 10 MW settes i drift mellom 2,5 og 3,5 år etter at tillatelsen er gitt, mens større kraftverk bruker mellom 3 og 4 år. Dette inkluderer både forberedelser, sluttprosjektering, finansiering og bygging.

For vindkraft er det i Norge mindre erfaringer å bygge på angående realiseringstid. Det er imidlertid registrert at byggetiden isolert sett ser ut til å være på rundt 2 år. Erfaringsmessig tar det i tillegg 1 til 2 år fra det er gitt endelig konsesjon til byggestart.

### ***Frist for konsesjon***

Med bakgrunn i de antatte realiseringstidene kan man anslå når de ulike prosjektene må ha endelig konsesjon for å kunne settes i drift innen utgangen av 2020.

Når det gjelder store vannkraftverk med installert effekt på over 10 MW, går NVE ut fra at prosjekter bør ha endelig konsesjon innen utgangen av 2016 for å kunne settes i drift innen utgangen av 2020. Gitt to års behandlingstid hos OED betyr dette at det investerbare volumet av store vannkraftprosjekter vil inkludere alle prosjekter som er avklart av NVE innen utgangen av 2014.

De erfaringsbaserte realiseringstidene for små vannkraftverk tilsier at disse prosjektene bør ha endelig konsesjon innen utgangen av 2017 for å kunne settes i drift innen utgangen av 2020. Selv om noen av konsesjonene som gis av NVE i 2017, vil bli påklaget, har NVE satt som forutsetning at det investerbare volumet av små vannkraftverk omfatter alle prosjekter som er gitt konsesjon av NVE innen utgangen av 2017. Denne forutsetningen er satt fordi det er relativt få vedtak om konsesjon som påklages, og fordi det også er mulig at prosjekter med endelig konsesjon fra NVE eller OED etter 2017 kan bli idriftsatt innen utgangen av 2020.

For vindkraft er det satt en forutsetning om at prosjekter bør ha endelig konsesjon innen utgangen av 2016 for å være aktuelle for elsertifikatorordningen. De aller fleste vindkraftvedtak blir påklaget, og behandlingstid i OED blir dermed en viktig forutsetning. Med en definert behandlingstid på ett og et halvt år i OED, vil det investerbare volumet av vindkraftprosjekter inkludere alle prosjekter som er gitt konsesjon av NVE innen medio 2015.

### ***Konsesjonsvolum***

For stor vannkraft er det satt en erfaringsbasert forutsetning om at NVE skal gi positive innstillinger til OED tilsvarende 700 GWh per år frem til 2014. I tillegg er det satt en forutsetning om at NVE gir konsesjonsfritak for opprustings- og utvidelsestiltak ved større vannkraftverk tilsvarende 100 GWh per år frem til 2016.

For små vannkraftverk (under 10 MW) har NVE uttalt at alle småkraftsøknader som var inne hos direktoratet per 01.01.2013, skal avgjøres innen utgangen av 2017. Det er derfor tatt utgangspunkt i at det kommer vedtak i alle disse sakene. De siste årene har andelen avslag vært i underkant av 50 prosent. I tillegg har flere saker blitt henlagt eller trukket av tiltakshaver, slik at reell andel av prosjektene som har fått konsesjon, er ca. 40 prosent. Det er etter NVEs vurdering sannsynlig at færre saker vil bli henlagt

eller trukket de neste årene. Dermed er andelen som vil få konsesjon de kommende årene, satt til 45 prosent. Videre er det satt en forutsetning om at konsesjonsvolumet fordeles likt mellom årene frem mot 2017.

For vindkraft er det gjort et skjønnsmessig anslag for konsesjonsvolum med utgangspunkt i historikk, saksmengde og prioriteringer. Det er på dette grunnlag satt en forutsetning om et visst antall GWh godkjente konsesjoner vindkraft per år frem mot 2015. Det er forutsatt at NVE gir konsesjoner tilsvarende 3,5 TWh mellom 1. oktober 2013 og utgangen av 2014. I tillegg forventes 1,5 TWh i 2015.

### ***Klageprosess***

Det er forutsatt en behandlingstid i OED på ett år for småkraftsaker. For vindkraftsaker er det forutsatt ett og et halvt års behandlingstid, mens det for stor vannkraft er forutsatt to års behandlingstid i OED. Det er også satt som forutsetning at OED omgjør like mange ja-vedtak som nei-vedtak, selv om det ikke nødvendigvis blir gitt ja eller nei til de samme prosjektene. Det samlede volumet med endelige konsesjoner fra OED vil derfor tilsvare volumet av konsesjoner fra NVE. Videre er det på grunnlag av erfaring satt en forutsetning om at 20 prosent av småkraftvedtak og 90 prosent av vindkraftvedtak påklages.

## **4.2.4 Forutsetninger om sentralnettskapasitet**

Kapasiteten i sentralnettet er basert på Statnetts analyser av kapasitet til ny produksjon i sentralnettet fram mot 2020, hentet fra kraftsystemutredningen for sentralnettet 2013. Analysen er utført i Samlast, med en modell hvor Norge er delt inn i 15 geografiske områder. Modellen er en integrert markeds- og nettmodell, der både det nordiske kraftmarkedet og det fysiske kraftnettet er representert. Den gir dermed en etterlikning av både marked og nett i det virkelige kraftsystemet og er den analysemodellen som gir best pekepinn på hvordan fremtidige endringer i kraftsystemet vil påvirke produksjon, forbruk og håndtering av flaskehals over året. Med denne modellen er det mulig å gi en vurdering av hvor mye ny produksjon det er plass til i hvert av de 15 områdene. Her er først og fremst eksisterende utbyggingsplaner for vannkraft og landbasert vindkraft tatt med i vurderingene. I noen tilfeller er effekten av å øke produksjonen ytterligere også analysert. Det er ikke gjennomført analyse av maksimal produksjonskapasitet i ulike områder. Andre faktorer som også har betydning for nettanalysen, er prisforskjeller mellom elspotområder, antall elspotområder, mengde ny produksjon i omkringliggende områder, forbruksutvikling, bruk av automatisk produksjonsfrakobling, fremtidig markedsalgoritme og andel av produksjon som er vann- og vindkraft.

Tallene for ledig sentralnettskapasitet benyttet i tilgangsanalysen er NVEs tolkning av Statnetts kraftsystemutredning, se tabell i vedlegg 2.1. I NVEs vurdering av Statnetts analyse har tre nye områder blitt opprettet, blant annet for å synliggjøre viktigheten av noen enkeltstående nettutbygginger. De 18 områdene er vist i eget vedlegg. Kapasiteten i sentralnettet er konservativt vurdert. Alle områder hvor Statnetts kraftsystemutredning gir et intervall for sentralnettskapasitet er det laveste alternativet valgt og lagt til grunn i tilgangsanalysen.

I Tabell 4-3 er det oversikt over store prosjekter innen sentralnettet i Norge som ligger til grunn for tilgangsanalysen av ny fornybar kraft. Sentralnettsledningen fra Sima til Samnanger ble satt i drift i desember 2013 og dermed inkludert i eksisterende nett. Opplysningene i Tabell 4-3 er hentet fra Statnetts kraftsystemutredning for sentralnettet fra 2013 og fra Statnetts hjemmeside.

**Tabell 4-3. Nye sentralnettsledninger og oppgraderinger planlagt i årene frem mot 2020. Tabellen viser status for prosjektene og når de forventes ferdigstilt. Kilde: Statnett og BKK.**

Prosjekt	Type arbeid	Status	Forventet ferdig
<b>Sima – Samnanger</b>	Ny	Satt i drift des. 2013	2013
<b>Kristiansand - Bamble</b>	Oppgradering	Under bygging	2014
<b>Ørskog – Sogndal</b>	Ny	Under bygging	2016
<b>Ofoten – Balsfjord</b>	Ny	Konsesjon	2017
<b>Klæbu – Namsos</b>	Oppgradering	Konsesjon	2017
<b>Vestre korridor (Rogaland – Vest-Agder)</b>	Oppgradering	Konsesjonssøkt/under bygging	2018–2019
<b>Aurland – Sogndal</b>	Oppgradering	Planlagt	2019
<b>Namsos – Storheia</b>	Ny	Konsesjon	2018
<b>Nedre Røssåga – Namsos</b>	Oppgradering	Planlagt	2018–2020
<b>Balsfjord – Hammerfest</b>	Ny	Klagebehandl. OED	2019
<b>Snillfjord – Trollheim</b>	Ny	Konsesjon	2019

Det er ikke bare tilgjengelig kapasitet i sentralnettet som avgjør hvor mye ny produksjon som kan bygges ut i et område. Kapasitet i regionalnettet er også en avgjørende faktor for utbygging av produksjon. Dette er imidlertid ikke vurdert som en del av tilgangsanalysen, men under vurderingen av risikofaktorer.

### 4.3 Resultater fra tilgangsanalyse for Norge

Tilgangsanalysen viser at norske prosjekter i prinsippet alene kan dekke måloppnåelsen på 26,4 TWh for Norge og Sverige, om man ser bort fra begrensninger i kraftnettet. Prosjekter med en samlet anslått årsproduksjon på 13 TWh er under bygging eller har fått endelig konsesjon i Norge. Til sammen har NVE og OED prosjekter tilsvarende 63 TWh til behandling. I tillegg er det fastsatt utredningsprogram for prosjekter tilsvarende 15 TWh. Samlet teoretisk volum av kraftprosjekter i Norge er dermed cirka 90 TWh. Det investerbare volumet vil imidlertid være betydelig mindre.

I Tabell 4-4 vises en oversikt over de ulike kategoriene av norske kraftprosjekter som kan bidra til måloppnåelsen. Data er per 1. oktober 2013. Tabellen viser at det mulige volumet av prosjekter som kan bidra til måloppnåelsen, uten at det er tatt hensyn til lønnsomhet og sentralnettskapasitet, er i underkant av 27 TWh. Ved utgangen av tredje kvartal 2013 var det i Norge godkjent kraftverk under elsertifikatordningen med en forventet årlig produksjon på rundt 0,6 TWh. I tillegg var det søkt om godkjenning for prosjekter som til sammen kan produsere 0,3 TWh årlig. Videre er det kraftverk under bygging med en samlet forventet årsproduksjon på 1,8 TWh. Det er forventet at de fleste av prosjektene som er under bygging, vil være ferdigstilt i løpet av to til tre år, og det er sannsynlig at disse prosjektene vil få godkjenning for elsertifikatordningen. Det er også gitt endelig tillatelse til om lag 3 TWh vannkraft og 8,4 TWh vindkraft som, dersom det bygges, vil kunne komme inn under ordningen. Historisk sett har det meste av tildelte konsesjoner til vannkraftprosjekter resultert i utbygging, mens det er betydelig mer

usikkert om vindkraftkonsesjoner realiseres. Til slutt kan det under forutsetninger om fremtidige beslutninger bli gitt endelig tillatelse til prosjekter som summerer seg til om lag 13 TWh. Omtrent 5 TWh av dette er i form av vannkraft, mens resten er vindkraft.

**Tabell 4-4. Norske kraftverksprosjekter som kan bidra til måloppnåelsen (når det ikke er tatt hensyn til begrensninger i kraftnettet).**

Kategori	TWh/år
Allerede i elsertifikatorordningen	0,6
Søkt godkjenning for elsertifikatorordningen	0,32
<b>Sum utbygd</b>	<b>0,92</b>
Under bygging vannkraft	1,7
Under bygging vindkraft	0,12
<b>Sum under bygging</b>	<b>1,8</b>
Vannkraft med konsesjon, ikke startet bygging	3,0
Vindkraft med konsesjon, ikke startet bygging	8,4
<b>Sum kraft med konsesjon, ikke startet bygging</b>	<b>11,4</b>
Fremtidig beslutning vannkraft	5,2
Fremtidig beslutning vindkraft	7,6
<b>Sum fremtidig beslutning</b>	<b>12,8</b>
<b>Sum totalt</b>	<b>27</b>

Tabell 4-4 viser at det ved utgangen av 2018 kan være gitt endelig tillatelse til å bygge ut prosjekter med en mulig årsproduksjon på omlag 27 TWh, før det er tatt hensyn til lønnsomhet og sentralnettskapasitet.

Tabell 4-5 viser investerbar mengde kraft når det er tatt hensyn til sentralnettkapasitet i ulike områder. Med dagens sentralnett er den investerbare mengden kraft på 6,7 TWh. Frem mot 2019 kan det komme til nye kraftverksprosjekter i områder med ledig kapasitet i sentralnettet, slik at det selv med dagens sentralnett kan være et investerbart volum på nesten 12 TWh kraft i 2019. Dette vises i kolonne 3 i

Tabell 4-5. Dersom alle nettutviklingsprosjekter for sentralnettet realiseres som forventet, vil den ledige kapasiteten i sentralnettet øke til om lag 20 TWh av denne kraften. Dette vises i den siste kolonnen i Tabell 4-5.

2019 er valgt som siste år i nettanalysen, da det er antatt at utbyggere må ha trygghet for tilgang til kraftnettet for sitt kraftverk senest 2018/2019 for at det skal kunne settes i drift innen utgangen av 2020. Utbyggere som ikke vet om de får tilgang til nettet, kan være skeptiske til å bygge nye kraftverk.



Tabell 4-5 Resultater fra analyse av investerbar mengde kraft gitt ledig kapasitet i sentralnettet.

Områder	2014 med dagens sentralnett [TWh] <sup>1</sup>	2019 med dagens sentralnett [TWh] <sup>1</sup>	2016 med planlagt sentralnett [TWh] <sup>1</sup>	2019 med planlagt sentralnett [TWh] <sup>1</sup>
<b>Finnmark</b>	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Nordland og Troms</b>	2,0	2,0	2,0	3,0
<b>Trøndelag Nord</b>	0,0	0,0	0,0	2,6
<b>Snillfjord (Trøndelag Sør)</b>	0,0	0,0	0,0	1,6
<b>Nordmøre</b>	1,4	2,1	2,1	2,1
<b>Nordvest + Indre Sogn</b>	0,1	0,1	1,0	2,2
<b>Hallingdal</b>	0,3	0,6	0,6	0,6
<b>Bergensområdet</b>	0,4	1,0	1,0	1,2
<b>Sunnhord. /Haugalandet</b>	0,3	0,7	0,6	0,7
<b>Odda + Suldal</b>	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Sør-Norge</b>	0,9	2,4	2,2	2,4
<b>Sørvestkysten</b>	0,9	0,9	1,2	1,8
<b>Telemark</b>	0,0	0,3	0,3	0,3
<b>Østlandet</b>	0,3	1,5	1,4	1,5
<b>SUM</b>	<b>6,7</b>	<b>11,9</b>	<b>12,6</b>	<b>20,3</b>

<sup>1</sup> Sima-Samnanger ble satt i drift i desember 2013 og er dermed inkludert i analysen av dagens nett i 2014.

For noen områder er kapasiteten i sentralnettet anslått å være lav eller lik null. I enkelte av disse tilfellene kan det være plass til noe mer i sentralnettet, men det kan ikke trekkes noe spesifikke tall ut fra Statnetts analyse over tilgjengelig kapasitet i disse områdene. NVE har da valgt å gjøre en konservativ tolkning og satt ingen eller lav kapasitet. I vedlegget til denne rapporten er det nærmere beskrevet hva som ligger til grunn for NVEs tolkning av Statnetts analyse for hvert område.

I vedlegg V 2.1 er det utfyllende analyse av kapasitet i sentralnettet.

## 4.4 Usikkerhet i tilgangsanalysen

Det foregående kapitlet har beskrevet en mulig fremtidig tilgang på kraftverksprosjekter som kan komme inn under elsertifikatordningen. Det er delvis en oppsummering av informasjon om utbygde prosjekter

godkjent for elsertifikater, dels prosjekter med endelig tillatelse og dels en vurdering av fremtidig tilgang på kraftverksprosjekter som kan få tillatelse.

Myndighetene har sikker informasjon om utbygde prosjekter. For ikke utbygde prosjekter er det derimot viktig å være oppmerksom på flere forhold som gjør at prosjektilfanget blir mindre enn anslått. For eksempel kan flere av vindkraftprosjektene som er klarerte, ha for høye kostnader eller for dårlige nettforhold til å kunne realiseres innenfor elsertifikatordningen. Det er også viktig å være klar over at forutsetningene som ligger til grunn for tilgangsanalysen, kan endre seg.

En stor del av prosjekter som er relevante, er kraftverk der det ikke er gitt konsesjon eller tatt investeringsbeslutning ennå. Mengden kraft fra disse prosjektene er derfor svært usikker. Historisk utvikling kan gi en pekepinn på hva som kan skje i fremtiden.

I vedlegg V 2.2 står det mer om usikkerhet i tilgangsanalysen.

## 4.5 Tilgangsanalyse for Sverige

Den svenske Energimyndigheten har i forbindelse med sitt kontrollstasjonsoppdrag utført en analyse av mulig ny kraftproduksjon som det kan investeres i frem mot 2020 i Sverige.

Opplysninger om kraftproduksjon fra landbasert vindkraft er hentet fra Vindbrukskollen<sup>5</sup>. Vindbrukskollen er en nettbasert karttjeneste som inneholder data om eksisterende og planlagte vindkraftprosjekt i Sverige. Opplysninger registreres løpende av prosjektører, kommuner og länsstyrelser. Slik holdes databasen oppdatert. Det er frivillig å registrere opplysninger om produksjon i Vindbrukskollen, og det finnes derfor ingen garanti for at databasen inneholder samtlige vindkraftprosjekter i Sverige. Det forekommer også at opplysninger utelates når et vindkraftverk registreres.

Opplysninger om kraftproduksjon fra havbasert vindkraft er hentet fra Energimyndighetens rapport ”Praktisk gjennomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft”<sup>6</sup>. Data om ny kraftproduksjon fra vannkraft og biokraft er innhentet gjennom en spørreundersøkelse rettet mot elprodusenter innen disse to teknologiene. Svarfrekvensen på undersøkelsen var god. Energimyndigheten vurderer sannsynligheten som høy for at den oppgitte forventede produksjonen fra svenske vannkraft-, biobrensel- og mottrykksanlegg realiseres. Opplysningene bygger på anleggseierne egne opplysninger om vedtatte og planlagte investeringsbeslutninger og anses dermed som sikre.

I analysen for Sverige er vind-, vann- og biokraft inkludert. Utbyggingen av solkraftanlegg har økt kraftig de siste årene, men selv om utviklingen fortsetter slik vurderer Energimyndigheten at kraftproduksjonen fra solkraft ikke kommer til å være vesentlig sammenliknet med de mer etablerte fornybare energikildene.

Det er i denne analysen ikke tatt hensyn til eventuelle nettbegrensninger, fordi det generelt sett er god kapasitet i det svenske sentralnettet. Ifølge Sveriges el-lag skal konsesjon gis om en kraftledning er nødvendig og den er samfunnsøkonomisk motivert. Disse kravene er som regel oppfylt når det gjelder tilknytning av elproduksjon til kraftnettet. Energimyndigheten vurderer ut fra dette at alle som søker om tilknytning til kraftnettet, får dette innvilget. Eventuelle begrensninger i nettet kommer til å avhenge av kostnaden for investoren og tiden som trengs for utbygging eller forsterking av nettet.

<sup>5</sup> Webadresse til Vindbrukskollen: <http://www.vindlov.se/Vindbrukskollen/>

<sup>6</sup> Energimyndigheten, Praktisk genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft, 2013

### **Resultater tilgangsanalyse for Sverige**

Resultatet av tilgangsanalysen viser at det per i dag er gitt tillatelse til 17 TWh landbasert vindkraft i Sverige. Inkluderes det klarerte volumet av biokraft- og vannkraftprosjekter som er planlagt og det er tatt investeringsbeslutning for, blir samlet volum kraft rundt 20 TWh. Dersom man i tillegg inkluderer landbasert vindkraft under behandling og havbasert vindkraft under behandling og havbasert vindkraft med tillatelse, blir resultatet rundt 130 TWh teoretisk investerbart kraftvolum i Sverige frem mot 2020. For mer detaljert informasjon og analyse av tilgangsanalysen for Sverige henvises det til Energimyndighetens kontrollstasjonsrapport.

Tabell 4-6 er en oversikt over godkjente kraftverk og samlet teoretisk volum for ny investerbar kraftproduksjon i Sverige per 1. oktober 2013. Tabellen viser blant annet hvor mye elektrisitet som er forventet produsert fra vindkraftverk som har fått tillatelse, og hvor mye som er under behandling etter miljøbalken eller plan- og bygningsloven. Den inneholder også data om vann- og biokraft samt hvor stor normalårsproduksjon som inngår i måloppnåelsen som Energimyndigheten har godkjent for tildeling av elsertifikater frem til 1. oktober 2013.

**Tabell 4-6. Oversikt over godkjente kraftverk og samlet teoretisk volum av ny investerbar kraftproduksjon i Sverige. Data per 1. oktober 2013.**

<b>Energikilde/type</b>	<b>Normalårsproduksjon (TWh)</b>
<b>Godkjente anlegg (per 1. oktober 2013)</b>	4,7
<b>Biokraft</b>	3,5
<b>Vannkraft</b>	1,1
<b>Landbasert vindkraft – med tillatelse</b>	17
<b>Landbasert vindkraft – under behandling</b>	71
<b>Landbasert vindkraft – saksstatus ukjent</b>	7,8
<b>Havbasert vindkraft – med tillatelse</b>	8,5
<b>Havbasert vindkraft – under behandling</b>	17,6
<b>Totalt</b>	<b>131,2</b>

## 4.6 Risikofaktorer

Det andre deloppdraget under tilgangsanalysen er å vurdere risikofaktorer som kan føre til at utbyggingstakten av fornybar elproduksjon ikke utvikler seg på en gunstig måte for å nå målene for 2020.

Dette kapittelet beskriver ulike risikofaktorer som kan hindre eller forsinke utbygging av fornybar elproduksjon. Det tas ikke hensyn til fordelingen av hvor den nye produksjonen kommer, om det er i Norge eller Sverige.

### 4.6.1 Nettilgang

Nettilgang er en viktig forutsetning for at ny produksjon skal kunne bygges ut. I tilgangsanalysen er det kun tatt hensyn til begrensninger i sentralnettet. Forsinkelser i nettutbygging eller manglende nettførsterkninger i distribusjons- og regionalnettet kan imidlertid også føre til at ny produksjon av kraft ikke blir bygd ut i den takten tilgangsanalysen indikerer, og utgjør en risikofaktor. Tiltak i distribusjonsnett anses imidlertid å utgjøre svært liten risiko for å hindre eller forsinke utbygging.

#### *Konsesjonssystemet og myndigheter*

Tilsvarende som i konsesjonsprosessen for kraftutbyggingsprosjekter kan det oppstå forsinkelser i konsesjonsprosessen for nettutbygging, eksempelvis på grunn av motstand mot utbygging, og dermed økt saksbehandlingstid. Ny politikk for nettutbygging kan også påvirke saksbehandlingsprosessen og prioriteringer rundt nettutbyggingsplaner.

#### *Ressurstilgang og prioritering ved nettutbygging*

I perioden 2012 til 2021 er det planlagt investeringer på opp mot 18 milliarder kroner i regionalnettet og et sted mellom 50 og 70 milliarder kroner i sentralnettet. Dette betyr at det er et stort behov for ressurser til planlegging og utbygging, og alle prosjektene vil benytte kompetanse og ressurser fra det samme miljøet. Det er derfor en risiko for at det vil oppstå mangel på ressurser til å bygge ut nok nett i tide, spesielt hvis mange av netttiltakene ikke realiseres før i perioden 2017–2018.

I tilfeller der det er stor usikkerhet rundt hvorvidt et utbyggingsprosjekt kommer til å bli realisert er det sannsynlig at netteier ikke ønsker å prioritere og bruke mer ressurser enn nødvendig på nettutbygging. Planleggingsprosessen for nettilknytningen kan dermed ta lengre tid.

#### *Finansiering og samarbeid mellom aktører*

I områder hvor det er planlagt flere kraftutbyggingsprosjekter, må ofte prosjektene samordnes i en nettløsning. Dette krever samarbeid mellom ulike utbyggere og mellom utbyggere og nettselskap. Problemstillingen er særlig aktuell i vindkraftprosjekter, men samarbeid mellom utbygger og nettselskap er viktig i mange kraftutbyggingsprosjekter. Manglende samarbeid kan skyldes dårlig samarbeidsklima, mangel på ressurser, forskjeller i struktur hos de ulike aktørene eller at utbyggere er på ulikt stadium i planleggingsprosessen og må vente på andre aktørers beslutninger.

#### *Kapasitet i sentralnett*

Tilgangsanalysen er, som tidligere nevnt, basert på Statnetts analyser av tilgjengelig kapasitet for ny produksjon i kraftsystemutredningen fra 2013. Som resultatene i tilgangsanalysen viste, er gjennomføringen av enkelte utbyggingsprosjekter i sentralnettet avgjørende for realisering av større mengder ny produksjon av fornybar kraft. Forsinkelser i nettprosjektene, med bakgrunn i en eller flere av årsakene nevnt over, vil forsinke eller begrense utbyggingen av ny produksjon. I tilgangsanalysen er det imidlertid enkelte begrensninger som ikke er vurdert. Dette gjelder i BKK-området, hvor det er interne begrensninger i kraftnettet for tilknytning av ny produksjon som vil løses ved byggingen av den planlagte sentralnettsledningen mellom Mongstad og Modalen. Denne er forventet satt i drift i 2017. I tillegg er

spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV ledning mellom Evanger og Samnanger planlagt gjennomført i 2017. Forbindelsen har en viktig funksjon for overføring av kraft i regionen og for kraftflyt fra nord til sør. Siden disse to begrensningene ikke er vurdert i tilgangsanalysen, kan de utgjøre risiko for at det investerbare volumet i tilgangsanalysen er noe overestimert i 2014 og 2016. Med begge tiltakene på plass, etter tidsplanen i 2017, vil de imidlertid ikke begrense det investerbare volumet i 2019 som er angitt av resultatene i tilgangsanalysen.

### ***Kapasitet i regionalnett***

Kapasitet i regionalnettet er å anse som en avgjørende faktor for utbygging av ny fornybar kraft. Begrensinger i distribusjonsnettet utgjør derimot en svært liten risiko for å hindre eller forsinke utbygging av produksjon, da det bare er mindre tiltak som må gjennomføres her. I grunnlagsrapporten for de regionale kraftsystemutredningene 2012 (KSU) gis det oversikt over tilgjengelig nettkapasitet i regionalnettet for ny produksjon samt beskrivelser av forventede netttiltak fram mot 2020. NVE har ut fra disse beskrivelsene gjort en vurdering av i hvilke områder det kan være en risiko for at begrensninger i, eller mangel på regionalnett kan forsinke eller hindre utbygging av ny produksjon. I Tabell 4-7 er det oversikt over disse vurderingene. Merk at områdeinndelingen for de regionale kraftsystemutredningene er benyttet her, mens det i tilgangsanalysen er tatt utgangspunkt i områdeinndelingen for samlastmodellen.

Oversiktene i KSU-ene viser at det i flere områder er kapasitet i regionalnettet til å tilknytte ny fornybar kraft, men at svært mange produksjonsplaner også er avhengig av at det gjennomføres tiltak i regionalnettet. Dette gjelder både oppgraderinger av eksisterende nett og nytt regionalnett. I 2012 var det i Norge planlagt investeringer for nærmere 4,8 milliarder kroner i regionalnettsanlegg<sup>7</sup>. De største investeringene er planlagt i Nord-Norge, Vest-Norge og Midt-Norge. I vedlegg 2 er det oversikt over sentralnettstransformatorene som er nødvendige for å bygge ut ny produksjon fram mot 2020, sammen med anslåtte kostnader ved tiltakene.

I vurderingene til NVE er begrensninger i regionalnett, forventede regionalnettsinvesteringer og planlagt produksjon i de ulike områdene sett i sammenheng med sentralnettsbegrensningene som er benyttet som restriksjon i tilgangsanalysen. Det vil si at i et område med store sentralnettsbegrensninger vil regionalnettsbegrensninger utgjøre en liten risiko. I områder med god sentralnettskapasitet og mange produksjonsplaner vil store regionalnettsbegrensninger utgjøre en stor risiko for forsinket utbygging av produksjon.

I vurderingen er det for hvert av de regionale utredningsområdene for KSU oppgitt en fargekode som indikerer hvor stor denne risikoen anses å være i hvert område. En kort begrunnelse er gitt for valgt fargekode. Det er noe usikkerhet knyttet til vurderingen, da noe av informasjonen hentet fra KSU-ene kan være mangelfull eller utdatert. Risikoen anses å være størst i områder der planlagt ny produksjon er avhengig av at store enkeltinvesteringer i regionalnettsanlegg eller av at transformering mellom regional- og sentralnett gjennomføres. Det samme gjelder i områder der svært mange uavhengige regionalnettstiltak må gjennomføres for å realisere planlagt produksjon eller at svært mange utbyggingsprosjekter må samordnes i én nettløsning. Denne typen områder er angitt som røde. I områdene angitt med gul fargekode er det kapasitet for å tilknytte en del produksjon, men noen tiltak i regionalnettet er nødvendig for å tilknytte all planlagt produksjon. I grønne områder er det god kapasitet til innmating av ny produksjon i regionalnettet og få tiltak er nødvendig for å realisere det som er planlagt.

---

<sup>7</sup> Rapport nr 6/2013, NVE

**Tabell 4-7: Områder hvor begrensninger og mangel på regionalnett og sentralnettstransformatorer kan forsinke utbygging av ny produksjon. Kilde: Regionale kraftsystemutredninger 2012.**

Rød kategori indikerer behov for omfattende regionalnettstiltak, gul indikerer behov for noen regionalnettstiltak og grønn indikerer god regionalnettskapasitet.

Utredningsområde (KSU)	Risiko for forsinkelse pga. regionalnett	Kommentar/begrunnelse
Finnmark	Gul	Begrensninger i sentralnettet. Tilleggsforsterkninger i regionalnett.
Troms	Gul	En del kapasitet i regionalnettet, men det er fortsatt behov for regionalnettsinvesteringer for å tilknytte produksjon. Enkelte av tiltakene er produksjonsradialer til planlagte vindkraftverk.
Nordre Nordland Sør-Troms	Grønn	Plass til mye av den planlagte produksjonen. Behov for regionalnettsinvesteringer for å realisere ett av vindkraftverkene.
Midtre Nordland	Gul	Utbygging av vindkraft kan bli en utfordring for regionalnettet. Flere av kraftverkene må tilknyttes sentralnettet direkte. Behov for økt transformatorkapasitet i bl.a. Kobbelv og Salten.
Helgeland	Gul	Noe kapasitet i regionalnettet, men investeringer må til for å realisere all planlagt produksjon. Når det gjelder tilknytning av vindkraft, kan det bli behov for ny sentralnettstransformator.
Nord-Trøndelag	Gul	Ev. utbygging av vindkraft på Fosen vil påvirke kapasiteten i sentralnettet. Ytterligere kraftutbygging forutsetter nytt regionalnett.
Sør-Trøndelag	Grønn	Jevnt over kapasitet i regionalnettet. Noen investeringer er planlagt i forbindelse med tilknytning av vindkraft.
Møre og Romsdal	Gul	Tiltak i regionalnett eller sentralnettstransformering i Trollheim er nødvendig for en del planlagte prosjekter.
Hedmark og Oppland	Grønn	God kapasitet i regionalnettet. Ett vindkraftverk kan utløse behov for økt transformatorkapasitet i Rendalen.
Akershus, Oslo og Østfold	Grønn	Kapasitet til kjente planer.
Buskerud	Grønn	Kun få begrensninger i regionalnettslinjer og -transformatorer.
Vestfold og Telemark	Gul	Transformatorkapasitet mot sentralnettet i Lio er begrensende for å realisere småkraft. Behov for forsterkning av enkelte regionalnettslinjer og -transformatorer.
Agder	Gul	Ny transformering mot sentralnettet på Honna er nødvendig for å tilknytte ny produksjon. I tillegg kan vindkraft utløse behov for ny sentralnettstransformering og produksjonsradialer.
Sør-Rogaland	Gul	Behov for investeringer i nytt regionalnett samt oppgraderinger. Behov for ny sentralnettstransformator for tilknytning av vindkraft.
Sunnhordland og Nord-Rogaland	Rød	Ikke plass til all planlagt vindkraft og småkraft i det eksisterende regionalnettet. Behov for økt transformeringskapasitet mellom sentral- og regionalnettet i Mauranger, Blåfalli og Røldal.
BKK-området og indre Hardanger	Rød	Lite ledig kapasitet til ny kraftproduksjon på grunn av begrenset kapasitet i regionalnettet eller i transformering mellom regional- og sentralnett i store deler av området. Produksjon kan utløse behov for sentralnettstransformator på Steinsland, økt transformatorkapasitet i Dale og økt transformatorkapasitet i Sima.
Sogn og Fjordane	Rød	Sentralnettstransformatorer blir bygget i forbindelse med Ørskog – Sogndal. Behov for sentralnettstransformering i Leirdøla og Borgund. Omfattende planer om nye regionalnettsanlegg og oppgraderinger som følge av vind- og vannkraftutbygging.

Tabell 4-7 viser at det i områdene Sunnhordland og Nord-Rogaland, BKK-området og indre Hardanger og Sogn og Fjordane er størst mulighet for at begrensninger i regionalnettet og i transformering mellom regional- og sentralnett kan føre til at realisering av planlagt produksjon forsinkes. Disse områdene sammenfaller i stor grad med områdene Nordvest + Indre Sogn, Hallingdal, Bergensområdet (BKK), Sunnhordland/Haugalandet (SKL) og Odda + Suldal (Vest Syd) i tilgangsanalysen. Tilgangsanalysen viste at det investerbare volumet i 2019 i disse områdene ikke er begrenset av kapasiteten i sentralnettet, med unntak av i Vest Syd. Risikovurderingen ovenfor indikerer dermed at det investerbare volumet i 2019 kan bli redusert noe som følge av begrensninger og forsinkelser i utbygging av nødvendig regionalnett.

#### **4.6.2 Konesjonssystemet**

Konesjonssystemet og saksbehandlingstid er risikofaktorer dersom det klareres for få prosjekter, behandlingstiden blir for lang, det blir økt avslagsprosent eller det blir økt motstand mot utbygging slik at prosessene tar lengre tid enn forventet. Er det for få investerbare prosjekter tilgjengelige i Norge og Sverige, kan det være fare for at målet ikke nås.

##### ***Behandlingstid i NVE***

I tilgangsanalysen er det satt en rekke forutsetninger om konesjonsbehandlingen i NVE de neste årene. Det er blant annet lagt til grunn at alle småkraftsaker som var inne hos NVE per 01.01.2013, skal avgjøres innen utgangen av 2017, og at det skal gis konesjoner tilsvarende en viss mengde TWh til vindkraftverk og store vannkraftverk. Lengre saksbehandling enn det som er forutsatt, kan medføre at det investerbare volumet av kraftprosjekter blir mindre enn det som er lagt til grunn i tilgangsanalysen. Saksbehandlingstiden har sammenheng med kapasitet i NVE, men påvirkes også av eksterne faktorer som politisk styring og krav til prosesser og utredninger.

##### ***Behandlingstid i OED***

I tilgangsanalysen er det satt en forutsetning om at behandling av innstillinger og klager tar fra ett til to år i Olje- og energidepartementet, avhengig av teknologi. Erfaringsmessig har behandlingstiden variert. Dersom saksbehandlingstiden i departementet øker, vil det tilsvarende påvirke tilgangen på investerbare prosjekter. Kompliserte saker der for eksempel utbyggingen må koordineres med andre produksjons- eller nettprosjekter kan være særlig utsatt. Et eksempel på dette kan være at nettselskap kan ha for liten kapasitet dersom for mange endelige konesjoner gis tett opp mot 2020 i samme område.

##### ***Samsvar mellom vedtak fra NVE og OED***

I tilgangsanalysen er det lagt til grunn at OED skal omgjøre like mange ja- som nei-vedtak/innstillinger fra NVE, og at konesjonsvolumet dermed vil være det samme etter behandling i OED som etter behandling i NVE. Med dette menes at *andelen* ja- og nei-vedtak i OED blir den samme som *andelen* ja- og nei-vedtak/innstillinger fra NVE, selv om det ikke nødvendigvis blir gitt ja/nei til de samme prosjektene. En eventuell ny politikk kan medføre at OED gir flere eller færre konesjoner enn de konesjonene og positive innstillingene som er gitt av NVE.

##### ***Fremtidig andel av småkraftkonesjoner***

I tilgangsanalysen er det lagt til grunn at 45 prosent av småkraftsakene får konesjon. Dersom dette tallet viser seg å bli et annet, vil dette påvirke det investerbare volumet.

### ***Økt motstand mot utbygging***

NVE har de siste årene registrert en økende motstand mot kraftutbygging, særlig i vindkraftsaker. Nesten alle vindkraftkonsesjoner blir nå påklaget. I årene frem mot 2010 ble 29 av 50 konsesjonsvedtak innen vindkraft påklaget. I årene fra 2011 til 2013 er 18 av 19 konsesjonsvedtak innen vindkraft blitt påklaget. Dette gir økt behandlingstid.

### **4.6.3 Tidsvinduet**

Elsertifikatsystemet er designet slik at norske kraftverk som er idriftsatt innen 31.12.2020, er elsertifikatberettiget. Svenske anlegg kan komme inn under ordningen etter 31.12.2020, men vil da få en avkortet tildelingsperiode ettersom de kun får elsertifikater frem til 2035. Det er kun prosjekter som er inne i ordningen innen 31.12.2020, som teller i måloppnåelsen. Dette gjelder for både Norge og Sverige.

Det er av investorer og utbyggere uttrykt bekymring for at de som velger å bygge forholdsvis tett opp mot 2020, ikke rekker fristen. Økt tidspress mot 2020 kan ha flere uheldige virkninger. For det første kan det være en fare for at man ikke rekker å bygge kraftverk og nett ferdig i tide. For det andre kan tidspresset øke kostnadene for utbygging og påvirke kvaliteten på det som bygges. Kort byggetid kan føre til at billigere løsninger og utstyr som kan leveres raskt velges fremfor kvalitet. Dersom utbyggere anser det som for risikabelt å bygge anlegg i de siste årene frem mot 2020, kan man risikere at en del prosjekter, som økonomisk sett kunne blitt investert i innenfor elsertifikatorordningen, blir lagt på is. Forsinkelse i prosessen frem mot bygging av kraftverk eller nettutbygging kan medføre for sen idriftsettelse for kraftverk og således føre til at kraftverket faller utenfor ordningen. En god del av den nye nettkapasiteten i Norge er ikke ventet å være klar før i årene 2015–2018, noe som trolig vil kreve at en del nye kraftverksprosjekter i Norge bygges tett opp mot 2020. Om investorene da ikke vil ta sjansen på å investere på grunn av frykten for ikke å være i drift innen 31.12.2020, vil man kunne få en situasjon hvor det bygges mindre ny kraftproduksjon enn forventet i Norge.

### **4.6.4 Informasjon til aktørene og prissignal**

For at et marked skal fungere på en god måte, er det en forutsetning at aktørene har god informasjon om utviklingen i markedet. Slik informasjon er viktig for å kunne lage prognoser om fremtidig sertifikatpris og beholdning av elsertifikater, og dermed gjøre vurderinger av mulige investeringer.

NVE og Energimyndigheten har fått flere innspill om at god informasjon er svært viktig i markedet. Følgende innspill har kommet inn fra flere aktører:

- Bedre markedsinformasjon om tilbud og etterspørsel i elsertifikatmarkedet.
- Bedre informasjon om blant annet utbyggingstakt fordelt på land og ulike teknologier samt informasjon om når investeringsbeslutninger er tatt for prosjekter som inngår i elsertifikatsystemet. Mindre aktører har begrenset tilgang til prisinformasjon og prognoser.
- Informasjonsspredning må samordnes mellom NVE og Energimyndigheten.

Ufullstendig informasjon om hvor store produksjonsvolumer som er på vei inn i markedet, samt manglende informasjon om fremtidig etterspørsel, kan øke usikkerheten ved utbyggers investeringsbeslutninger. Dette vil også gjøre analyse- og prognosearbeid vanskeligere hva gjelder elsertifikatpris og utbyggingstakt. Et felles marked i Norge og Sverige krever koordinering av sammenstilling og spredning av informasjon i begge land. Informasjonen må gjøres tilgjengelig i begge land på samme tidspunkt, noe som er avgjørende for å gi alle aktører like forutsetninger og muligheter til



å handle på samme premisser. På dette området har NVE og Energimyndigheten allerede tatt grep og synkroniserer nå all markedsinformasjon som kommer fra myndighetene.

Om investorer mangler informasjon om hvor store produksjonsvolumer som er på vei inn i elsertifikatorordningen, og hvilke investeringsbeslutninger som er tatt, er det vanskelig å vite om det aktuelle prosjektet bidrar til å øke beholdningen av elsertifikater eller om produksjonen fra det aktuelle kraftverksprosjektet er nødvendig for å møte etterspørselen. Mangel på, og brist i, informasjon kan føre til at markedet setter en elsertifikatpris som ikke reflekterer den reelle markedssituasjonen. I tilfeller hvor markedet egentlig skulle ha signalisert en opp- eller nedadgående pristrend for elsertifikater, med påfølgende økt eller redusert investeringstakt, er det ved manglende informasjon en risiko for at dette ikke skjer. Det kan således være en risiko for måloppnåelsen dersom aktørene i markedet tror at det bygges mer eller mindre enn det reelt gjør, og at det dermed forventes for høye eller for lave elsertifikatpriser fremover. Manglende informasjon om hvor store volumer som er på vei inn i elsertifikatorordningen, kan gi uventede endringer i elsertifikatprisen og dermed skape usikkerhet. Dette er særlig relevant tett opp mot år 2020.

Det er for myndighetene ikke mulig å gi sikker informasjon i dag om hvor mye produksjon som kommer i årene fremover. Det vil gå en viss tid fra en investeringsbeslutning er tatt til myndighetene blir kjent med den, noe som gir en tidsforsinkelse i seg selv.

Elsertifikatmarkedet består av både store og små aktører med ulik grad av profesjonalitet og kunnskap hva gjelder markedshåndtering og -forståelse. Små aktører har gjerne begrenset tilgang til prisinformasjon og prognoser da de ikke har kapasitet, kunnskap eller ressurser til å analysere dette selv eller kjøpe informasjon fra eksterne aktører. Et marked med god informasjon til alle aktører kan føre til mindre prissingninger og en jevnere utbygningstakt.

### ***Beholdning og prissignal***

Beholdningen av elsertifikater og summen av prisnivå på kraftpris og elsertifikatpris er parametre som direkte påvirker investeringsviljen i markedet og dermed hvor mye ny fornybar elproduksjon som kommer inn i det felles markedet. Det er viktig at korrekte prissignaler formidles til markedet. Om ikke markedet får riktige prissignaler, kan det føre til forsinkelser i investeringsbeslutninger. Det fører igjen til en risiko for at målet ikke nås fordi man ikke rekker å bygge kraftverket før utgangen av 2020.

Historisk sett, før det ble et felles elsertifikatmarked med Norge og Sverige, har det vært en beholdning av elsertifikater som har vært viktig for prissettingen i elsertifikatmarkedet. Det har da tradisjonelt vært tatt mange investeringsbeslutninger når de faktiske prisene på kraft og elsertifikater har vært høye, og få investeringsbeslutninger når prisene har vært lave. Slike sykliske, ”rykkvise”, investeringsfaser kan utgjøre en risiko for å nå det felles målet om 26,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon innen utgangen av 2020, fordi investeringsbeslutningene kan komme for sent til at man rekker å bygge.

Et lavt prissignal, som kan oppstå ved en faktisk eller forventet beholdning av elsertifikater på markedet, kan bidra til en lavere investeringsvilje hos aktørene. Risikoen ved et lavt prissignal er at aktørene antar at andre aktører allerede bygger, og at de selv derfor er avventende. Om en slik situasjon oppstår, vil beholdningen av elsertifikater etter hvert reduseres og man kan få et høyere prissignal i markedet som kan føre til at flere vil investere. Det er viktig å merke seg at det til enhver tid er summen av elsertifikatpris og kraftpris som gir det samlede prissignalet aktørene retter seg etter.

### **Dagens beholdning av elsertifikater**

I dagens marked er det en stor beholdning med elsertifikater. En beholdning av elsertifikater kan opparbeides i år hvor utstedelsen av elsertifikater er høyere enn etterspørselen. Det vil si at antall elsertifikater som er blitt utstedt, men ikke annullert, vokser. Etterspørselen er lovfestet gjennom kvotekurvene i Norge og Sverige. Den nåværende beholdningens størrelse beror hovedsakelig på at

- dette er en beholdning som har bygget seg opp siden elsertifikatsystemets start i Sverige i 2003
- det er et lavere beregningsrelevant elforbruk i Sverige enn hva som ble forutsatt da den svenske kvotekurven ble bestemt i juni 2010
- utbyggingstakten i Sverige før 01.01.2012 ble større enn hva man antok da traktaten med Norge ble utformet

Det finnes en treghet i markedet som kan medføre at reaksjonen blir langsom ved en overgang fra et lavt til et høyt prissignal. Denne tregheten skyldes den tiden det tar fra det tidspunkt investoren igjen vil investere, etter at prissignalet er blitt høyere, og til det aktuelle anlegget tas i drift. Risikoen følger av at tidsvinduet er begrenset til innen utgangen av 2020. Derfor er det viktig at prissignalene er så korrekte som mulig, og følgelig at man får en fornuftig justering av kvotekurven slik at beholdningen ikke vokser seg uforholdsmessig stor. Dette utredes i deloppdraget som omhandler teknisk justering av kvotekurven.

Markedet forutsetter at aktørene klarer å se på måloppnåelsen og de forventede fremtidige priser på kraft og elsertifikater fremfor dagens priser, når de avgjør om de skal investere. En treghet i markedstilpasningen kan resultere i at aktører vil ta investeringsbeslutninger for sent og dermed ikke få tid til å bygge før 2020. Om i tillegg priser på konsulent- og entreprenørtjenester stiger, tilgangen på arbeidskraft blir presset og tiden blir knapp fordi mange skal bygge samtidig, kan det påvirke utbyggingstakten og det felles målet på en negativ måte.

#### **4.6.5 Kapital og finansiering**

Tilgang på kapital og finansiering er nødvendig for å bygge tilstrekkelig med ny produksjonskapasitet for å nå målet for elsertifikatsystemet. Både en innskjerping av krav hos banker og endringer i investeringsprofilen i investeringsmiljøer har således en direkte påvirkning på utbyggingen i Norge og Sverige. Risikoen i forbindelse med elsertifikatmålet ligger i at tiden det tar å hente inn kapital, og dette forsinker utbyggingen av lønnsomme prosjekter.

NVE har mottatt innspill på at enkelte finansieringsmiljøer har et økt fokus på langsiktighet og stabilitet. Med innføringen av et markedsbasert støttesystem for fornybar energi i Norge etterlyses det derfor et bedre marked for langsiktige kontrakter. Et lite utviklet marked for handel med langsiktige elsertifikatkontrakter kan begrense tilgangen på kapital fra tradisjonelle kapitalkilder som banker. I et slikt marked er det gjerne få aktører og begrenset likviditet. Dette påvirker særlig utbyggere uten tilgang til betydelig annen kapital som det kan stilles sikkerhet i. Sikkerhetsstillelse i produksjonsinstallasjoner kan gi lav annenhåndsverdi relativt til finansieringsbehovet.

Under et temamøte NVE arrangerte om finansiering av kraftverk høsten 2013, ble det påpekt at det er private investorer som har stått for hovedandelen av kapitaltilførselen til nordisk vindkraft siden starten av 2010. Større offentlig eide selskaper med lokal eller regional forankring har i denne perioden vært mindre villig til å fatte investeringsbeslutninger. Det samme gjelder for småskala vannkraft.

Frem mot 2020 kan det bli viktigere for utbyggere å se etter alternative kilder for kapital. Dette kan for eksempel være internasjonale investorer som pensjonsfond. NVE ser at dette behovet særlig kan gjelde mindre aktører som tradisjonelt har benyttet bank som kapitalkilde.

#### **4.6.6 Tilgang på arbeidskraft**

Tilgang på ressurser i form av arbeidskraft til utbygging og prosjektering har allerede blitt nevnt som en flaskehals ved utbygging av kraftnettet. En storstilt utbygging av kraftverk i samme periode kan legge ytterligere press på konsulenter og fagfolk innen bygg, maskin, anlegg og elektrobransjen. Dette kan både gi mangel på kvalifisert arbeidskraft og drive anbudsprisene opp.

# 5 Utforming av kvotekurven

NVE anbefaler at elsertifikatkvotene fastsettes i TWh i elsertifikatloven med regler for hvordan disse kvotene regnes om til andeler i tråd med forpliktelsene i traktaten. Dette vil gi økt forutsigbarhet for aktørene. For at antallet elsertifikater som skal annulleres av hver elsertifikatpliktig, skal kunne beregnes, må elsertifikatkvotene i TWh gjøres om til prosentandeler. NVE anbefaler at andelen i prosent beregnes på forhånd, og at den ligger fast for en periode på fire år om gangen. Prosentandelen offentliggjøres før det første året i perioden. Dette vil forenkle ordningen for de elsertifikatpliktige. Avvik som oppstår justeres i løpet av påfølgende fireårsperiode etter regler fastsatt i elsertifikatloven.

## 5.1 Deloppdrag 4

I gjeldende lovverk er elsertifikatkvotene fastsatt i lov. Det vil si forholdstallet som betegner hvor stor andel av beregningsrelevant elforbruk det skal annulleres elsertifikater for hvert år. De årlige elsertifikatkvotene danner til sammen en kvotekurve. Dette er beskrevet i kapittel 3. Et alternativ til å lovfeste elsertifikatkvotene er å lovfeste den samlede årlige elsertifikatplikten i henhold til traktaten om elsertifikater mellom Norge og Sverige.

NVE har fått i oppdrag å vurdere fordeler og ulemper ved disse to metodene. I dette kapitlet drøftes begge metodene.

## 5.2 Bakgrunn

Målet med elsertifikatordningen er å utløse 26,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon innen utgangen av 2020. Hvert land skal finansiere 13,2 TWh i tillegg til produksjon fra eksisterende kraftverk som er med i overgangsordningen. Dette innebærer at elsertifikater tilsvarende 198 TWh må annulleres i løpet av perioden 2012 til 2035, i tillegg til elsertifikater fra produksjon i overgangsordningen. Dette er beskrevet i kapittel 3.

Etterspørselen etter elsertifikater gis gjennom årlige elsertifikatkvoter. Disse bestemmer hvor mange elsertifikater de elsertifikatpliktige må anskaffe og annullere hvert år. Etterspørselen må samsvare med Norges forpliktelse om å annullere elsertifikater tilsvarende 13,2 TWh i 2020 og 198 TWh i perioden 01.01.2012 til 31.12.2035 (jf. traktat art. 2.2), i tillegg til elsertifikatene i overgangsordningen.

Elsertifikatkvotene er fastsatt i lov om elsertifikater som en andel av beregningsrelevant elforbruk for perioden 2012 til 2035. Ved fastsettelse av elsertifikatkvotene ble det gjort en rekke forutsetninger om utvikling i beregningsrelevant elforbruk, produksjonsvolum i overgangsordningen og annulleringsprosent. For at Norge skal nå sine forpliktelser, må kvotekurven justeres dersom annulleringen av elsertifikater ikke skjer i henhold til den utviklingen man har lagt til grunn ved beregning av kvotekurven. Beregning av kvotekurven er nærmere beskrevet i kapittel 3.

Avvik kan oppstå både som følge av at faktisk beregningsrelevant elforbruk avviker fra estimert elforbruk og ved at produksjonen fra kraftverkene i overgangsordningen blir høyere eller lavere enn antatt. I kapittel 3 ble det vist at faktisk beregningsrelevant elforbruk i 2012 var betydelig høyere enn estimert elforbruk, mens produksjonen fra kraftverkene i overgangsordningen ble lavere enn antatt. Dette gir behov for justering av kvotekurven. Det er sannsynlig at tilsvarende justering vil bli nødvendig ved senere kontrollstasjoner.

Norge og Sverige har blitt enige om at hver part skal lovfeste elsertifikatplikt og elsertifikatkvoter for å oppnå mål og forpliktelser. Justeringer eller endringer i en parts lovgivning om elsertifikatplikt og -kvoter skal fortrinnsvis gjøres ved kontrollstasjoner. Hver part skal fastsette kvotene med sikte på å nå mål og forpliktelser, og har rett og plikt til å gjøre nødvendige justeringer i kvotene frem mot 2035 for å oppnå dette. Avtalen fastsetter at det skal være kontrollstasjoner hvert fjerde år, med mindre rådet fastsetter noe annet. Første kontrollstasjon skal finne sted senest innen utgangen av 2015.

Gjeldende lov og forskrift gir ikke regler for når eller hvordan avvikene som oppstår mellom antall annullerte elsertifikater og målet i ordningen, skal håndteres. Det vil si om estimeringsavvikene justeres i sin helhet over få år eller over mange år.

### 5.3 Lovfestede elsertifikatkvoter

I lov om elsertifikater ble elsertifikatkvoten fastsatt som andel av beregningsrelevant elforbruk. Sentralt for denne avgjørelsen var erfaringene fra elsertifikatmarkedet i Sverige. Det var viktig å harmonisere regelverket på dette området.

Dagens ordning med lovfestede elsertifikatkvoter som andel av beregningsrelevant elforbruk har flere sider ved seg som tilsier at man bør vurdere alternative måter å utforme kvotekurven på.

#### *Dagens ordning gir liten forutsigbarhet for når og hvordan kvotekurven kan bli justert*

Avtalen mellom Norge og Sverige legger føringer for hvilke avvik elsertifikatkvotene kan justeres for. Det er imidlertid ikke beskrevet når og hvordan justeringene skal foretas. Dette skaper lite forutsigbarhet for aktørene som ikke vet hvor mye kvotekurven kan bli justert og når dette eventuelt blir gjennomført.

#### *Behov for ny beregning av kvotekurve og lovendring ved hver kontrollstasjon*

Kvotekurven er fastsatt langt frem i tid og må med høy sannsynlighet justeres som følge av at det ikke er mulig å estimere det beregningsrelevante elforbruket korrekt for hele perioden. Når elsertifikatkvotene er lovfestet som i dag, vil det ved hver kontrollstasjon måtte gjennomføres ny estimering av beregningsrelevant elforbruk. Loven vil måtte endres i henhold til nye beregninger dersom disse viser en annen utvikling enn den som ligger til grunn for gjeldene kvotekurve.

#### *Fastsatte regler for justering av kvotekurven vil gjøre det enklere å estimere etterspørselen*

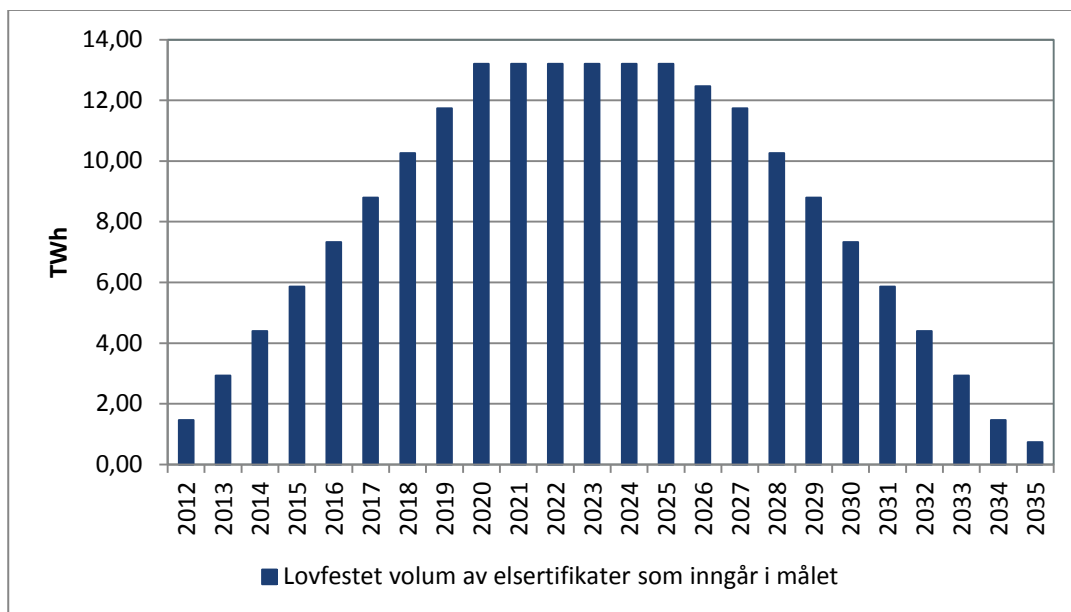
Hvordan kvotekurven justeres har betydning for etterspørselen etter elsertifikater, og dermed for beholdningen av elsertifikater i markedet. Størrelsen på beholdning av elsertifikater har hatt stor betydning for prisdannelsen elsertifikatmarkedet og kan dermed påvirke markedsaktørenes kjøps-, salgs- og investeringsbeslutninger. Fastsatte regler for justering av kvotekurven vil gjøre det enklere å estimere etterspørselen etter elsertifikater innenfor en periode. Dette kan bidra til bedre beslutningsgrunnlag for investeringer samt mer effektiv prisdannelse.

### 5.4 Lovfestet elsertifikatplikt i TWh

Norges forpliktelse til å annullere elsertifikater tilsvarende totalt 198 TWh, i tillegg til elsertifikater for antatt produksjon i overgangsordningen, regnes i dagens ordning om til en andel av beregningsrelevant elforbruk. Se nærmere beskrivelse av beregning av kvotekurven i kapittel 3. Alternativt til å oppgi

kvotekurven som en andel av beregningsrelevant forbruk, kan elsertifikatplikten fastsettes i lov eller forskrift som et absolutt antall elsertifikater<sup>8</sup> (jf. ett elsertifikat = 1 MWh kraft).

Volum i TWh fra overgangsordningen kan imidlertid ikke lovfestes fordi produksjonsvolumet fra anleggene i overgangsordningen ikke er kjent. En kvotekurve i TWh innebærer derfor at både kriterier for hvordan overgangsordningen skal finansieres samt regler for fremtidige justeringer må fastsettes i lov eller forskrift om elsertifikater. En kvotekurve i TWh medfører økt gjennomsiktighet og forutsigbarhet for aktørene. Samlet elsertifikatplikt som lovfestet i antall elsertifikat som skal finansieres hvert år, kan da illustreres slik:



Figur 5-1 Illustrasjon av samlet elsertifikatplikt i TWh fra 2012 til 2035, totalt 198 TWh. Produksjon fra overgangsordningen kommer i tillegg.

#### 5.4.1 Hvordan regne om elsertifikatplikten til elsertifikatkvoter?

Dersom elsertifikatplikten lovfestes i TWh, er det behov for å gjøre volumet elsertifikater som skal finansieres hvert år, om til en andel av beregningsrelevant elforbruk. Når elsertifikatkvoten er kjent kan hver enkelt elsertifikatpliktig beregne det antall elsertifikater som skal annulleres for å oppfylle elsertifikatplikten i et enkelt år. Se formel for fastsetting av elsertifikatkvoter.

##### *Formel for fastsetting av elsertifikatkvoter ved elsertifikatplikt i TWh*

$$\text{Elsertifikatkvote} = \frac{\text{Produksjon overgangsordning} + \text{Ny produksjon}}{\text{Beregningsrelevant elforbruk}}$$

<sup>8</sup> Det innebærer at forpliktelsene i traktaten tas inn i nasjonal lovgivning, og det vil således synliggjøre Norges forpliktelser i traktaten for aktørene i elsertifikatmarkedet.

Dette kan gjøres på flere måter. Dette kapitelet beskriver to alternativer;

**Alternativ 1: Lovfestet elsertifikatplikt regnes om til elsertifikatkvoter etter at produksjon fra kraftverk i overgangsordningen og beregningsrelevant elforbruk er kjent for foregående år (etterskuddsvis fastsettelse av elsertifikatkvoter)**

Elsertifikatkvoten kan beregnes når både beregningsrelevant elforbruk og produksjonsvolum i overgangsordningen er kjent.

Nettselskapene skal rapportere beregningsrelevant elforbruk i midten av februar påfølgende år, og hver enkelt elsertifikatpliktig skal kontrollere at dette er korrekt innen 1. mars. Beregningsrelevant elforbruk for foregående år vil derfor være kjent først på dette tidspunktet. Den endelige elsertifikatkvoten i prosent av elforbruket vil derfor først kunne beregnes og offentliggjøres av myndighetene 2. mars påfølgende år.

Når andel av beregningsrelevant elforbruk som kraftleverandørene må kjøpe elsertifikater for, fastsettes etterskuddsvis, vil alle leddene som inngår i beregningen av elsertifikatkvotene være kjent. Annullering av elsertifikater vil følge forpliktelsen i traktaten, og det vil derfor ikke være behov for å justere for avvik i fremtiden.

Avvik mellom faktisk og forventet beregningsrelevant elforbruk vil ikke påvirke etterspørselen etter elsertifikater, og usikkerhet med hensyn på etterspørsel for det kommende året vil derfor minimeres.

Den faktiske andelen av det beregningsrelevante elforbruket som den elsertifikatpliktige er lovpålagt å kjøpe elsertifikater for, vil ikke være kjent før etter kalenderårets slutt. En omlegging av elsertifikatkvoten som skissert vil derfor gjøre elsertifikatplikten mer komplisert å håndtere for de elsertifikatpliktige kraftleverandørene. Siden kostnaden skal være kjent for kunden på forhånd (se faktaboks om krav til prisopplysning), må kraftleverandøren prisen inn elsertifikatkostnaden til sluttbrukeren uten å kjenne andelen elsertifikater som må kjøpes for å oppfylle elsertifikatplikten.

**Krav til prisopplysning**

Etter elsertifikatforskriften § 23 er elsertifikatpliktige kraftleverandører pålagt å inkludere kostnader som følger av elsertifikatplikten i prisen ved fastpriskontrakter og variable kontrakter. Dette gjelder både i forbindelse med den elsertifikatpliktiges prisopplysning og markedsføring overfor sluttbrukere. Ved kontrakter direkte knyttet til spotpris skal kostnader som følger av elsertifikatplikten, inngå i påslaget.

Bestemmelsen skal sikre at sluttbrukeren får én totalpris å forholde seg til og gjøre det enklere å sammenlikne ulike kraftavtaler. Det er viktig at prisen er kjent på forhånd, slik at kunden vet hva han faktisk må betale for de ulike avtalene og til de ulike kraftleverandørene før han velger. Således vil leverandørene blant annet måtte konkurrere om laveste elsertifikatkostnad for å kunne tilby en konkurransedyktig pris.

Den direkte kostnaden i øre per kWh for kraftleverandøren som følger av elsertifikatplikten er elsertifikatkvoten multiplisert med elsertifikatprisen. Endres de prosentvise elsertifikatkvotene, endres

også forutsetningen som kraftleverandøren legger til grunn ved prising ut mot sluttbruker. En omlegging av elsertifikatkvoten til et gitt antall elsertifikater som skal annulleres hvert år, vil derfor gi økt risiko for kraftleverandører og andre elsertifikatpliktige dersom elsertifikatandelen beregnes *etterskuddsvis*.

Elsertifikatpliktige kraftleverandører viderefakturerer elsertifikatkostnaden til sluttbrukerne, og NVE mener det er rimelig å anta at de vil legge inn et risikopåslag som medfører høyere pris til sluttbruker ved alternativ 1. I hvilken grad denne risikoen resulterer i et risikopåslag på strømgregningen til sluttbrukeren vil blant annet være avhengig av kraftleverandørens evne til å vurdere og håndtere risiko samt konkurransen i sluttbrukermarkedet.

Ettersom elsertifikatplikten først kan beregnes som andel av beregningsrelevant elforbruk og offentliggjøres 2. mars året etter det aktuelle året, vil elsertifikatpliktige måtte gjøre de nødvendige justeringshandlingene over en periode på fire uker før annullering 1. april. En slik løsning vil derfor kunne stimulere til en konsentrasjon av handel med elsertifikater rett før annullering, noe NVE mener er uheldig.

Når elsertifikatkvoten ikke utgjør en på forhånd kjent andel, kan det også gi redusert transparens i sluttbrukermarkedet. Dette vil gjøre det vanskeligere for sluttkunden å vurdere rimeligheten i påslaget på spotpriskontrakter og totalpris ved andre avtaler.

Omlegging til elsertifikatkvoter i TWh i samsvar med forslaget i alternativ 1 kan føre til at det blir lettere for investorer og produsenter å vurdere risikoen knyttet til inntjeningsgrunnlaget i elsertifikatmarkedet. Videre innebærer alternativ 1 at det ikke er behov for å korrigere feil fra tidligere år, og således fjernes noe av usikkerheten for de elsertifikatpliktige. Kraftleverandører som kan viderefakturere kostnaden til sine kunder, vil imidlertid få en økt risiko fordi kostnaden må prises inn før elsertifikatkvoten er kjent. NVE mener at det kan bli for kort tid mellom publisering av den endelige elsertifikatkvoten for foregående år (2. mars) og annullering for foregående år (1. april).

### ***Alternativ 2: Elsertifikatplikt i TWh med omgjøring til prosentandel på forhånd***

I dette alternativet fastsettes elsertifikatkvotene i TWh, men regnes om til en prosentandel av beregningsrelevant elforbruk etter fastsatte regler på forhånd.

Andel beregningsrelevant elforbruk det må kjøpes og annulleres elsertifikater for, vil da være kjent for kraftleverandørene på forhånd slik som i dagens ordning. Avvik kan korrigeres i ettertid. Det vil kunne korrigeres for avvik mellom antall annullerte elsertifikater og elsertifikatkvote i TWh samt avvik mellom estimert og faktisk produksjon av kraft fra overgangsordningen. Ved omregning fra elsertifikatkvote i TWh til andel av beregningsrelevant elforbruk som skal annulleres, kan temperaturkorrigert beregningsrelevant elforbruk for det foregående året benyttes som beregningsgrunnlag. Det vil da ikke være nødvendig å estimere det beregningsrelevante elforbruket.

Justeringer kan gjøres årlig eller for en periode med gitt varighet. Antall elsertifikater som blir annullert, vil kunne avvike i positiv eller negativ retning i forhold til banen som er lagt til grunn for å nå målet i 2020. Ved årlige justeringer vil man kunne få justeringer i motsatt retning fra år til år. Ved periodevis justering vil disse kunne oppveie hverandre. Antall år mellom avvik og justering bestemmes ut i fra hvor lang tid på forhånd man ønsker at elsertifikatkvoten skal være kjent. Justering tett opp til gjeldende år gir større usikkerhet for aktører som tilbyr fastpriskontrakter med lenger varighet.

Usikkerhet med hensyn til elsertifikatkvoten frem i tid antas å påvirke kraftleverandørens risikopåslag på kontrakter med varighet utover den perioden elsertifikatkvoten er kjent. Dette vil kunne gi en noe høyere pris på langsiktige kontrakter. Når det er mulig å korrigere elsertifikatkvoten, men det ikke er fastsatt



regler for hvordan, vil det også være vanskeligere for kunden å estimere hva som er en rimelig kostnad som følge av elsertifikater i langsiktige kontrakter.

### *Periodevis justering*

NVE mener det er hensiktsmessig med en periodevis justering. Det er fordi årlige avvik som går i motsatt retning, vil kunne oppveie hverandre fra år til år. Perioden hvor elsertifikatplikten omregnet til prosent ligger fast, bør være så lang at den gir tilstrekkelig forutsigbarhet for de elsertifikatpliktige aktørene samtidig som usikkerhet i forhold til etterspørselen reduseres for produsenter og investorer. En periode på inntil 4 år vil kunne være hensiktsmessig. Ved en lengre periode mener NVE at perioden før et eventuelt over- eller underskudd av elsertifikater vil kunne korrigeres blir lang. Dette påvirker effektiviteten i markedet. Det er viktig at ordningen stimulerer til investeringer før 2020.

Elsertifikatplikten fastsettes i TWh i loven for hele elsertifikatorordningens levetid, og den regnes om til prosentandel av beregningsrelevant elforbruk for en periode på fire år. Elsertifikatandelen vil da være kjent i fire år av gangen.

Antall år mellom avvik og justering bestemmes ut fra hvor lang tid på forhånd man ønsker at elsertifikatkvoten skal være kjent. Justering tett opp til gjeldende år gir større usikkerhet for aktører som tilbyr fastpriskontrakter med lenger varighet. Dersom andelen skal være kjent et halvt år på forhånd, vil det bety at man bestemmer elsertifikatandelen for 2020 til 2024 den 1.juli 2019. Det betyr at avvik i perioden 2015–2018 korrigeres i elsertifikatkvotene i perioden 2020–2024.

Størrelsen på avviket som oppstår i 4-års perioden, vil ha betydning for hvordan justeringer bør foretas i forhold til markedspåvirkning og følger for ulike aktører. Ved store avvik mener NVE det vil kunne være hensiktsmessig å fordele avvikene over den neste 4-års perioden, mens det kan korrigeres for mindre avvik det første året. NVE ser at det kan være nødvendig med en viss handlefrihet innenfor en fireårsperiode. Imidlertid er det sentralt at det fastsettes regler for hvordan justering skal foretas for å gi aktørene den nødvendige forutsigbarheten.

Justering etter regler som fastsettes på forhånd, antas å gi større forutsigbarhet også for investorene enn ved dagens ordning hvor det ikke er gitt regler for dette, men mindre forutsigbarhet enn ved alternativ 1 hvor etterspørselen er helt fast.

## **5.5 Lovfesting av elsertifikatplikt og regel for justering**

Ved lovfesting av elsertifikatplikten i alternativ 1 med etterskuddsvis omregning til elsertifikatkvoter vil det ikke være behov for å gjøre tekniske justeringer av elsertifikatkvotene da alle de estimerte størrelsene er kjente. Det betyr at lovteksten kan utformes med en tabell som viser antall elsertifikater som årlig skal annulleres i perioden 2012 til 2035. Videre må formelen for fastsetting av elsertifikatkvotene spesifiseres med dato for offentliggjøring av gjeldende elsertifikatkvote for foregående år.

I alternativ 2 beregnes elsertifikatkvoten på forhånd og ligger fast for en periode på fire år om gangen. Elsertifikatkvoten offentliggjøres seks måneder før det første året i perioden. Formelen for fastsetting av elsertifikatkvoter vil alltid gjelde, men teknisk justering vil måtte legges til i formelen. Dette vises i formelen under, som er lik formelen i kapittel 5.4.1, pluss teknisk justering av elsertifikatkvotene.

### *Formel for fastsetting av elsertifikatkvoter ved elsertifikatplikt i TWh og kvote beregnet på forhånd*

$$\text{Elsertifikatkvote} = \frac{\text{Produksjon overgangsordning} + \text{Ny produksjon} + \text{Teknisk justering}}{\text{Beregningsrelevant elforbruk}}$$

**Produksjon fra overgangsordningen:** Ettersom elsertifikatkvoten fastsettes på forhånd for en periode på fire år, benyttes et estimat på produksjon fra overgangsordningen.

**Finansiering av ny produksjon:** Mengden nyproduksjon som skal finansieres per år, er angitt i traktaten og ligger således fast hvert år i perioden 2012 til 2035.

**Teknisk justering:** Nødvendige justeringer<sup>9</sup> i elsertifikatkvotene for å oppfylle forpliktelsene i avtalen om elsertifikater mellom Norge og Sverige. Det innebærer således ingen ambisjonshøyning.

**Beregningsrelevant elforbruk:** Temperaturkorrigert beregningsrelevant elforbruk året før det første året i perioden legges til grunn for alle årene i perioden. Det vil for eksempel si at temperaturkorrigert elforbruk i 2014 benyttes for beregning av elsertifikatkvotene i perioden 2016 til 2019. Dette mener NVE vil bidra til mer gjennomsiktighet rundt tekniske justeringer av elsertifikatkvotene.

## 5.6 Konklusjon og anbefaling

Hvordan de årlige elsertifikatkvotene fastsettes vil påvirke de ulike aktørene forskjellig og gi ulik grad av risiko. Det å lovfeste de årlige kvotene i TWh fremfor en andel av beregningsrelevant elforbruk, slik det er i dag, vil gi en større sikkerhet for investorer. Det vil redusere behovet for lovendringer som i dag er nødvendige for å justere kvotene for avvik. Samtidig vil det redusere usikkerheten knyttet til kontrollstasjoner som markedet opplever i dag.

Dersom de årlige nasjonale kvotene settes i TWh, kan andelen aktørene skal kjøpe elsertifikater for enten beregnes etterskuddsvis eller etter regler som fastsettes på forhånd. NVE har vurdert to alternativer for fastsettelse av sertifikatplikten basert på kvoter i TWh.

NVE anser det som viktig at elsertifikatorordningen ikke er uhensiktsmessig komplisert å håndtere for kraftleverandørene, da det er kundene som antas å måtte bære kostnadene ved dette. Det å beregne andelen på forhånd gir investorene noe lavere sikkerhet enn alternativet med andeler beregnet etterskuddsvis. Denne ulempen for investorene oppveies imidlertid av redusert risiko og kompleksitet for elsertifikatpliktige.

NVE anbefaler derfor at elsertifikatkvotene fastsettes i TWh i loven, men omregnes til andel av beregningsrelevant elforbruk på forhånd for en gitt periode.

---

<sup>9</sup> Etter NVEs vurdering innebærer en teknisk justering av elsertifikatkvotene justeringer som skal justere for avvik fra estimatene for beregningsrelevant elforbruk og produksjon i overgangsordningen, samt annulleringsprosent mindre enn 100 prosent.

Videre mener NVE at dette bør harmoniseres mellom Norge og Sverige i så stor grad som mulig, da ulike metoder kan påvirke risiko og lønnsomhet ved aktivitet i de to landene. Siden norsk elsertifikatplikt og produksjon utgjør en begrenset del av ordningen foreløpig, antas det å ha større betydning for markedet hvordan dette løses i Sverige. Dersom samlet elsertifikatplikt ikke lovfestes i både Norge og Sverige, anbefaler NVE at det foretas hyppigere kontrollstasjoner for å begrense tiden det tar å justere for kjente estimeringsavvik.

Se også vedlegg V 3 for illustrasjoner av tidslinje for justering av kvotekurve.

## 6 Avgift for manglende annullering av elsertifikater

Avgiften for manglende annullering er i dag 150 prosent av volumveid registerpris for elsertifikater i Norge og Sverige i perioden 1. april foregående kalenderår til 31. mars inneværende kalenderår. Sverige har hatt denne avgiftsstrukturen siden 2005, og avgiften har hvert år siden oppstarten vært høyere enn markedsprisen det aktuelle året. I tillegg har annulleringsprosenten vært rundt 99,9 prosent hvert år. Det er derfor lite som skulle tilsi at en alternativ utforming av avgift for manglende annullering vil øke motivasjonen for å oppfylle elsertifikatplikten. Til tross for at markedsprisen teoretisk kan bli høyere enn avgiften for manglende annullering, har andre måter å utforme avgiften på svakheter som gjør dem mindre egnet enn dagens utforming.

### 6.1 Deloppdrag 5

I det femte deloppdraget skal NVE drøfte utforming av avgift for manglende annullering av elsertifikater. Dersom de elsertifikatpliktige (hovedsakelig kraftleverandører) ikke annullerer tilstrekkelig antall elsertifikater i henhold til elsertifikatplikten for det aktuelle året, ilegger NVE en avgift for hvert elsertifikat som mangler for å oppfylle elsertifikatplikten.

Formålet med avgiften for manglende annullering av elsertifikater er at de sertifikatpliktige aktørene i størst mulig grad skal oppfylle sin elsertifikatplikt ved kjøp av elsertifikater. I gjeldende regler settes avgiftens størrelse som en funksjon av volumvektet gjennomsnittlig registerpris i perioden fra 1. april i foregående kalenderår til 31. mars i gjeldende kalenderår.

NVE vil i dette kapitlet vurdere gjeldende avgiftsstruktur opp mot alternative avgiftsstrukturer. I vurderingen skal avgiftens formål og påvirkning på markedet vektlegges. NVE legger til grunn at avgiftens størrelse skal være lik for både Norge og Sverige.

### 6.2 Bakgrunn

Elsertifikatordningen er et konstruert markedsbasert støttesystem der etterspørselen etter elsertifikater er lovpålagt. For at markedet skal fungere etter hensikten er det nødvendig å ha en mekanisme som tvinger den elsertifikatpliktige til alltid å overholde sin plikt om å kjøpe elsertifikater. En avgift eller et gebyr for manglende oppfyllelse av plikt som gir en større kostnad enn å kjøpe elsertifikater i tide, fungerer som et slikt insitament.

Avgiften for manglende annullering er i dag fastsatt som 150 prosent av volumveid registerpris i Norge og Sverige i perioden 1. april foregående kalenderår til 31. mars inneværende kalenderår. Siden innføringen av dagens avgiftsstruktur har avgiften for manglende annullering alltid vært høyere enn markedsprisen for elsertifikater og annulleringsprosenten har vært svært høy. På denne måten har avgiften fungert etter hensikten.

Avgiftens utforming gir imidlertid en teoretisk mulighet for at markedsprisen på elsertifikater i perioder kan bli høyere enn avgiften for manglende annullering. Det kan blant annet være et resultat av at prisstigningen gjennom året er så høy at markedsprisen til slutt overstiger avgiftens størrelse ved annullering. NVE vil i dette oppdraget vurdere om dagens utforming bør endres og eventuelt hvilke

alternative måter avgiften kan utformes på. I den følgende teksten drøftes dagens ordning og ulike alternativer basert på noen kriterier som avgiften bør oppfylle.

#### **Forskjellen mellom markedspris og registerpris**

Elsertifikater kan både omsettes på markedsplasser og bilateralt. Alle overdragelser av elsertifikater i et land skal registreres i elsertifikatregisteret. Prisen på elsertifikatene publiseres av registeransvarlig. Dette bidrar til pristransparens i elsertifikatmarkedet.

Registeransvarlig plikter også daglig å publisere registerprisen. Registerprisen referer til den volumveide gjennomsnittsprisen på overdratte elsertifikater i elsertifikatmarkedet siste 12 måneder. Det inkluderer all handel med overdragelse innenfor perioden. Det betyr at det kan være handler som ble inngått i tidligere år med levering innenfor perioden som inngår i grunnlaget for beregningen av registerprisen.

Til sammenligning referer markedsprisen til prisen som elsertifikater handles for på en markedsplass. Elsertifikater handles på flere markedsplasser, og disse opereres blant annet av ICAP Energy AS, Svensk Kraftmäkling AB, Cleanworld AS og Nasdaq OMX. På disse markedsplassene handles elsertifikater med både nærstående og fremtidig levering.

### **6.3 Forutsetninger for analysen**

Det er avgjørende at avgiften utformes slik at den er høyere enn markedsprisen, og at de sertifikatpliktige dermed har insentiv til å oppfylle plikten til å kjøpe og annullere elsertifikater. I tillegg bør avgiften for manglende annullering i minst mulig grad påvirke prisdannelsen. En avgift som demper prisen i fremtidige knapphetssituasjoner, vil også dempe prisen i dag, fordi forventning om fremtidig pris påvirker dagens prisdannelse. Dette kommer av at elsertifikater kan spares til senere år. Lavere pris reduserer insentivet til å investere i ny elsertifikatberettiget produksjon. Hvordan avgiften påvirker prisdannelsen når knappheten på elsertifikater øker, må derfor tillegges betydelig vekt. Økt knapphet på elsertifikater må kunne lede til høyere elsertifikatpris for at markedet skal fungere etter hensikten.

Det var et overskudd av elsertifikater fra det svenske elsertifikatmarkedet før 2012<sup>10</sup> som ble tatt med inn i det felles svensk-norske elsertifikatmarkedet fra 2012. Denne beholdningen av elsertifikater fungerer som en buffer mot kortsiktige svingninger da både tilbud og etterspørsel er usikre størrelser som påvirkes av vær og vind. Det er imidlertid fortsatt mulig å ende opp med for få elsertifikater på markedet i et enkelt år. Muligheten for å komme i en situasjon hvor antall elsertifikater i markedet er færre enn elsertifikatplikten ved annulleringstidspunktet, er en avgjørende driver for prisen på elsertifikater. Ved fri prisdannelse vil den fastsatte etterspørselen drive opp prisen om knappheten tiltar. Det vil stimulere til økt utbygging av elsertifikatberettigede kraftverk, som igjen øker utstedelsen av elsertifikater og reduserer sannsynligheten for underskudd og dermed også prisen.

Det er gjort noen forenklinger og antakelser i denne analysen av ulike avgiftsutforminger. Det legges til grunn at konkurransen i elsertifikatmarkedet er tilfredsstillende, slik at det ikke utøves markedsrett. Dette er regulert i konkurranselovens § 10 om konkurransebegrensende avtaler mellom foretak og § 11 om utilbørlig utnyttelse av dominerende stilling. Etter økonomisk teori utøves markedsrett når en enkelt

<sup>10</sup> I Sverige har det eksistert et marked for elsertifikater siden 2003. Elsertifikater fra dette markedet blir tatt med inn i det nye svensk-norske elsertifikatmarkedet.

aktør eller grupper av aktører i samarbeid kan påvirke prisen i ønsket retning. I en situasjon hvor markedsmakt utnyttes til å øke prisen på elsertifikater kan en utforming av avgiften som demper prisen, virke korrigerende i ønsket retning. Det er likevel viktig å understreke at dette ikke er et sentralt formål med avgiften, og at utøvelse av markedsmakt reguleres av konkurranselovgivningen. Hvordan ulike avgiftsutforminger slår inn ved utøvelse av markedsmakt diskuteres ikke nærmere her.

I tillegg antas det i denne analysen at det er tilstrekkelig med elsertifikater til å møte den lovpålagte etterspørselen etter elsertifikater ved annullering. For at avgiften skal fungere etter hensikten må tilbudet være minst like stort som den lovpålagte etterspørselen ved annulleringstidspunktet. Dersom det ikke er nok tilgjengelige sertifikater, vil ikke alle sertifikatpliktige kunne overholde elsertifikatplikten, og det oppstår et underskudd av elsertifikater. Det vil virke urimelig for elsertifikatpliktige å måtte betale en avgift høyere enn markedspris når det ikke er mulig å overholde plikten. Det vil ikke kunne endre atferden til de elsertifikatpliktige i ønsket retning og er således ikke i tråd med avgiftens formål.

## 6.4 Dagens utforming av avgift for manglende annullering

Dagens avgift for manglende annullering av elsertifikater er utformet som en dynamisk avgift, og den er lik i både Norge og Sverige. Avgiften er satt til 150 prosent av det volumvektede gjennomsnittet av registrerte overføringer i NECS og Cesar i perioden fra 1. april i foregående år til 31. mars i inneværende år. Bakgrunnen for at avgiften for manglende annullering er basert på gjennomsnittsprisen, er at man skal unngå at avgiften fungerer som et pristak.

Overføringene som registreres i kontoføringssystemene i Norge og Sverige, omfatter alle overføringer mellom to juridiske enheter i landene. Ved hver overføring skal det registreres antall elsertifikater som overdras fra kjøper til selger og omsetningspris ved overdragelse fra kjøper til selger. I Norge er også aktører pålagt å registrere dato for kontraktsinngåelse.

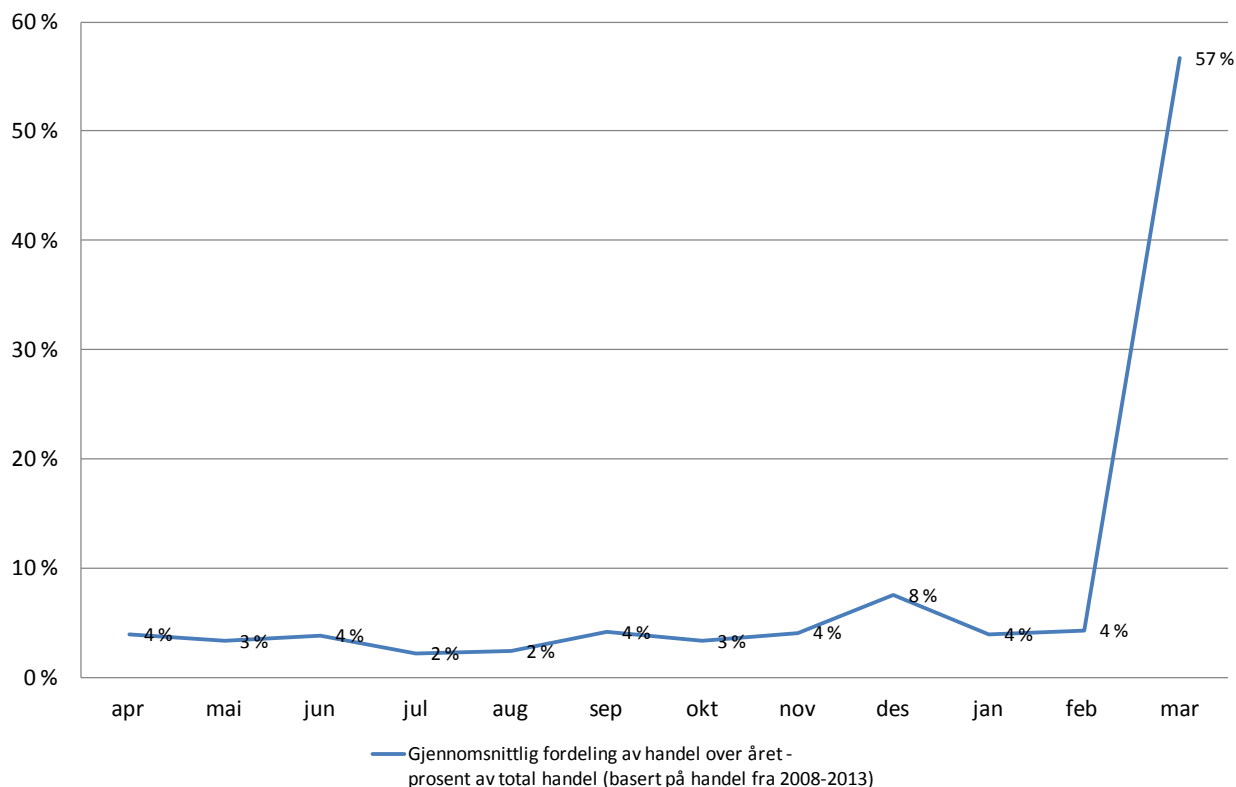
Ved å volumvekta prisen vil transaksjoner med mange elsertifikater tillegges større vekt ved utmåling av avgiften. Litt forenklet betyr dette at den prisen flest overføringer blir handlet til, danner grunnlaget for avgiftsberegningen. Dersom noen få overføringer blir handlet til veldig høye eller lave priser, vil disse ha mindre påvirkning på avgiften. En annen egenskap ved dagens utforming er at jo større andel av det totale transaksjonsvolumet som er registrert, jo sikrere kan elsertifikatpliktige anslå avgiftens størrelse.

Tabell 6-1 viser antall transaksjoner i løpet av mars 2013 i det svenske kontoføringssystemet for elsertifikater og hvilke priser elsertifikatene ble handlet for. Som det fremgår av tabellen, er det en relativt stor spredning i prisene på overføringene. Det kan tyde på at flere av overføringene som ble registrert i mars, kan ha blitt handlet tidligere i elsertifikatperioden eller i tidligere år, da prisen på elsertifikater i perioden 1. april 2012 til 31. mars 2013 ble omsatt fra 144 SEK til 242 SEK per elsertifikat.

**Tabell 6-1 Oversikt over transaksjoner i det svenske kontoføringssystemet for elsertifikater, Cesar, i mars 2013.**

Priser (SEK per elsertifikat)	under 150	150-199	200-249	250-300	over 300
Antall overføringer	125	1 051	1 938	179	249
Antall elsertifikater handlet til ulike priser	682 177	9 596 307	7 964 705	1 969 961	1 328 947
Prosent av totalt antall elsertifikater handlet i mars	3 %	45 %	37 %	9 %	6 %

En gjennomgang av overføringene i det svenske kontoføringsystemet, Cesar, fra 2008 til 2013 viser at en betydelig andel av overføringer av elsertifikater foregår i mars. Dette er illustrert i Figur 6-1, der kurven viser at 57 prosent av transaksjonene over året blir gjennomført i mars.



**Figur 6-1 Gjennomsnittlig transaksjonsvolum av elsertifikater i det svenske kontoføringsystemet for elsertifikater (Cesar), fra 2008 til 2013.**

Avgiftens endelige størrelse vil først kunne anslås med rimelig sikkerhet om lag to uker før innløsningsplikten. Det er fordi en betydelig mengde elsertifikater handles på finansielle kontrakter som går til levering rundt 18. mars hvert år. Denne typen kontrakter oppsto som en konsekvens av at man i Sverige skulle deklare sin elsertifikatplikt 1. mars og annullere elsertifikater 1. april. Mange elsertifikatpliktige får derfor overført disse i mars rett før registeransvarlig annullerer elsertifikater tilsvarende elsertifikatplikten for foregående år. En medvirkende årsak kan også være utformingen av gebyrstrukturen i elsertifikatregisteret. Gebyret beregnes på bakgrunn av det høyeste antall elsertifikat som har vært innestående på elsertifikatkontoen samtidig i løpet av foregående kvartal (0,06 NOK/elsertifikat). Desto tidligere elsertifikatene er på konto, desto større blir kostnaden for de elsertifikatpliktige.

Som nevnt innledningsvis har annulleringsprosenten vært høy og avgiften for manglende annullering alltid vært høyere enn markedsprisen og således fungert som et godt instrument for å motivere elsertifikatpliktige til å oppfylle sin elsertifikatplikt. Det fremgår av Tabell 6-2, som viser avgift, høyeste elsertifikatpris og annulleringsprosent i Sverige hvert år fra 2005 til 2012. Tilsvarende viser siste rad i tabellen at de aller fleste elsertifikater som skulle annulleres for 2012 i Norge, ble annullert.

**Tabell 6-2 Historisk avgift for manglende annullering sammenlignet med markedspris i det svenske elsertifikatmarkedet. Annulleringsprosent i siste kolonne. I siste rad vises annulleringsprosent for Norge i 2012.**

År	Avgift for manglende annullering	Høyeste registrerte elsertifikatpris	Annullering av elsertifikater i prosent av total mengde som skal annulleres
2005	306 SEK/MWh	208 SEK/MWh	99,9 %
2006	278 SEK/MWh	222 SEK/MWh	99,9 %
2007	318 SEK/MWh	283 SEK/MWh	99,8 %
2008	431 SEK/MWh	385 SEK/MWh	99,96 %
2009	470 SEK/MWh	343 SEK/MWh	99,99 %
2010	402 SEK/MWh	298 SEK/MWh	99,99 %
2011	310 SEK/MWh	210 SEK/MWh	99,82 %
2012	298 SEK/MWh	242 SEK/MWh	SE: 99,95 % NO: 99,97 %

## 6.5 Svakheter og forbedringsmuligheter ved dagens avgift

Siden hovedformålet med avgiften er å motivere til å kjøpe sertifikater, må avgiften være høyere enn markedsprisen på elsertifikater. Dagens avgiftsutforming gir imidlertid en teoretisk mulighet for at markedsprisen på elsertifikater i perioder kan bli høyere enn avgiften for manglende annullering. Det kan blant annet være et resultat av at prisstigningen gjennom året er så høy at markedsprisen til slutt overstiger avgiftens størrelse ved annullering.

### 6.5.1 Langsiktige kontrakter påvirker avgiftsgrunnlaget

Ved utmåling av avgift for manglende annullering for kalenderår inngår alle transaksjoner i perioden 1. april i foregående år til 31. mars i inneværende år. Det betyr at det i beregningsgrunnlaget fra registeret også kan inngå overføringer som ble avtalt i tidligere år og under andre markedsforhold. Ved en betydelig andel slike overføringer kan dette påvirke avgiftsberegningen. Således garanterer ikke dagens utforming at avgiften alltid er høyere enn markedsprisen.

En måte å unngå denne typen påvirkning på kan være at kun spotprisavtaler og terminhandelskontrakter som handles og overføres i den relevante elsertifikatperioden, benyttes som grunnlag for utmåling av avgiften. Det vil imidlertid bety at disse overføringene vil måtte merkes i elsertifikatregistrene, slik at transaksjonene vil kunne identifiseres og trekkes ut. En slik endring vil kreve en forskriftsendring i Norge og Sverige



## 6.5.2 Dagens utforming kan påvirke prisutvikling til elsertifikatene

Avgiften settes som et volumveid gjennomsnitt av registerprisen multiplisert med 150 prosent. En slik utforming hvor avgiften utmåles på grunnlag av en prosent av prisen i markedet kan under visse forutsetninger legge en begrensning på hvor mye markedsprisen kan stige over perioden. Jo større andel av handelen som er gjennomført til en relativt lav pris, jo mindre vil nye handler til høyere pris kunne påvirke avgiften. Avgiften vil med andre ord kunne dempe prisøkningen dersom volumet som allerede er handlet, er betydelig. Det er imidlertid verdt å merke seg at brorparten av registreringer av overføringer forekommer de to siste ukene i mars.

En måte å adressere denne problemstillingen på er å øke prosentsatsen som den volumveide registerprisen multipliseres med. Ved å gjøre dette garanterer man ikke at avgiften vil være høyere enn markedsprisen, men man tillater høyere prisøkning over perioden før avgiften påvirker prisen. En økning i prosentsatsen som registerprisen multipliseres med, vil kreve en forskriftsendring i Norge og Sverige.

I unntakstilfeller dersom sannsynligheten for underskudd øker, kan en økt prosentsats drive prisene raskere opp på et høyere nivå.

Dette resonnetet er avhengig av andelen av omsetningen som er foretatt før man innser at det kan bli et underskudd. Jo høyere andel av den totale omsetningen som er gjennomført, jo mindre vil avgiften bli påvirket av nye handler. Ved økt sannsynlighet for underskudd kan derfor prisspiralen ha betydning for avgiftens størrelse.

Handler som er inngått i tidligere år, kan moderere økning i registerprisen. Det vil si at dersom det forhåndshandlede volumet er høyt nok til å dempe avgiftsøkningen, vil det også virke dempende på prisen. Det er fordi handler som er inngått i tidligere år, ikke er påvirket av dagens forventninger. I så tilfelle avgrenser avgiftsutformingen den frie prisdannelsen i markedet.

## 6.6 Alternative avgiftsutforminger

### 6.6.1 Fast avgift for manglende annullering – Markedsvirkninger

Om avgiften for manglende annullering settes til et fast nivå, kan dette gi prissignaler til markedet slik at avgiftsnivået påvirker prisdannelsen. I år med økende knapphet på elsertifikater vil elsertifikatprisen forventes å kunne stige til nivået for avgiften, men ikke høyere. Dersom prisen faktisk ville vært høyere i fravær av den faste avgiften, fungerer avgiften prisdempende. Fremtidig pris forventes å bli noe lavere enn dersom avgiften ikke hadde vært fastsatt til dette nivået. Dette reduserer også prisen i dag og investeringsinsentivet.

Lærdommen fra det svenske markedet er at en fast avgift kan ha betydelig virkning på markedsprisen. Dette er den viktigste kritikken mot denne type utforming og grunnen til at Sverige gikk bort fra faste avgifter etter 2004. Se faktaboks om erfaringer fra Sverige. Det finnes argument som trekker i retning av at en fast avgift øker prisforventningen. En fast avgift kan fungere som et signal om hvor høy prisen tillates å bli dersom sannsynligheten for underskudd på elsertifikater øker. Om den bidrar til å redusere usikkerhet for investorene med hensyn til prisnivået ved tiltakende knapphet på elsertifikater, kan den bidra til å utløse snarere enn å hindre investeringer. Nivået på avgiften må være høyere enn det investorene ellers ville lagt til grunn for prisforventningen i slike situasjoner.

### **Erfaringer fra Sverige**

I 2003 og 2004 var avgiften i det svenske elsertifikatmarkedet utformet som en fast avgift. Den var satt til henholdsvis 175 og 240 svenske kroner. Hensikten var å unngå urimelig høye avgifter. Sertifikatprisen lå imidlertid i en periode opp mot eller over avgiften. For at sertifikatprisen skal kunne bli høyere enn avgiften, må det fortsatt være etterspørsel etter sertifikater ved så høy pris. Det kan være flere årsaker til at svenske aktører valgte å betale en høyere pris per sertifikat enn avgiften. En viktig årsak synes å være at de forventet at sertifikatprisen skulle øke. At avgiften var satt 65 SEK høyere i 2004 enn i 2003 underbygger dette. Det kunne derfor være gunstig å kjøpe sertifikater i 2003 for deretter enten spare disse og selge videre eller dekke opp neste års elsertifikatplikt. Mange produsenter valgte å spare sertifikater på grunn av forventninger om høyere priser i 2004. Dette presset prisene over avgiften i 2003.

Ved en fastsatt avgift som øker fra år til år, som i Sverige, vil prisen kunne bli høyere enn avgiften på kort sikt. Det er den høyeste fastsatte avgiften, som blir pristaket. I denne rapporten diskuterer vi fast avgift som om den i reelle termer er lik hvert år.

NVE har i forbindelse med kontrollstasjonsoppdraget mottatt innspill på at en fast avgift kan virke magnetisk på markedsprisen. Det gjelder i situasjoner hvor prisen øker mot avgiften og konkurransen blant tilbyderne blir svakere. Noen aktører vil da kunne bli fristet til å tilby sertifikater til pris lik avgiften. Nivået avgiften fastsettes på vil ha betydning for i hvilken grad prisdannelsen i markedet begrenses. Avgiften vil kunne påvirke markedsprisen i ulike retninger. Erfaringene fra Sverige viser at for lavt satt avgift kan gi insentiver til ikke å overholde plikten, og at det virker prisdempende. En betydelig høyere fast avgift kan imidlertid virke i motsatt retning. Om avgiften virker dempende på prisen i frikonkurranselikevekten eller ikke, vil den uansett fungere som pristak. Prisen vil ikke overstige avgiften. Dersom nivået på avgiften settes for lavt, kan den bryte med formålet om å motivere til å overholde elsertifikatplikten. Avgiften setter samtidig et tak på kostnaden til den elsertifikatpliktige.

En alternativ måte å utforme avgiften på er ved å sette en fast avgift på et svært høyt nivå, men der avgiften settes lavere dersom man kommer i en underskuddssituasjon. Denne utformingen avgrenser kostnaden til sertifikatpliktige dersom det ikke er tilstrekkelig med sertifikater i markedet, men den har også noen svakheter. For det første er det vanskelig å avgjøre på forhånd hvor høy avgiften må settes for at den skal være høyere enn markedsprisen under normale omstendigheter. For det andre vil en på forhånd avklart ordning om å sette ned avgiften dersom det oppstår en underskuddssituasjon påvirke etterspørselen negativt så lenge det er en viss sannsynlighet for underskudd – og denne påvirkningen vil øke i takt med knappheten. Prisdannelsen i normale markedsituasjoner vil dermed også bli påvirket.

### **6.6.2 Dynamisk avgift for manglende annullering**

#### **Bruk av markedsprisen som grunnlag for avgiften**

Det stilles i dag priser på elsertifikater daglig hos minst tre meglere og på en børs. Markedsprisen via megler har vært stabil og pålitelig over flere år, og prisen som stilles på disse markeds plassene, er mye brukt i hele bransjen. Således kan en tenke seg at meglerprisen kan erstatte registerprisen som grunnlag for utmåling av avgiften for manglende annullering. Den fremste fordelene ved å benytte en markedspris er

at grunnlaget for avgiften ikke påvirkes av transaksjoner fra tidligere år, og at underlaget for beregningen dermed blir mer korrekt enn ved bruk av registerpris.

Det finnes imidlertid reserverasjoner knyttet til bruk av priser fra markedsplasser som grunnlag for avgiften. Det finnes først og fremst ikke en markedsplass med dominerende handelsvolum til enhver tid. Det kan i tillegg oppstå prisforskjeller mellom de ulike meglere på et gitt tidspunkt. Det finnes således ikke en entydig markedspris som man kan legge til grunn for en avgift.

En annen ulempe knyttet til bruk av en markedspris basert på meglere er at det stilles få regulatoriske krav til å drive denne type virksomhet i dag. Til tross for at meglere har en sterk egeninteresse i å være profesjonelle har de ikke de organer som til daglig kan følge opp markedsmanipulasjon o.l. sammenliknet med en børs, for eksempel Nasdaq OMX. Nasdaq OMX er en ny markedsplass med relativt lite volum, og den egner seg derfor ikke som en referanse per i dag. Videre er det uheldig at avgiftsutformingen baseres på priser fra aktører som kan forsvinne fra elsertifikatmarkedet.

Til tross for at grunnlaget blir mer korrekt ved bruk av markedsprisen, er det verdt å merke seg at avgiftens størrelse ikke vil avhenge av volumet som overføres, men av tiden frem til annullering. Avgiftens størrelse vil begrenses av hvor nær annullering man er, og således hindre fri prisdannelse når sannsynligheten for underskudd dominerer prispildet. De daglige stengningsprisene fra meglere fastsettes ikke nødvendigvis på bakgrunn av gjennomførte handler. Oppdages det dermed tidlig at det ikke er tilstrekkelig med elsertifikater, vil prisspiralen også kunne gå raskere enn under dagens utforming. Det er fordi at man ikke lenger vil trenge en reell handel for å sette prisspiralen i spill.

#### **Avgift lik høyeste registrerte markedspris pluss tillegg**

For å sikre at avgiften alltid motiverer til å overholde sertifikatplikten, og at den dermed er høyere enn markedsprisen, kan avgiften settes lik den høyeste registrerte markedsprisen gjennom perioden, pluss et tillegg. Tillegget kan settes fast eller beregnes som en andel av markedsprisen.

Avgiften vil da alltid motivere til å kjøpe sertifikater. Den vil heller ikke gripe inn i prisdannelsen. Det er noen praktiske problemer med denne utformingen. For det første er det vanskelig å definere markedsprisen – hvilke transaksjoner eller handler kan legges til grunn for å beregne avgiften? For det andre vil beregningen av avgiften være svært følsom for enkelthandler og kan dermed manipuleres. En enkelthandel med svært høy pris vil kunne bestemme avgiften.

### **6.6.3 Kombinasjon av dynamisk og fast avgift**

En kombinasjon av fast og dynamisk avgift innebærer at den elsertifikatpliktige betaler den dynamiske avgiften som er fastsatt på grunnlag av markedsprisen, så lenge denne er lavere enn et avgiftstak som fastsettes på forhånd. Avgiftstaket må i en gitt situasjon være høyere enn en regulær fast avgift som drøftet over for at denne utformingen skal være meningsfull.

En slik utformet avgift vil i mindre grad dempe prisen i markedet enn fast avgift, men potensielt i større grad enn en ren dynamisk utforming. Avgiftstaket vil imidlertid kunne lette byrden for den elsertifikatpliktige i situasjoner hvor sannsynligheten for en underskuddssituasjon er stor, sammenliknet med den dynamiske utformingen. Men byrden blir større enn ved en lavere fast avgift. Man vil i mindre grad stå i fare for å gi manglende insitamenter til å kjøpe sertifikater enn ved en lavere fast avgift, men i større grad enn den dynamiske.

## 6.7 Anbefaling

For at markedet skal fungere etter hensikten og gi de investeringene som er ønsket, er det viktig at prisdannelsen er så fri som mulig. Den bør ikke dempes av avgiften så lenge det faktisk er mulig å oppnå markedsklarering.

En fast avgift kan fungere avklarende med hensyn til hvor høy prisen tillates å bli før en underskuddssituasjon inntreffer. Samtidig beskytter den de sertifikatpliktige fra at prisen blir enda høyere. Om den er satt til et riktig nivå, skal den ikke påvirke prisdannelsen så lenge markedet fungerer med tilstrekkelig konkurranse blant tilbyderne. Hvor dette nivået ligger er imidlertid svært usikkert, fordi prisutviklingen i markedet er like usikker. Det er bare den frie prisdannelsen som kan gi svaret på det, og denne sikres best ved en avgiftsutforming som ikke påvirker denne.

En dynamisk avgift basert på prisene på utvalgte markedsplasser har i dette oppdraget vært drøftet som et alternativ grunnlag for fastsettelse av avgiften for manglende annullering. Den fremste fordelen ved å benytte en markedspris fremfor dagens registerpris er at grunnlaget for avgiften ikke påvirkes av transaksjoner fra tidligere år, og underlaget for beregningen dermed blir mer korrekt. En ulempe ved denne metoden er at det kan være uheldig at avgiftsutformingen baseres på priser fra aktører som kan forsvinne fra elsertifikatmarkedet.

NVEs vurdering er at dagens utforming er god og derfor bør videreføres. Alternativene som er analysert, er etter NVEs vurdering dårligere enn dagens utforming.

En forutsetning for anbefalingen er at handelsmønsteret til aktørene i elsertifikatmarkedet ikke endrer seg betydelig. Dagens utforming har til nå alltid levert en avgift for manglende annullering som er høyere enn markedsprisen i det aktuelle året. En omlegging til en alternativ utforming vil ikke nødvendigvis bidra til å øke motivasjonen for å oppfylle elsertifikatplikten. Annulleringsprosenten har historisk vært svært høy og variert mellom 99,8 prosent og 99,99 prosent siden 2005. NVE ser derfor ikke at det er grunnlag for å anbefale en endring i utformingen av avgiften for manglende annullering per i dag.

# Referanseliste

- Grunnlagsnotat – norske elsertifikatkvoter (Olje- og energidepartementet, 2010)
- LOV-2011-06-24 nr. 39: Lov om elsertifikater (Olje- og energidepartementet, 2011)
- FOR-2011-12-16 nr. 1398: Forskrift om elsertifikater (Olje- og energidepartementet, 2011)
- Avtale mellom kongeriket Norges regjering og kongeriket Sveriges regjering om et felles marked for elsertifikater (2011)
- Rundskriv nr. 10/2011 S: Avgift på elektrisk kraft 2011 (Toll- og avgiftsdirektoratet, 2011)
- Potensial- og barrierestudie Energieffektivisering av norske boliger (Prognosesenteret og Entelligens, 2012)
- Potensial- og barrierestudie Energieffektivisering i norske yrkesbygg (Multiconsult og Analyse og Strategi, 2012)
- World Energy Outlook 2012 (International Energy Agency, 2012)
- Klimakur 2020. Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020 (Klima- og forurensningsdirektoratet, 2010)
- Nasjonal handlingsplan for fornybar energi i henhold til direktiv 2009/28/EC (Olje- og energidepartementet, 2012)
- Meld. St. 12 (2012–2013) Perspektivmeldingen 2013 (Finansdepartementet, 2013)
- Energiutredningen – verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø (NOU 2012:9)
- Kraftsystemutredning for sentralnettet 2013 (Statnett, oktober 2013)
- Regional kraftsystemutredning for Agder 2012–2022 (Agder Energi Nett, juni 2012)
- Regional kraftsystemutredning for BKK-området og indre Hardanger 2012–2025 (BKK Nett, juni 2012)
- Kraftsystemutredning region Buskerud 2012–2022 (EB Nett, mai 2012)
- Regional kraftsystemutredning Finnmark 2012–2025 (Varanger Kraft nett, juni 2012)
- Regional kraftsystemutredning for Hedmark og Oppland 2012 (Eidsiva Nett, mai 2012)
- Kraftsystemutredning 2012–2030 Helgeland (HelgelandsKraft, juni 2012)
- Midtre Nordland, Kraftsystemutredning, 2012–2021 (Nordlandsnett AS, mai 2012)
- Kraftsystemutredning Møre og Romsdal, 2012 (Istad Nett, mai 2012)
- Kraftsystemutredning 2012–2021, Nordre Nordland og Sør-Troms (Hålogaland kraft, mai 2012)
- Kraftsystemutredning for Nord-Trøndelag 2012– 2027 (NTE, juni 2012)
- Oslo, Akershus og Østfold, Kraftsystemutredning 2012– 2022 (Hafslund Nett, mai 2012)
- Regional kraftsystemutgreiing for Sogn og Fjordane 2012 (SFE, juni 2012)
- Regional kraftsystemutgreiing for Sunnhordland og Nord-Rogaland (SKL Nett, 9. utgåve, 2012–2022)

Kraftsystemutredning for Sør-Rogaland 2012–2030 (Lyse Elnett, juni 2012)

Regional kraftsystemutredning for Sør-Trøndelag 2012– 2027 (TrønderEnergi Nett, juni 2012)

Kraftsystemutredning for Troms, 2012–2021 (Troms Kraft Nett AS, juni 2012)

Kraftsystemutredning for Vestfold og Telemark, 2012– 2022 (Skagerak Energi, mai 2012)

Ny kraft: Endelige tillatelser og utbygging, 3. kvartal 2013 (NVE, november 2013)

Sammenfatning av planlagte investeringer i sentral- og regionalnettet, Rapport 2013:6 (NVE, 2013)

# Vedlegg

## V1 Vedlegg kapittel 3 – Justering av kvotekurve

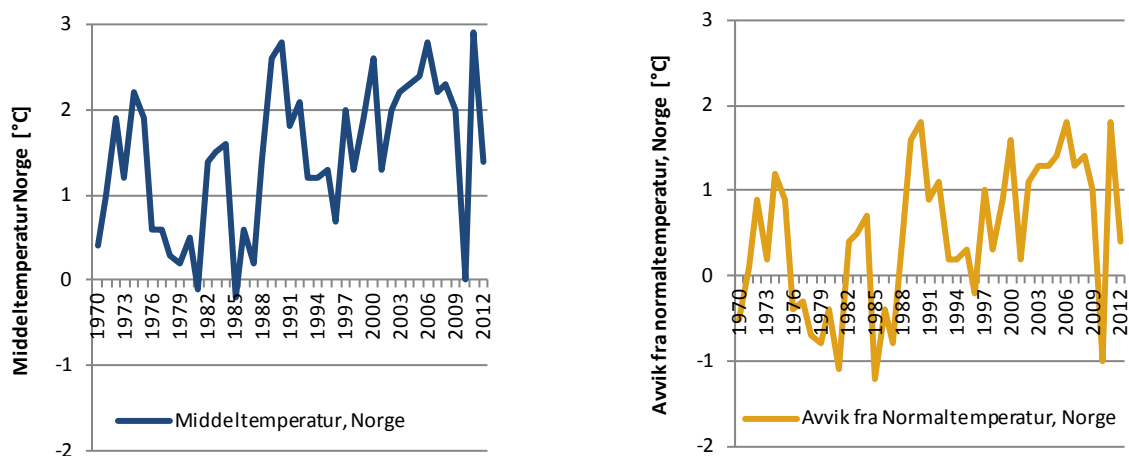
### V1.1 Graddagskorrigerer

For å få et riktig bilde av utviklingen av energibruk er det mulig å korrigere elforbruket for endringer i temperatur. Vanligvis benytter vi graddagskorrigerer, dvs. at vi justerer elforbruket i oppvarmingssesongen.

Graddager er et mål for hvor kaldt det har vært, og hvor mye energi det dermed brukes til romoppvarming. En graddag er et uttrykk for forskjellen mellom døgnmiddeltemperatur på 17 °C og den faktiske utvendige døgnmiddeltemperatur når temperaturen er lavere enn 17 °C. Døgnets graddagstall utregnes derfor som forskjellen mellom 17 °C og den utvendige døgnmiddeltemperatur. Tanken er at man har behov for å tilføre boligen varme når døgnmiddeltemperaturen er under 17 °C. Hvis for eksempel døgnmiddeltemperaturen i et gitt døgn er 10 °C, så har døgn 7 graddager. Alle døgn gjennom et år summeres til årets totale graddager. Et år med mange kalde dager vil ha flere graddager enn et år med mange varme dager.

Graddagstall for et normalår kan regnes ut på flere måter, for eksempel som et snitt av alle stasjoner i Norge, eller som et snitt av bare noen utvalgte stasjoner. Et graddagstall for et normalår vil dessuten påvirkes av hvilke år man legger til grunn for utregning av graddagstallet. En tidsserie basert på de siste 35 år vil gi et lavere gjennomsnittlig graddagstall enn en snittserie basert på de siste 55 år. Dette fordi middeltemperaturen i siste 20 års periode har ligget høyere enn de foregående årene. Figur 1 viser hvordan årsmiddeltemperaturen og avvik fra normaltemperatur i Norge har endret seg siden 1970 frem til i dag.

Året 2010 var kaldere enn normalt, mens 2011 var varmere enn normalt. Den gule grafen i Figur 1 viser at det faktisk er 2011 som avviker mest fra normaltemperaturen.



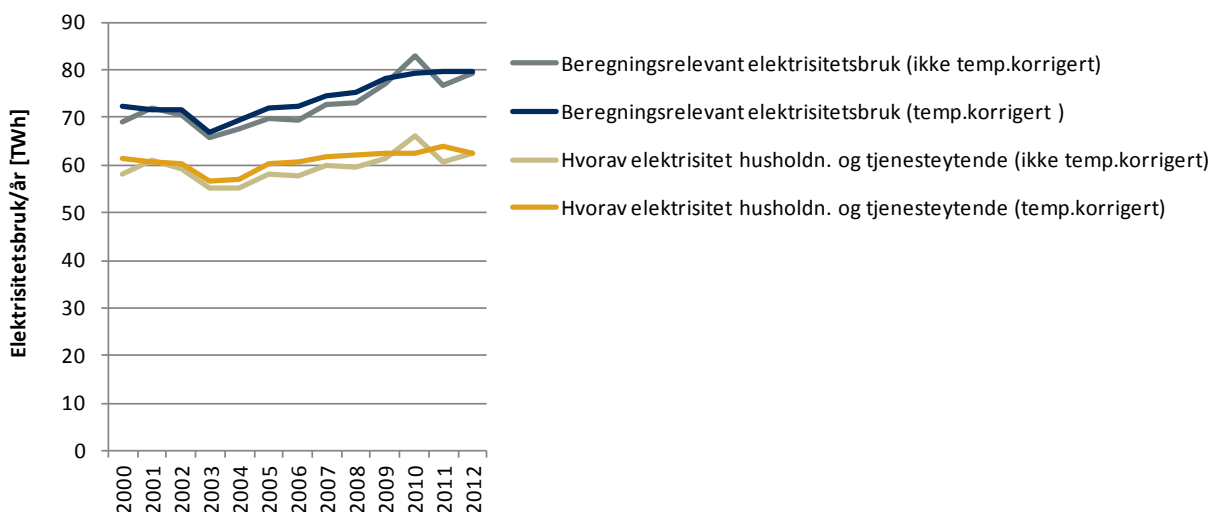
Figur 1: Middeltemperatur og avvik fra middeltemperatur i Norge, 1970–2012. Kilde: MET

I det beregningsrelevante elforbruket er det kun deler av elforbruket som brukes til oppvarming av bygg, og dermed varierer med utetemperatur. Dette elforbruket finnes hovedsakelig innenfor husholdningssektoren og i tjenesteytende sektor. I tillegg brukes det elektrisitet i industribygg. Tabell 1 viser både det beregningsrelevante elforbruket og den temperaturavhengige delen av denne. Sum av elforbruket i husholdningene og tjenesteytende sektor var ca. 66,3 TWh i 2010, mens det falt til ca. 60,7 TWh i 2011. Når vi temperaturkorrigerer det beregningsrelevante elforbruket, ser vi derimot en svak stigning i elforbruket mellom 2010 og 2011.

**Tabell 1: Temperaturkorrigering av det beregningsrelevante elforbruket 2008-2012**

Forbruksgrupper		2008	2009	2010	2011	2012
Beregningsrelevant elforbruk (ikke temp.korrigert)	TWh	73,0	77,0	83,0	76,7	79,4
Hvorav elektrisitet husholdn. og tjenesteytende (ikke temp.korrigert)	TWh	59,7	61,4	66,3	60,7	62,5
Observert energigraddagstall		3604	3785	4506	3522	3911
Snitt energigraddagstall 1976-2012		3928	3928	3928	3928	3928
Beregningsrelevant elforbruk, temperaturkorrigert	TWh	75,4	78,0	79,2	79,8	79,5
Hvorav elektrisitet husholdn. og tjenesteytende, temperaturkorrigert	TWh	62,1	62,4	62,5	63,8	62,6

Figur 2 illustrerer de samme forholdene som Tabell 1. Her er det tydelig hvor stor differanse det kan være i elforbruket mellom et varmt og et kaldt år. Denne temperaturdifferansen har stor betydning i forhold til hvor godt man treffer med banen for det beregningsrelevante elforbruket. Kvotekurven beregnes med utgangspunkt i estimering av beregningsrelevant elforbruk fremover, og treffsikkerheten i anslagene vil dermed påvirke hvor mange sertifikater som etterspørres. Det er derfor en fordel om estimatene tar utgangspunkt i temperaturkorrigert elforbruk, eller i et år med tilnærmet normal utetemperatur. Året 2012 hadde en utetemperatur tett opp til middeltemperaturen fra 1980 til 2010 og kan derfor være et godt referanseår. Tabell 1 viser også at gjennomsnittet av temperaturkorrigert elforbruk 2010 til 2012 er ganske likt det faktiske elforbruket i 2012. De tre årene representerer et kaldt år, et varmt år og et normalår. Dette taler for at det faktiske elforbruket i 2012 er representativ for elforbruk i boliger og yrkesbygg.



**Figur 2: Temperaturkorrigering av det beregningsrelevante elforbruket 2008–2012.**



Også andre forhold enn utetemperatur påvirker elforbruket i husholdninger og tjenesteytende næringer. Befolkningsutvikling er en viktig parameter for elforbruket i disse gruppene. Befolkningen i Norge øker, og dette medfører behov for flere boliger. Videre gir økt befolkning økt antall sysselsatte, noe som igjen har ført til flere yrkesbygg. Flere boliger og yrkesbygg har derfor medført økt elforbruk siden årtusenskiftet. Det som kan redusere veksten i elforbruket, er energieffektivisering i eksisterende bygninger, arealeffektivisering, nye bygg med svært lavt oppvarmingsbehov (passivhus) samt substitusjon fra el til andre energivarer som bio og fjernvarme. I tillegg kan forhold som lave kraftpriser og utfasing av oljefyring, påvirke elforbruket.

## V1.2 Estimering av elforbruk i husholdninger og yrkesbygg

### V1.2.1 Estimering av energibehov i boliger og yrkesbygg

I NVEs estimering av elforbruk i bygninger beregnes først den teoretiske størrelsen energibehov og så brukes dette til å estimere energibruken. Energiforbruket estimeres ved hjelp av en bottom-up modell som først fremskriver arealutvikling, og deretter tildeles arealene et energibehov avhengig av type bygg samt byggets alder og tilstand. Det beregnede energibehovet mates så inn i NVEs TIMES-modell. TIMES estimerer hvor mye av energibehovet som vil dekkes med forskjellige typer teknologi, basert på antakelser om energipriser, og at aktørene opptrer rasjonelt. Basert på dette, og teknologienes virkningsgrad, får vi et estimat på bruken av forskjellige energivarer fremover, deriblant elektrisitet.

Når det gjelder oppvarming av bygget og av varmt tappevann, kan byggeier velge forskjellige løsninger som gir forskjellig energibruk. Dersom man for eksempel velger en biokjel som har virkningsgrad på 80 prosent, vil energibruken være noe høyere enn energibehovet. Dersom byggets energibehov til romoppvarming er 100 kWh/m<sup>2</sup>, vil man måtte bruke 125 kWh/m<sup>2</sup> (100 kWh/m<sup>2</sup>/0,8) biobrensel for å dekke dette behovet. Energiforbruket er altså 100 kWh/m<sup>2</sup>, mens energibruken blir 125 kWh/m<sup>2</sup>. Velger man i stedet å bruke en varmepumpe med årsvirkningsgrad på 3, vil energibruken bli lavere enn behovet. Energiforbruket er fremdeles 100 kWh/m<sup>2</sup>, mens energibruken blir 33 kWh/m<sup>2</sup> (100 kWh/m<sup>2</sup>/3).

Bottom-up modellen estimerer energibehov i den norske bygningsmassen frem mot 2035. Modellen beregner energibehovet til alle bygningskategoriene som brukes i TEK og NS 3031<sup>11</sup>, med unntak av kategorien innen ikke-kraftintensiv industri. En bottom-up modell er en modell som setter sammen små elementer til et helhetlig bilde av virkeligheten. I denne bottom-up modellen brukes følgende formel

$$\text{Energiforbruk [kWh]} = \text{areal [m}^2\text{]} \times \text{spesifikt energibehov [kWh/m}^2\text{]}$$

Beregningene gjøres på denne måten for å kunne ta hensyn til at forskjellig type areal har forskjellig energibehov. Energiforbruket varierer med byggkategori, alder på bygget og hvor godt vedlikeholdt bygget er. Modellen tar utgangspunkt i arealet av bygningsmassen i 2010 fordelt på bygningskategori og alder, og den bruker rater til å bestemme hvor mye areal som bygges, rives og vedlikeholdes, dvs. gjennomgår enøk eller rehabilitering. Hver byggkategori behandles individuelt, og det er tre steg i beregningene for hver byggtipe:

<sup>11</sup> Forskrift om tekniske krav til byggverk (byggteknisk forskrift) fra 2010 og Norsk Standard Beregning av bygningers energiytelse Metode og data fra 2007. Her brukes byggkategoriene småhus, boligblokker, barnehager, kontorbygg, skolebygg, universitets- og høyskolebygg, sykehus, sykehjem, hoteller, idrettsbygg, forretningsbygg, kulturbygg og lett industri og verksted.

- A.** Fastsette rater for nybygging, gjennomføring av enøktiltak, rehabilitering og rivning.
- B.** Estimere arealutvikling, med areal fordelt på tilstand, det vil si om arealet er uberørt eller har gjennomgått enøk eller rehabilitering eller begge deler.
- C.** Koble areal til relevant energibehov fordelt på energiposter.

For hytter er det ikke tilstrekkelig datagrunnlag for en slik analyse, og det er derfor lagt til grunn at de utvikler seg tilsvarende som husholdninger.

#### **A:** Fastsette rater

Først fastsettes ratene for gjennomføring av enøk, rehabilitering og rivning av bygg. Ratene settes i forhold til byggets alder, og det forventes en utvikling som kan sammenlignes med en S-kurve<sup>12</sup>. Ratene settes individuelt for hver byggtipe, men prinsippet er likt for alle. Nybyggingsraten settes som en funksjon av befolkningsutviklingen og rivningsraten.

#### **B:** Estimere arealutvikling

Modellen tar utgangspunkt i arealet av yrkesbygg og boliger for 2010, hentet fra Potensial- og barrierestudiene som ble gjort for Enova i 2011 (Prognosesenteret, 2012) og (Multiconsult, 2012). Disse inneholder også en aldersfordeling av arealet og er derfor godt egnet til bruk sammen med de aldersspesifikke ratene for enøk, rehabilitering og rivning. Basert på de utarbeidede ratene for enøk, rehabilitering, rivning og nybygging, estimeres arealet innenfor hver bygningstype og fordeles på arealets tilstand, dvs. om arealet er uberørt, har gjennomgått enøk eller er rehabilitert eller begge deler.

#### **C:** Estimere energibehov

De forskjellige ”typene” areal (variasjoner i alder og tilstand) vil ha forskjellig energibehov. Siste trinn er derfor å tillegge de forskjellige arealgruppene et energibehov, som er fordelt på formål. Energebrevet baseres på reglene som er fastsatt i henhold til hvilken TEK som var gjeldende da bygget ble oppført.

Denne modellen bygger på en lang rekke forutsetninger, hvorav de viktigste er rater for nybygging, rehabilitering, enøk og rivning samt energibehov per areal for forskjellige typer bygg av forskjellig alder med forskjellig tilstand.

Befolkningsutviklingen er blant de faktorene som har betydning for fremskrevet energibehov i hele bygningsmassen. Befolkningsveksten er avgjørende for nybyggingsraten, men har ikke veldig stor betydning for samlet energibehov, som Tabell 2 viser. Dette skyldes at befolkningsveksten er liten sett i forhold til eksisterende befolkning, og at energibehovet i nybygg på kort sikt er lite sett i forhold til energibehovet i eksisterende bygningsmasse fordi det er så liten andel nybygg. I en fremskrivning som går lengre frem i tid, vil befolkningsveksten være av større betydning.

---

<sup>12</sup> S-kurven brukes ofte for å illustrere utviklingen i salg av et nytt produkt over tid. Salget av produktet deles gjerne inn i faser. I den første fasen er salget lavt, så kommer en fase med sterk vekst i salget, før en fase der veksten avtar, og i den siste fasen er markedet mettet og salget begynner å gå nedover.

**Tabell 2: Sensitivitetsanalyse av energibehov gitt ulike anslag på befolkningsvekst**

	År med høyest energibehov	Høyeste energibehov	Energibehov 2035	Endring høyeste energibehov	Endring energibehov 2035
SSBs fremskrevne befolkningsutvikling	2025	70,9 TWh	69,8 TWh	-	-
25 % høyere befolkningsvekst	2027	72,5 TWh	72,1 TWh	2 %	3 %
25 % lavere befolkningsvekst	2022	69,3 TWh	67,5 TWh	-2 %	-3 %

Det er kun nybyggingsraten som er direkte avhengig av befolkningsutviklingen. SSBs fremskrevne befolkningsvekst er ikke konstant, men når en topp i 2017 før den synker ganske raskt. I 2035 er befolkningsveksten nesten halvert i forhold til toppen i 2017. Dette er årsaken til at endret befolkningsutvikling medfører at toppen i energibehovet flyttes i tid, se kolonne 2 i Tabell 2.

Hvor stor energireduksjon man får ved å gjennomføre enøk, rehabilitering eller både enøk og rehabilitering vil være helt avgjørende for energibehovet fremover. Det er her antatt at det kun er behovet for oppvarming av bygningene som reduseres ved slike tiltak. Tabell 3 viser at 25 prosent økning eller reduksjon i gevinsten ved å gjennomføre enøk, rehabilitering eller begge deler, ikke gir de store utslagene i samlet energibehov. Dette skyldes at det hvert år bare er en liten prosentandel av bygningsmassen som gjennomgår forbedringstiltak, og for disse byggene er det kun oppvarmingsbehovet som påvirkes av forbedringstiltakene. Det er altså en liten andel av byggene som får en liten reduksjon i energibehovet. Dersom fremskrivningen hadde gått lengre frem i tid, ville flere bygg gjennomgått forbedringstiltak, og en endring i gevinsten ved å gjennomføre disse tiltakene ville hatt større betydning.

**Tabell 3: Sensitivitetsanalyse av gevinst ved gjennomføring av forbedringstiltak (enøk, rehabilitering eller begge).**

	År med høyest energibehov	Høyeste energibehov	Energibehov 2035	Endring høyeste energibehov	Endring energibehov 2035
Opprinnelig gevinst	2025	70,9 TWh	69,8 TWh	-	-
25 % høyere <b>gevinst</b>	2025	70,3	69,1	-1 %	-1 %
25 % lavere <b>gevinst</b>	2025	71,4	70,5	1 %	1 %

Boligareal per person har tidligere vokst kraftig, men nå er tendensen at denne veksten avtar og boligareal per person flater ut. Det finnes foreløpig ikke tall som viser at boligarealet per person holder seg konstant eller har begynt å synke, men tatt i betraktning fortsatt økt urbanisering fremover, er dette mulige utviklingsbaner. I denne modellen ligger det inne en forventning om at andelen av nye boliger som kommer som småhus (eneboliger, tomannsboliger, firemannsboliger og rekkehus), vil bli lavere fremover, mens andelen leiligheter vil bli høyere. Dette medfører at en gjennomsnittlig ny bolig vil ha mindre areal enn en gjennomsnittlig eksisterende bolig. Men det blir fortsatt færre personer per bolig, og modellen forventer en liten økning i boligareal per person på 5 prosent frem til 2035. Da det finnes lite informasjon om denne utviklingen, er det her gjort sensitivitetsanalyser som viser hva energibehovet ville vært dersom boligareal per person holder seg konstant i perioden, og dersom man får en liten nedgang på 5 prosent i løpet av perioden, se Tabell 4.

**Tabell 4: Sensitivitetsanalyse av energibehov ved ulik vekst i boligareal pr person<sup>13</sup>.**

	År med høyest energibehov	Høyeste energibehov	Energibehov 2035	Endring høyeste energibehov	Endring energibehov 2035
5 % økning fra 2010 til 2035	2025	70,9 TWh	69,8 TWh		
Konstant fra 2010 til 2035	2023	70,2 TWh	68,4 TWh	-1 %	-2 %
5 % reduksjon fra 2010 til 2035	2021	69,6 TWh	67,0 TWh	-2 %	-4 %

De tre sensitivitetsanalysene som er gjort her, viser at modellen for fremskrivning av energibehov er lite sensitiv for endringer i befolkningsvekst, gevinst ved gjennomføring av enøktiltak og rehabiliteringer, samt boligareal per person.

#### VI.2.2 Estimering av energibruk i boliger og yrkesbygg (TIMES-modellen)

Estimeringene i TIMES-modellen baserer seg her på energibehovet som er estimert i bottom-up modellen. TIMES-modellen har en detaljert beskrivelse av sluttbruk av energi fordelt på sektorer. For husholdningene er modellen inndelt i eksisterende og nye boliger og enfamilie- og flerfamilieboliger. For yrkesbygg er modellen fordelt på undervisning, helse og sosialtjenester, hotell og restaurant, kontor, varehandel og annen tjenesteyting. I modellen er det eksisterende oppvarmingsutstyret modellert med en forventet levetid, og der ikke annet er kjent er det forutsatt en lineær utskifting av kapasiteten over levetiden. Dette betyr at i løpet av 20–30 år må det meste av det eksisterende oppvarmingsutstyret erstattes. Modellen velger her den mest kostnadseffektive energibærer og teknologi som kan dekke opp fremtidig etterspørsel. NVEs TIMES-modell kan benyttes både som en komplett energisystemmodell med ressursgrunnlag, energiproduksjon, transmisjon og sluttbruk av energi, eller som en modell for sluttbruk av energi. Her er det fokusert på en fremskrivning av energibruk og modellen er derfor benyttet i versjonen som kun modellerer sluttbruk.

Input til TIMES modellen er ressursgrunnlaget for ulike fornybare energikilder, kostnader for sluttbrukerteknologier og energipriser for fossile energibærere. For modellversjonen som her er benyttet, er også kraftprisen en viktig input til modellen. Kostnader for sluttbrukerteknologier i modellen er basert på blant annet Klimakur. Fremskrivninger av fossile energipriser og kvoteprisen er basert på IEAs World Energy Outlook. For kraftprisen i Norge har vi benyttet priser fra simuleringer med kraftmarkedsmodellen The-MA. TIMES-modellen bruker en gitt fremskrivning av energibehov og optimaliserer bruken av energi fordelt på teknologi og energibærere.

Kraftmarkedsmodellen The-MA modellerer det nordeuropeiske kraftmarkedet. Modellen er benyttet for ulike fremskrivninger av priser på fossil energi (kull, gass og olje) og kvotepris basert på IEAs World Energy Outlook. NVEs kraftmarkedsanalyser med The-MA modellen har vært fokusert rundt 2020. I dette prosjektet er det sett på analyser frem mot 2035. Utviklingen i perioden 2020 til 2035 er ikke vurdert i detalj, og usikkerheten rundt kraftprisen i perioden 2030-35 er derfor betydelig større enn i 2020. Frem mot 2035 er det en betydelig usikkerhet rundt endringer i priser på fossil energi, kvotepriser og energipolitikk som kan bety store endringer i energi- og kraftsystemet fremover.

<sup>13</sup> Reduksjonene i boligareal per person oppnås her ved å redusere størrelsen på boligene, bremse utviklingen i antall personer per bolig og å bruke en raskere dreining fra småhus til leiligheter på nybygg.

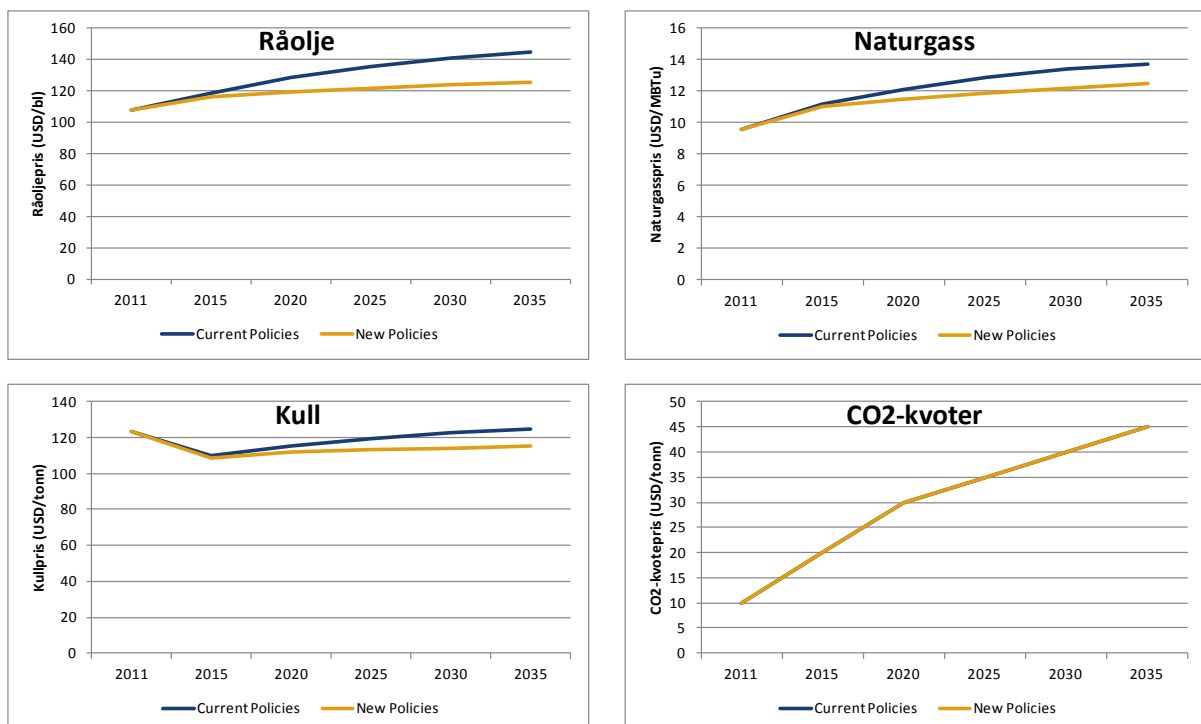
I fremskrivningene av energibehovet er det tatt hensyn til effektivisering på grunn av nye bygningsstandarder, rehabilitering og annen energieffektivisering. Dette er det tatt hensyn til i modellanalysene med TIMES-modellen ved at det ikke er inkludert muligheter for ytterligere effektivisering av energibehovet. Det er derfor fokusert på substitusjonsmuligheter og betydningen av endringer av energipriser og teknologikostnader. I analysene er det inkludert ett referansescenario (basis) hvor energibruken utvikler seg tilsvarende som energibehovet, det vil si at det ikke er endringer i valg av teknologier i forhold til i dag.

Det er stor usikkerhet rundt fremtidige energipriser og kvotepriser. I World Energy Outlook beskrives tre scenarier for fremtidens energisystem:

- New Policy Scenario (NP)
- Current Policy Scenario (CP)
- 450 Scenario

IEA angir New Policy-scenariet som det sentrale scenarioet i World Energy Outlook. I dette scenarioet blir mange eksisterende virkemidler videreført og planer om nye virkemidler realisert i tiden frem mot 2035. I denne analysen har vi lagt til grunn at dagens virkemidler og avgifter holdes uendret og derfor er New Policy-scenariet (NP) og Current Policy-scenariet (CP) de mest relevante scenarioene for denne analysen.

Prisutvikling for olje, gass, kull og CO<sub>2</sub>-kvotepris for IEAs World Energy Outlook 2012 scenarier er vist i Figur 3.



Figur 3: Prisutvikling på fossile brenslere og CO<sub>2</sub>-kvoter basert på IEA WEO 2012. (Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter er identisk i Current Policies- og New Policies-scenariene.).

### VI.2.3 Resultater fra estimering av elforbruk i boliger og yrkesbygg

Målet med analysene her er en robust estimering av elforbruket frem mot 2035. Siden det kun er fokus på elektrisitet er det her valgt å benytte IEAs New Policy som basis for fossile energipriser og så variere elektrisitetsprisene for å illustrere betydningen av ulik utvikling av elektrisitetsprisen på fremtidig elforbruk.

I basisscenarioet er det forutsatt at elforbruket utvikler seg likt som energibehovet, det vil si at det ikke er en endring i teknologivalg i forhold til i dag. Videre er det analysert ett scenario med utvikling av energipriser (fossilt og elektrisitet) basert på New Policy-scenarioet til IEA. I dette scenarioet øker elprisene på grunn av høyere priser på både fossilt brensel og CO<sub>2</sub>. Til slutt er det inkludert ett scenario der de fossile energiprisene utvikler seg som i New Policy-scenarioet, mens elektrisitetsprisene holdes på et konstant nivå.

Oppsummert så er de tre scenarioene som følger:

1. **Basis**  
Fossile priser og CO<sub>2</sub>-kvoter fra IEAs New Policies. Kraftpriser fra TheMA-modellen.  
Ingen endringer i teknologivalg og energibærere, men effektivisering av energibehovet.
2. **NewPolicies**  
Som basis, men inkludert optimalt valg av teknologi og energibærere frem mot 2035.
3. **KonstElpris**  
Som NewPolicies, men med konstante elektrisitetspriser.

Resultatene fra analysene viser en svak økning i elforbruket frem mot 2020 i alle scenarioene og en redusert vekst i basisscenarioet for perioden 2020–2035. I de to alternative scenarioene er det en reduksjon i elforbruket i perioden 2020 til 2035 på grunn av konvertering til andre energibærere og økning i bruken av varmepumper. Oppsummert er den årlige veksten for perioden 2012–2020 og 2020–2035 som gitt i Tabell 3-4.

**Tabell 5: Årlige vekstrater for elforbruk i bygg.**

Scenario	Årlig vekst	Årlig vekst
	2012–2020	2020–2035
Basis	0,4 %/år	0,1 %/år
NewPolicies	0,2 %/år	-0,7 %/år
KonstElpris	0,3 %/år	-0,6 %/år
<i>NVEs vurdering</i>	<i>0,3 %/år</i>	<i>0,1 %/år</i>

Det er forventet en økning i blant annet bruken av varmepumper frem mot 2020, slik at det er rimelig å anta at veksten i elforbruket er noe lavere enn i basis. I perioden etter 2020 er det en mye større forskjell på de tre scenarioene. Dette skyldes at oppvarmingsutstyret blir endret i de alternative scenarioene.

Basert på analysene her legges det til grunn at elforbruket øker med 0,3 prosent per år frem mot 2020, og at det deretter avtar til en stigningstakt på 0,1 prosent per år i perioden 2020–2035. Det vil si en økning fra 63,6 TWh i 2012 til 65,2 TWh i 2020 og 66,1 TWh i 2035. For den siste perioden er det valgt å benytte resultatene fra basis fordi det her er inkludert en betydelig effektivisering som følge av forbedringer i bygningsmassen i fremskrivningen av energibehovet.

### **V 1.3 Estimering av elforbruk i andre forbruksgrupper**

Blant andre forbruksgrupper innenfor beregningsrelevant elforbruk er petroleumsanlegg på land og ikke-kraftintensiv industri de største gruppene. I dette kapitlet blir det gjort en vurdering av elforbruket i disse gruppene frem mot 2020. Det er viktig å understreke usikkerheten i disse vurderingene, da nedleggelse eller oppstart av store anlegg innen industri, bergverk og petroleumsvirksomheten kan gi store utslag i forhold til forventet utvikling.

#### *V 1.3.1 Elforbruk i petroleumsanlegg på land*

Mens bruken av elektrisitet i bygg viser en svak årlig økning, men har store årlige og sesongmessige svingninger, er kraftbruk i petroleumssektoren preget av store endringer i produksjon eller aktivitet i noen få store anlegg. Dersom et nytt anlegg starter opp eller legges ned, kan dette fra et år til det neste endre elforbruket i petroleumssektoren med flere hundre GWh. Slike store endringer i elektrisitetsuttak skaper utfordringer for kraftnettet. NVE, Statnett og Oljedirektoratet har derfor jevnlig møter om temaet. Beskrivelse av forventet elforbruk i petroleumsanlegg på land<sup>14</sup> i denne rapporten er basert på den sist oppdaterte informasjonen fra dette samarbeidet. Det kan likevel være planer om endringer i landanlegg som NVE ikke kjenner til, og som kan gi store avvik fra forventet utvikling frem mot 2020.

Basert på informasjon fra Oljedirektoratet og Statnett er det lite som tyder på en ytterligere økning i elforbruket til landanleggene de nærmeste årene. Forbruksøkningen vil komme offshore. Det er derfor lagt til grunn et forbruk i landanleggene frem mot 2035 på samme nivå som i 2012, men med forbehold om at oljeselskapene kan endre sine planer.

#### *V 1.3.2 Elforbruk i ikke-kraftintensiv industri og bergverk*

Gruppen ikke-kraftintensiv industri omfatter i denne sammenhengen all industri som ikke er kraftintensiv. Det som kjennetegner utviklingen i elforbruk til disse næringene, er nedgang eller utflating. Siden år 2000 er elforbruket redusert med 1,1 TWh, tilsvarende en nedgang på 12 prosent. Dette kommer av energieffektivisering og strukturelle endringer mellom næringene i gruppen. Mange bedrifter har gjort mye for å effektivisere energibruken de siste årene, ofte med støtte fra Enova. Næringsmiddelindustrien er kanskje den industrien som har gjort mest for å effektivisere sin energibruk. Den har klart å redusere elforbruket med 10 prosent siden år 2000, selv med en oppgang i produksjonen. Strukturelle endringer vil si at lite kraftintensive næringer som verkstedindustrien har vokst raskere enn mer kraftintensive bedrifter innen næringsmiddelindustrien og trevarer (sagbruk) de siste 10 årene. Dette vises i Figur 4. Denne utviklingen har bidratt til å dempe samlet elforbruk i gruppen annen industri. Når verkstedindustrien i tillegg har redusert/effektivisert sin energibruk, blir det samlet en nedgang i elforbruket innen annen industri.

I Energiutredningen fra 2012 er det antatt en fortsatt vekst i produksjonen til næringene innen annen industri. Tilsvarende historisk utvikling er vist i Figur 4. Det er likevel grunn til å tro at trenden med en

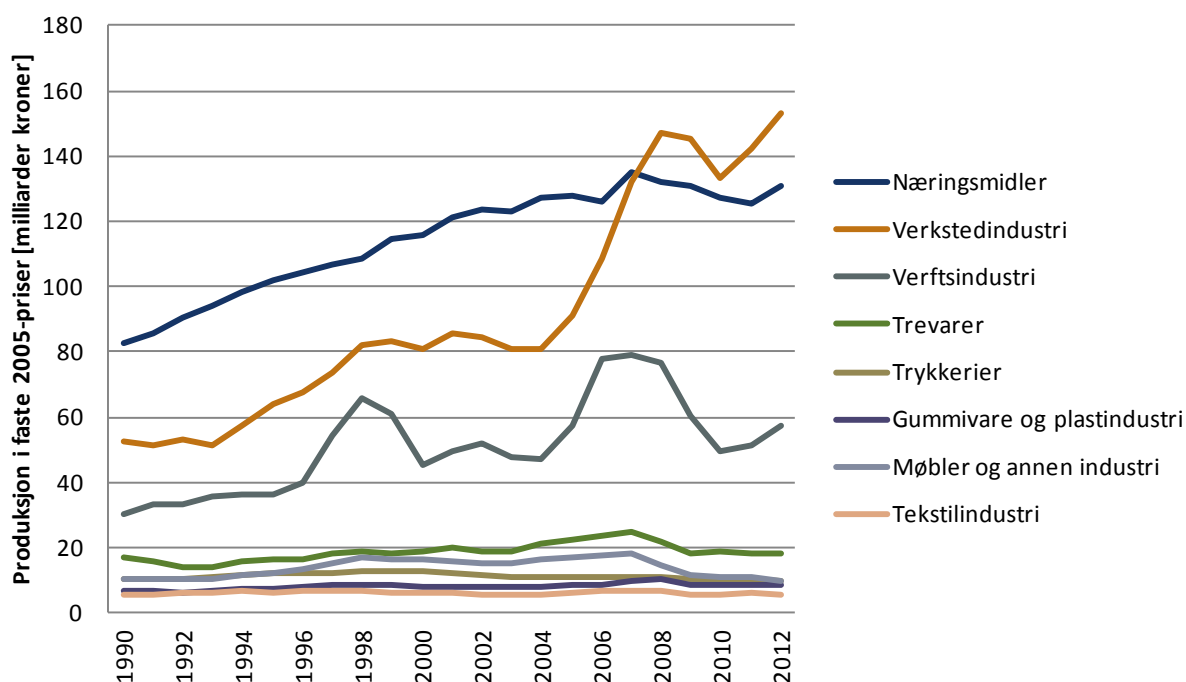
---

<sup>14</sup> Forskrift om elsertifikater gjelder for norsk territorium, og kraft levert fra land til plattformer i Nordsjøen skal derfor ikke være med i beregningsrelevant elforbruk.

stadig mer energieffektiv produksjon vil fortsette, slik at det er lite som tyder på noen stor økning i elforbruket innen gruppen annen industri. På bakgrunn av dette er det lagt til grunn en flat utvikling i elforbruket, lik 2012, for hele perioden.

Innen bergverk har det vært en oppgang i elforbruket de siste årene, og det skyldes i all hovedsak økt aktivitet innen gruvedrift. Resten av bergverk har hatt et relativt jevnt elforbruk de siste årene.

Elforbruket innen bergverk er avhengig av hva som skjer med de store gruvene fremover, men dette forbruket er foreløpig på et så lavt nivå at det påvirker beregningsrelevant elforbruk lite. For denne forbruksgruppen settes derfor forbruket lik nivået for 2012, for hele perioden.



Figur 4: Produksjon i faste 2005-priser i utvalgte næringer innen Annen industri. Milliarder kroner. Kilde: SSB.

Tabell 6: Historisk og estimert forbruk for petroleumsanlegg på land, ikke-kraftintensiv industri og bergverk

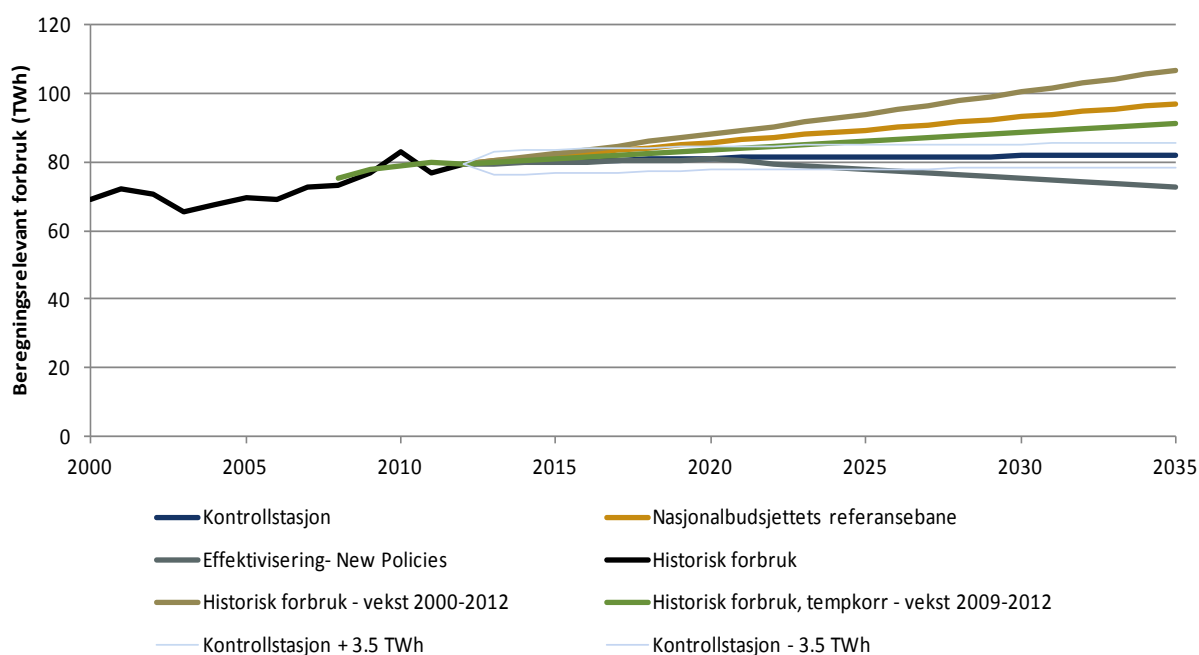
	2008	2009	2010	2011	2012	2015e	2020e	2025e	2030e	2035e
<b>Forbruksgruppe</b>	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>
Petroleums-anlegg på land	2,8	4,2	4,9	4,8	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Ikke-kraftintensiv industri	8,6	7,8	7,9	7,7	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
Bergverk	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5



## V 1.4 Scenarier for elforbruk

Tabell 3-5 viser estimater for beregningsrelevant elforbruk frem til 2035. NVE har i tillegg laget scenarier for alternative referansebaner for beregningsrelevant elforbruk frem mot 2035. Dette er vist i figur 6. Den svarte linjen viser det beregningsrelevante elforbruket for perioden 2000 til 2012. Det har her vært en betydelig vekst, særlig mot slutten av perioden. Den viktigste enkeltfaktoren her er petroleumsanlegg på land. Elforbruket til denne sektoren økte fra 2,8 TWh til 5,5 TWh i 2012. Den øverste brune linjen i figuren viser en ekstrapolering av historisk forbruk for perioden 2000–2012. Den oransje linjen i figuren er beregnet basert på vekst i elforbruket tilsvarende det som er lagt til grunn i nasjonalbudsjettets referansebane gjengitt i Energiutredningen 2012 (NOU 2012:9, Tabell 12.2) Den grønne linjen er en ekstrapolering av det temperaturkorrigerede elforbruket for perioden 2009–2012. Den mørkeblå linjen viser konklusjonen fra analysene til kontrollstasjonen. Den grå linjen viser scenarioet med en ytterligere effektivisering (blant annet varmepumper) og konvertering til andre energibærere enn elektrisitet. I analysen av historisk forbruk er det vist at elforbruket varierer med rundt 6 TWh mellom et mildt og kaldt år ( $\pm 3,0$  TWh). Dette er inkludert i figuren med et bånd rundt fremskrivningen for å illustrere at den mørkeblå linjen angir forbruket i et år med normaltemperatur.

Figur 2-4 viser at det for kontrollstasjonen er lagt til grunn en vesentlig lavere vekst enn den historiske veksten i forbruk de siste 12 årene. Hovedgrunnen til at vi konkluderer med en lavere vekst frem mot 2020 og 2035, er at forbruket utenom husholdninger og tjenesteytende sektor holdes konstant. Forbruket til husholdninger og tjenesteytende sektor har i perioden 2008–2012 hatt en årlig økning på 0,2 prosent/år, det vil si på omtrent samme nivå som vi har lagt til grunn frem mot 2020 (0,3 prosent/år). For perioden etter 2020 har vi lagt til grunn at forbruksveksten reduseres til 0,1 prosent/år. Dette skyldes hovedsakelig at vi forventer en lavere vekst på grunn av at innstramminger i byggeforskriftene begynner å gi et betydelig utslag på energibruken i bygg. Sammenlignet med scenarioet med høyere effektivisering basert på energipriser fra IEAs New Policy-scenario så er det i fremskrivningen til kontrollstasjonen lagt til grunn en mer moderat effektivisering og konvertering til andre energibærere.



Figur 6: Scenarier for vekst i elforbruket fremover.

## V 1.5 Grunnlag for eksisterende kvotekurve sammenlignet med grunnlag for anbefaling av ny kvotekurve

Tabell 7: Oppdaterte tall og tall fra dagens kvotekurve for beregningsrelevant elforbruk (TWh) og overgangsordningen (midlere årsproduksjon i TWh).

År	Beregningsrelevant elforbruk i dagens kvotekurve [TWh]	Overgangsordning i dagens kvotekurve [TWh]	Beregningsrelevant elforbruk i anbefaling for ny kvotekurve [TWh]	Overgangsordning i anbefaling for ny kvotekurve [TWh]
2012	74,3	0,75	<b>79,4</b>	<b>0,16</b>
2013	74,5	0,75	79,6	<b>0,48</b>
2014	74,7	0,75	79,9	0,64
2015	74,9	0,75	80,1	0,64
2016	75,1	0,75	80,4	0,64
2017	75,4	0,75	80,6	0,64
2018	75,6	0,75	80,9	0,64
2019	75,8	0,75	81,2	0,64
2020	76,1	0,72	81,3	0,64
2021	76,3	0,69	81,4	0,63
2022	76,5	0,66	81,5	0,60
2023	76,7	0,62	81,5	0,55
2024	77,0	0,57	81,6	0,52
2025	77,2	0,42	81,7	0,48
2026	77,4	0,21	81,7	0,43
2027	77,7	0,00	81,8	0,23
2028	77,9	0,00	81,9	0,04
2029	78,1	0,00	81,9	0,00
2030	78,4	0,00	82,0	0,00
2031	78,6	0,00	82,1	0,00
2032	78,8	0,00	82,1	0,00
2033	79,1	0,00	82,2	0,00
2034	79,3	0,00	82,3	0,00
2035	79,6	0,00	82,3	0,00
<b>Sum</b>		<b>9,89</b>		<b>8,60</b>

## V2 Vedlegg kapittel 4 – Tilgangsanalyse og risikofaktorer

### V 2.1 Utfyllende informasjon til analyse av sentralnettet

Tallene for ledig sentralnettskapasitet som er benyttet i tilgangsanalysen, er NVEs fortolkninger av Statnetts analyse i KSU-en. Disse er oppgitt i Tabell 8 nedenfor. I NVEs tolkning av Statnetts analyse har tre nye områder blitt opprettet, blant annet for å synliggjøre viktigheten av noen enkeltstående nettutbygginger.

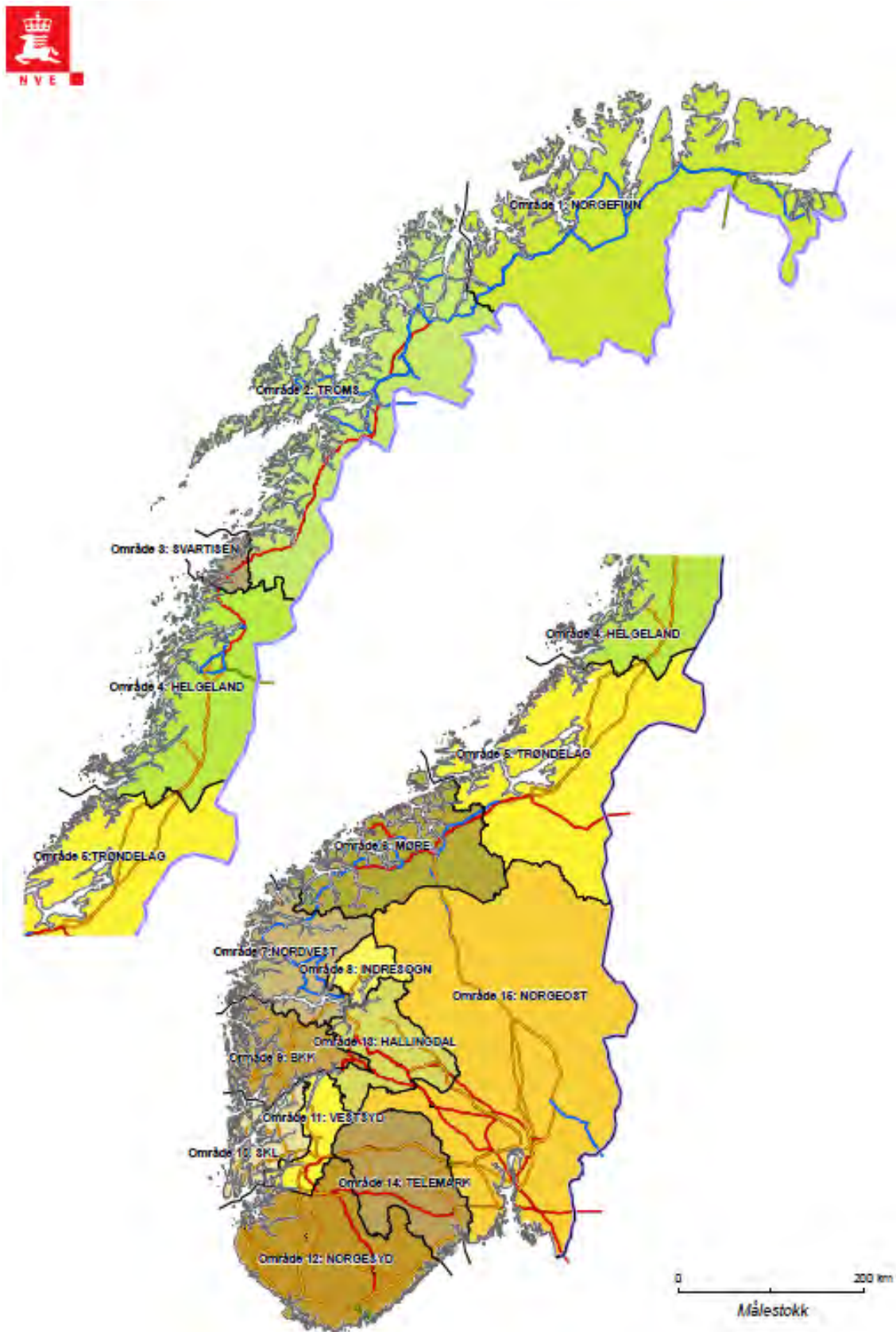
**Tabell 8. Regional tilgjengelig kapasitet i sentralnettet [TWh]. NVEs tolkning av Statnetts analyse i KSU fra 2013.**

Områdenavn	Områdenr.	Kapasitet 2014	Kapasitet 2016	Kapasitet 2019
<b>Finnmark</b>	1	0,13	0,13	0,13
<b>Nord-Norge</b>	2,3,4	2	2	3
<b>Møre+</b>	5,6	Noe <sup>1</sup>	Noe <sup>1</sup>	Noe <sup>1</sup>
<b>Snillfjordområdet</b>	18	0	0	Noe <sup>1</sup>
<b>Trøndelag Nord</b>	17	0	0	2,6
<b>Nordvest + Indre Sogn</b>	7,8	0,09	1	2,5
<b>Hallingdal</b>	13	1	1	1
<b>Bergensområdet (BKK)</b>	9	1	1	2,5
<b>Sunnhordland og Haugalandet (SKL)</b>	10	2,1	2,1	2,1
<b>Odda + Suldal (Vestsyd)</b>	11	0,05	0,05	0,05
<b>Sør-Norge</b>	12	Noe <sup>1</sup>	Noe <sup>1</sup>	Noe <sup>1</sup>
<b>Sørvestkysten (Feda-Stokkeland)</b>	16	0,9	1,2	1,8
<b>Telemark</b>	14	Noe <sup>1</sup>	Noe <sup>1</sup>	Noe <sup>1</sup>
<b>Østlandet</b>	15	2	2	2

<sup>1</sup> Der det i tabellen står "noe", er det lagt til grunn at det er ledig sentralnettskapasitet til alle prosjektene med endelig konsesjon, gitt forutsetningene om fremtidige beslutninger.

Områdenummereringen viser til områdene brukt i samlastmodellen. I samlastmodellen er Norge inndelt i 15 områder. I tillegg har NVE opprettet tre nye områder. De 18 områdene er vist i kart i Figur 7 på neste side.

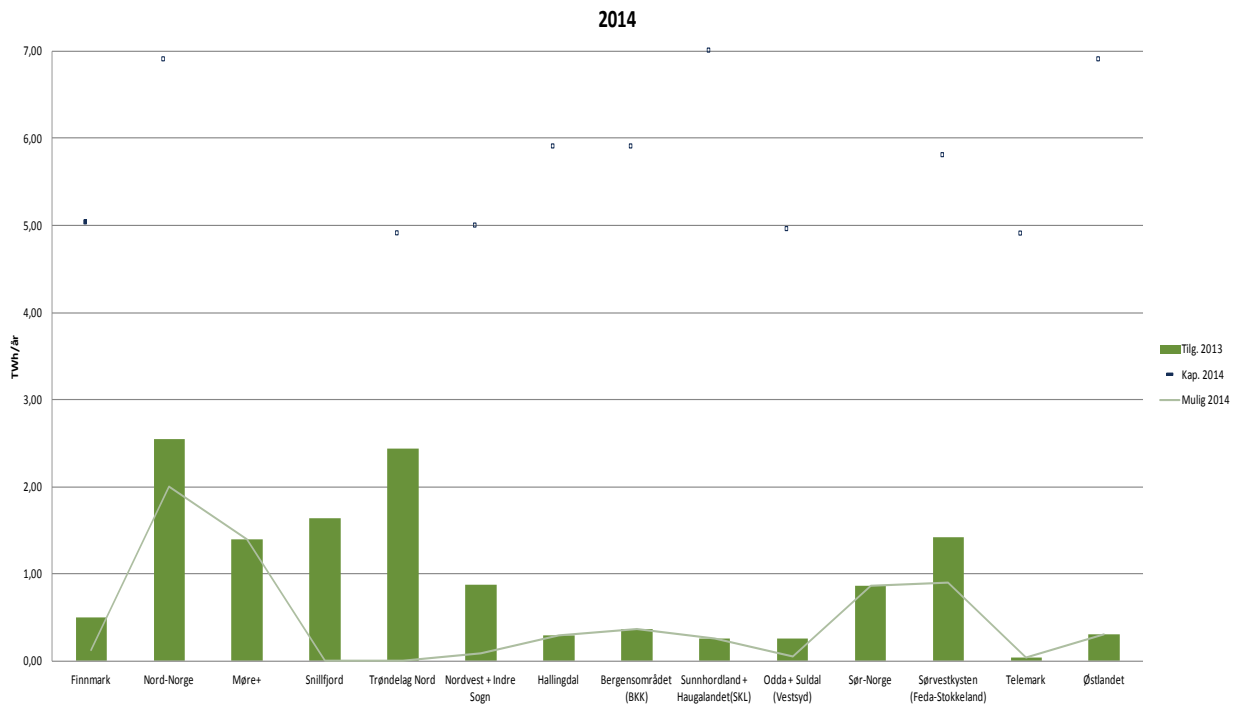
Figur 7. Grafisk oversikt over de ulike samlastområdene som er brukt i analysen. Jf. Samlastnumrene brukt i Tabell 3.



### V 2.1.1 Nærmere om resultater og sentralnettskapasitet i ulike områder

I analysen er det sammenstilt informasjon om ledig sentralnettskapasitet og mulig investerbare kraftprosjekter. Det vil si prosjekter som enten har endelig tillatelse i dag og/eller estimerer på hva som kan komme i årene fremover. Her er det en mer utfyllende beskrivelse av de ulike områdene.

I Figur 8 vises situasjonen slik den er i 2014, med den forutsetning at kraftledningen Sima-Samnanger er idriftsatt.



Figur 8. Sentralnettskapasitet og tilgang i 2014.

I **Finnmark** er det lite sentralnettskapasitet til ny produksjon. Det er per 1. oktober 2013 vindkraftverk under bygging i fylket, Raggovidda på 122 GWh, i tillegg til noe småkraft. I analysen er derfor lagt inn at det er kapasitet til å ta imot dette. Total ledig kapasitet på 130 GWh er et konservativt anslag. Med økt kraftforbruk, for eksempel knyttet til Melkøya, kan det bli noe ledig kapasitet i Vest-Finnmark. I Øst-Finnmark kan det være kapasitet til første trinn av Hamnefjell vindkraftverk. Dette kan utgjøre 100–150 GWh.

NVE har mange vindkraftsaker til behandling i Finnmark. I denne analysen er det forutsatt at den regionale fordelingen av fremtidige konsesjoner blir lik som den regionale fordelingen av saker som er til behandling. Denne forutsetningen tilsier at det vil gis en del konsesjoner til vindkraft i Finnmark.

**Nord-Norge** utenom Finnmark kan ifølge Statnett ha kapasitet til 2 til 3 TWh ny kraftproduksjon i dagens sentralnett. Statnett skriver at dette er avhengig av en jevn geografisk fordeling av produksjonen. Internt i Nord-Norge er det i dag lite kapasitet nord for Balsfjord, men kapasiteten i dette området blir vesentlig større når 420 kV-ledningen Ofoten-Balsfjord er satt i drift. Med forventet forbruksvekst og oppgradering av kraftledningen Klæbu-Tunnsjødal kan den samlede ledige kapasiteten i Nord-Norge frem

mot 2020 ifølge Statnett bli 3–5 TWh. Denne analysen har lagt til grunn en ledig sentralnettskapasitet på 3 TWh i 2018, som må sies å være konservativt.

Tilgangsanalysen tilsier at det kan bli gitt tillatelse til over 5 TWh ny produksjon i området, likelig fordelt mellom vindkraft og vannkraft. Slik sett vil sentralnettskapasiteten utgjøre en reell begrensning av det investerbare potensialet.

Kapasiteten i **”Trøndelag Nord”**, som omfatter det meste av Nord-Trøndelag og Fosen, begrenses i likhet med kapasiteten i Nord-Norge i stor grad av overføringskapasiteten mellom Klæbu og Tunnsjødal<sup>15</sup>. Med en full vindkraftutbygging på Fosen og vesentlig utbygging i Nord-Norge vil det trolig være liten kapasitet til nye kraftverk i Nord-Trøndelag. Dersom det ikke blir en full vindkraftutbygging på Fosen, kan det være kapasitet til andre prosjekter i Trøndelag Nord. Kapasiteten er imidlertid avhengig av netttiltak mellom Klæbu og Tunnsjødal, og den er vanskelig å tallfeste. Tilgangsanalysens anslag skal være konservative, og det er derfor lagt til grunn at det ikke er plass til ny produksjon i dagens sentralnett i området. Dette betyr at det investerbare volumet i Trøndelag Nord i 2014 og 2016 kan være underestimert i tilgangsanalysen.

Siden 420 kV-kraftledningen til Fosen planlegges å være ferdig i 2018, er det anslått en ledig kapasitet i 2018 som tilsvarer produksjonspotensialet på Fosen.

**Snillfjord** og kommunene rundt er skilt ut som et eget område. Her legger analysen til grunn at det foreløpig ikke er sentralnettskapasitet til de planlagte kraftverksutbyggingene. Det er imidlertid planlagt en produksjonsradial til området, og denne vil gi plass til den kraftproduksjonen som er planlagt. I analysen er denne produksjonsradialen lagt inn i 2018-situasjonen. Det vil si at vi legger til grunn at vindkraftverkene som har fått endelig tillatelse, også har sentralnettskapasitet på sikt, men det er selvsagt en usikkerhet knyttet til om det skjer før 2020. Det er lite annen produksjon i disse kommunene.

Det kan være plass til noe av den planlagte produksjonen også uten bygging av sentralnettsledningen til Snillfjord. Dette potensialet avhenger av tiltak i regionalnettet og er usikkert. Det har tidligere vært antydning at det kan være kapasitet til cirka 0,3 TWh produksjon. Tilgangsanalysens anslag skal være konservative, og det er derfor lagt til grunn at det ikke er plass til ny produksjon i dagens sentralnett i området. Dette betyr at det investerbare volumet i Snillfjordområdet i 2014 og 2016 kan være underestimert i tilgangsanalysen.

I **”Møre+”**, som omfatter Møre og Romsdal og store deler av Sør-Trøndelag, er det av Statnett vurdert å være sentralnettskapasitet til det meste av det som planlegges av kraftproduksjon. Mye av dette er småkraft i Møre og Romsdal. Vi har i denne analysen derfor ikke begrenset kapasiteten i dette området.

**”Nordvest + Indre Sogn”** omfatter det meste av Sogn og Fjordane. Statnett skriver at det ikke er ledig kapasitet i sentralnettet før 420 kV-ledningen Ørskog-Sogndal settes i drift. Ledningen planlegges idriftsatt i 2016, og Statnett skriver at sentralnettskapasiteten da vil gi plass til 1-2 TWh. Spenningsoppgraderingen av 300 kV-ledningen Sogndal-Aurland skal være ferdig i 2018, og da vil den ledige sentralnettskapasiteten i regionen ifølge Statnett gi plass til 3–3,5 TWh. I tilgangsanalysen er det lagt til grunn ledig kapasitet til 1 TWh i 2016 og 2,5 TWh i 2019. Kapasiteten i 2016 er et konservativt anslag, mens 2,5 TWh i 2019 er valgt fordi Statnett skriver at kapasiteten i Nordvest + Indre Sogn må ses i sammenheng med andre områder. Ifølge Statnett vil det i 2019 være en samlet sentralnettskapasitet for å tilknytte om lag 6 TWh i områdene Nordvest, Indre Sogn, Hallingdal og BKK.

Det er i dag klarert i underkant av 1 TWh ny produksjon i Nordvest + Indre Sogn. Sentralnettskapasitet er dermed en begrensning i dag. Ved idriftsettelse av Ørskog-Sogndal vil det bli kapasitet til det meste av de

---

<sup>15</sup> Tunnsjødalsnittet: Tunnsjødal- Namsos, Tunnsjødal- Verdalen.

klarerte prosjektene. Med spenningsoppgradering av Sogndal-Aurland vil det bli ledig sentralnettskapasitet til hele det beregnede volumet på drøyt 2 TWh.

I ”**Hallingdal**”, som omfatter Hallingdal og Eidfjord, er det i dag god sentralnettskapasitet. I tilgangsanalysen er det satt en begrensning på 1 TWh i 2019, og dette skyldes at området må ses i sammenheng med Nordvest + Indre Sogn og BKK. Tilgangsanalysen tilsier at det investerbare volumet vil bli 0,6 TWh, og det vil dermed være sentralnettskapasitet til alt som blir klarert.

”**Bergensområdet (BKK)**” omfatter nordlige og indre deler av Hordaland. I denne regionen er det ifølge Statnett 1–1,5 TWh ledig sentralnettskapasitet når 420 kV-ledningen Sima-Samnanger er satt i drift og kapasitet til mer enn 3 TWh dersom Sogndal-Aurland spenningsoppgraderes. I tilgangsanalysen er det lagt til grunn en ledig sentralnettskapasitet på 1 TWh i 2014 og 2016. 2019-tallet er sett i sammenheng med andre områder, og det er derfor satt til 2,5 TWh. Det kan imidlertid være interne begrensninger i området.

I BKK er det i dag relativt få klarerte kraftverksprosjekter, og det er derfor god kapasitet til disse prosjektene. I 2019 er det lagt til grunn at det investerbare volumet vil være på 1,2 TWh. Med spenningsoppgradering av Sogndal-Aurland vil ikke sentralnettskapasiteten bli et problem i dette området.

”**Sunnhordland + Haugalandet**” (SKL) har ifølge Statnett kapasitet til minst 2 TWh ny produksjon i dagens sentralnett. Tilgangsanalysen tilsier at det investerbare volumet i 2019 vil bli 0,7 TWh. Det er dermed sentralnettskapasitet til alle planlagte prosjekter i dette området.

I området ”**Odda + Suldal (Vestsyd)**”, som omfatter Odda, Ullensvang og Suldal, er det ukjent hvor mye mer produksjon som kan mates inn i sentralnettet. Kapasiteten er derfor satt lik den kraftproduksjonen som er under bygging. Det er en del klarert vannkraft i området og noe til behandling, som i denne analysen ansees at ikke får plass i nettet.

”**Sør-Norge**” omfatter deler av Rogaland og Agder-fylkene. Sør-Norge omfatter i denne analysen ikke kommunene langs sentralnettsforbindelsen mellom Feda og Stokkeland. I området Sør-Norge er det plass til noe ny produksjon, og NVE har i denne analysen ikke satt noen begrensning. Det er 0,5 TWh ny kraftproduksjon under bygging, og det er klarert ytterligere 0,3 TWh. Fram til 2017 tilsier tilgangsanalysen at det kan bli lagt til rette for til sammen 2,4 TWh i dette området. Av det som foreløpig ikke har fått endelig tillatelse, er det mer vindkraft enn vannkraft, ifølge vår analyse.

Langs sentralnettsledningen **Feda-Stokkeland**, ved kysten av Rogaland, er det i dag plass til noe under 1 TWh. Den klarerte og omsøkte kraftproduksjonen langs denne kyststrekningen er dominert av vindkraft, og i dag utgjør sentralnettet en begrensning for kraftproduksjon i dette området. Planlagte netttiltak (blant annet spenningsoppgradering av kraftledningen Feda-Åna-Sira) vil imidlertid føre til at sentralnettskapasiteten blir doblet. Gitt de forutsetningene som er lagt til grunn i denne analysen, vil ikke sentralnettsbegrensninger vesentlig påvirke det investerbare volumet i 2019.

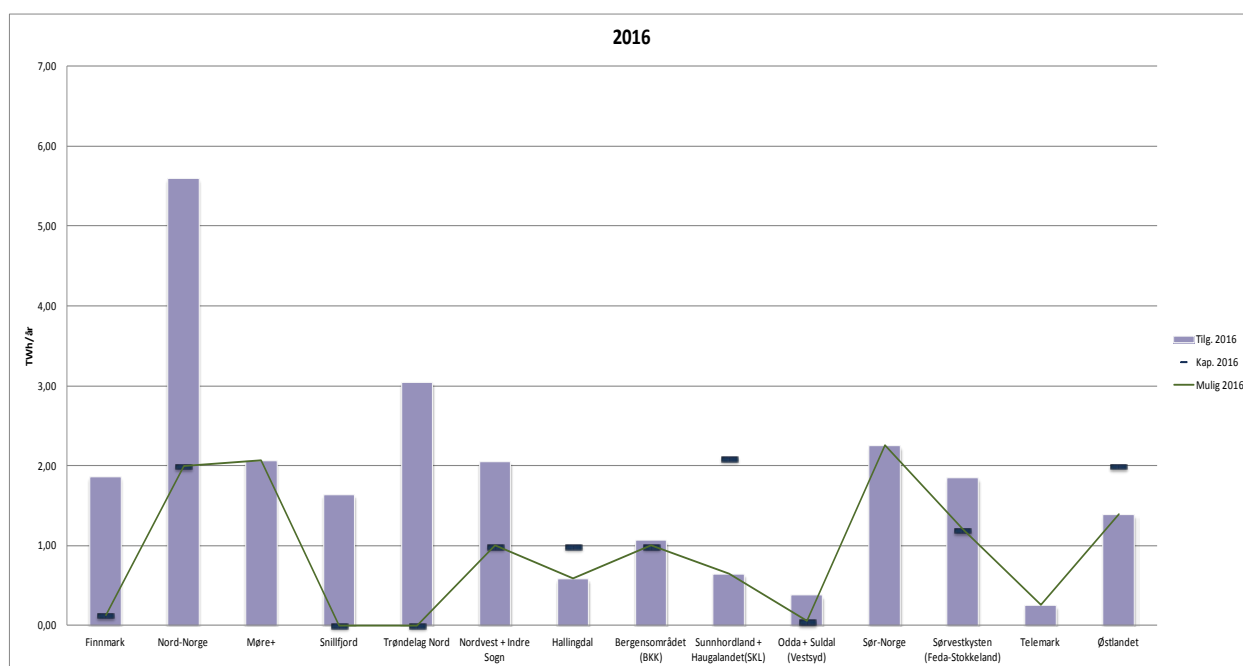
I nettområdet ”**Telemark**” er det ikke store planer, men en viss mengde vannkraft er klarert, og det er noen konsesjonssøknader til behandling. Det er plass til en viss mengde ny kraftproduksjon i Telemark, og vi har i denne analysen ikke begrenset kapasiteten.

Store deler av Østlandet er dekket av området ”**Østlandet**”, og det er her satt en begrensning på 2 TWh ny kraftproduksjon. Det er en del planer om kraftutbygging i denne delen av Norge, men lite har endelig tillatelse per nå.

### V 2.1.2 Nettutvikling - økende nettkapasitet

Analysen tilsier at de nettprosjektene som i størst grad vil gi rom for ny kraftproduksjon, er nettprosjektene i forbindelse med Fosen- og Snillfjordprosjektene, i tillegg til kraftledningene Ørskog-Sogndal og Sogndal-Aurland.

Kraftledningen Ørskog-Sogndal planlegges idriftsatt i 2016, og denne kraftledningen vil være avgjørende for at en stor del av kraftverksprosjektene på Vestlandet blir investerbar. Det vil likevel være begrenset sentralnettskapasitet på Vestlandet før spenningsoppgraderingen av Sogndal-Aurland, som er planlagt i 2018. Dette prosjektet vil ifølge tilgangsanalysen føre til at det investerbare volumet av prosjekter øker med 1,5 TWh.



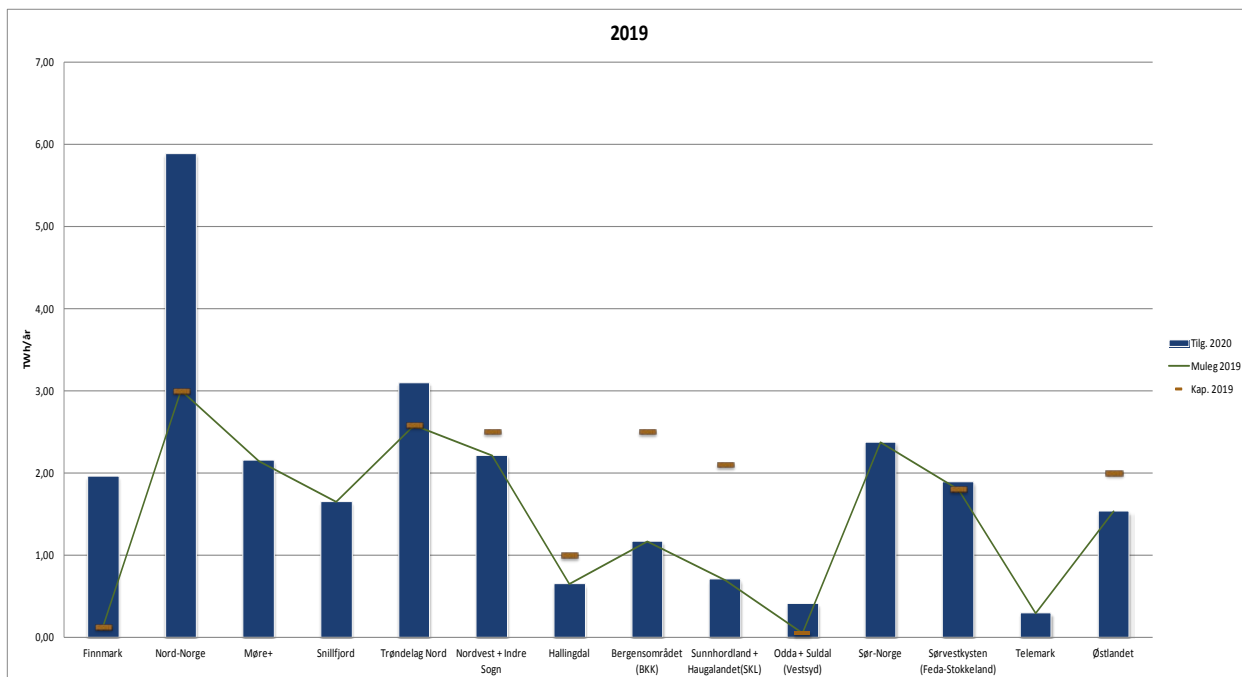
Figur 9: Sentralnettskapasitet og tilgang i 2016.

Nye sentralnettsledninger til Fosen og Snillfjord vil gi kapasitet til alle kraftverksprosjekter som er klarert i disse områdene. Dette utgjør over 4 TWh. Disse nettprosjektene vil trolig ikke idriftsettes før 2018–2019.

Samlet vil Sogndal-Aurland og Fosen/Snillfjord-prosjektene utløse et investerbart prosjektvolum på 5–6 TWh. Dersom disse prosjektene ikke blir utbygd innen 2020, vil det samlede investerbare volumet i Norge bli redusert til cirka 15 TWh i 2019. Andre prosjekter som er viktige for at det investerbare volumet blir så høyt som beregnet, er oppgraderinger i Vestre korridor i Vest-Agder/Rogaland, temperaturoppgradering av Feda-Åna-Sira og spenningsoppgradering av Klæbu-Tunnsjødal.

Analysen av sentralnettskapasitet til investerbare prosjekter heller i konservativ retning. Alle områder der Statnetts KSU gir et intervall for sentralnettskapasitet, er det laveste alternativet valgt og lagt til grunn. Det er ikke tatt hensyn til at konsesjonsmyndighetene ser på nettkapasitet når det vurderes hvilke kraftverksprosjekter som skal tas til behandling. En konsesjonsbehandling som tar slike hensyn, vil gi et høyere nettbetinget investerbart volum enn en "blind" prioritering.





Figur 10: Sentralnettskapasitet og tilgang i 2019.

## V 2.2 Usikkerhet i tilgangsanalysen

Myndighetene har sikker informasjon om utbygde prosjekter. For de andre kategoriene er det derimot viktig å være oppmerksom på flere forhold som gjør at tallenes tale kan gi inntrykk av at prosjektilfanget er stort. Det viktigste er at flere vindkraftprosjekter som er klarerte, har vært det en stund og kan ha for høye kostnader eller for dårlige nettforhold til å konkurrere i elsertifikatmarkedet. Det er også viktig å være oppmerksom på at fremtidsbildet er forutsetningsdrevet.

En stor del av det volumet av prosjekter som er relevant for dette oppdraget, vil stamme fra prosjekter der det ikke er gitt konsesjon eller tatt investeringsbeslutning ennå. Dette volumet er svært usikkert. Historikk er ofte en god pekepinn på hva som kan skje i fremtiden, men det er langt fra sikkert.

### V 2.2.1 Usikre vindkraftprosjekter

Det er viktig å merke seg at selv om det er et relativt stort volum med endelige vindkraftkonsesjoner, er flere av disse prosjektene usikre/urealistiske for utbygging innen utgangen av 2020.

Flere av konsesjonene er relativt gamle. Dette betyr ikke automatisk at prosjektene er usikre. Nedenfor vises en oversikt over prosjekter med endelige konsesjoner som er over tre år gamle, som til sammen har en samlet mulig årsproduksjon på over 3 TWh. Det påpekes at ett av disse prosjektene er et offshoreprosjekt med mulig årsproduksjon på 1 TWh.

**Tabell 9: Prosjekter innen vindkraft med endelige konsesjoner som er over tre år gamle.**

<b>Kommune</b>	<b>Fylke</b>	<b>Prosjekt</b>	<b>GWh</b>	<b>Endelig konsesjon</b>
<b>Andøy</b>	Nordland	Andmyran	460	02.03.2010
<b>Haram</b>	Møre og Romsdal	Haramsfjellet	190	14.12.2009
<b>Åfjord</b>	Sør-Trøndelag	Harbakfjellet	260	23.11.2004
<b>Sandøy</b>	Møre og Romsdal	Havsul I (offshore)	1000	10.09.2009
<b>Tromsø</b>	Troms	Kvitfjell	580	16.02.2001
<b>Tromsø</b>	Troms	Sandhaugen Teststasjon	30	12.12.2002
<b>Tysvær</b>	Rogaland	Tysvær	110	24.06.2008
<b>Vikna</b>	Nord-Trøndelag	Ytre Vikna Trinn II	610	12.06.2006
<b>Sum</b>			<b>3240</b>	

### *V 2.2.2 Usikkerhet om regional fordeling av saker*

Det er forutsatt at den regionale fordelingen av prosjekter med endelig konsesjon blir lik den regionale fordelingen av prosjekter som er til behandling. Det er imidlertid ikke skilt mellom prosjekter til behandling i NVE og OED. Mange konsesjonsvedtak og innstillinger fra NVE ligger til behandling i OED. Selv om OED kan omgjøre vedtakene og innstillingene, kan det være mer sannsynlig at disse prosjektene kan få endelig konsesjon enn de prosjektene som er til behandling i NVE. Et eksempel på hvordan dette kan påvirke analysen er området Feda-Stokkeland. Her er det lagt til grunn et fremtidig klarert volum på 0,47 TWh, men vindkraftprosjekter som utgjør omtrent 0,9 TWh, er i dag til klagebehandling i OED.

### *V 2.2.3 Usikkerhet i nettbegrensninger*

Nettbegrensningene i tilgangsanalysen innebærer noe usikkerhet, da flere usikre forutsetninger er benyttet i Statnetts analyse av kapasitet til ny produksjon i sentralnettet. Endringer i forutsetningene kan endre den tilgjengelige nettkapasiteten. Spesielt kan endringer i faktisk produksjonsutbygging i ett område påvirke den tilgjengelige nettkapasiteten i et annet område. Endringer i forventet forbruk kan også påvirke resultatene. Det påpekes imidlertid at NVE har tolket Statnetts oppgitte kapasiteter konservativt, det vil si at den tilgjengelige kapasiteten for ny produksjon sannsynligvis ikke er overestimert.

### V3 Vedlegg kapittel 5 – Kvotekurve i TWh eller prosent

#### *Omfang av avvik fra kvotekurven*

NVE har forsøkt å estimere potensielle årlige avvik fra forventet etterspørsel som følge av variasjoner i elsertifikatpliktig forbruk og produksjon i overgangsordningen.

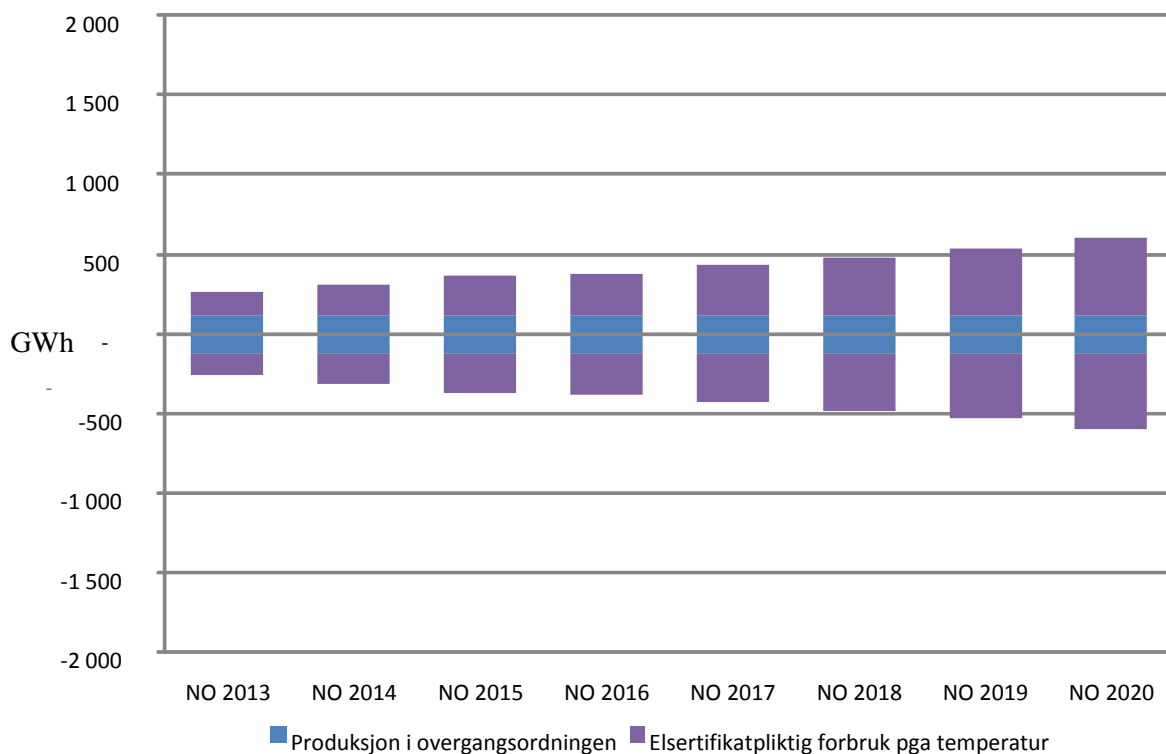
#### *Elsertifikatpliktig elforbruk*

Store deler av det elsertifikatpliktige elforbruket går til oppvarming. Dette elforbruket påvirkes av temperaturen; ved synkende temperatur øker elforbruket, og motsatt reduseres det ved stigende utetemperaturer.

Kraftintensiv industri er unntatt fra ordningen, men siden annen industri- og næringsvirksomhet hovedsakelig omfattes, vil også den generelle økonomiske utviklingen påvirke det elsertifikatpliktige elforbruket. Vi har imidlertid ikke vurdert ulike utviklingsscenarioer og mulig avvik, da størrelsen på et skift i elforbruk generelt er vanskelig å anslå.

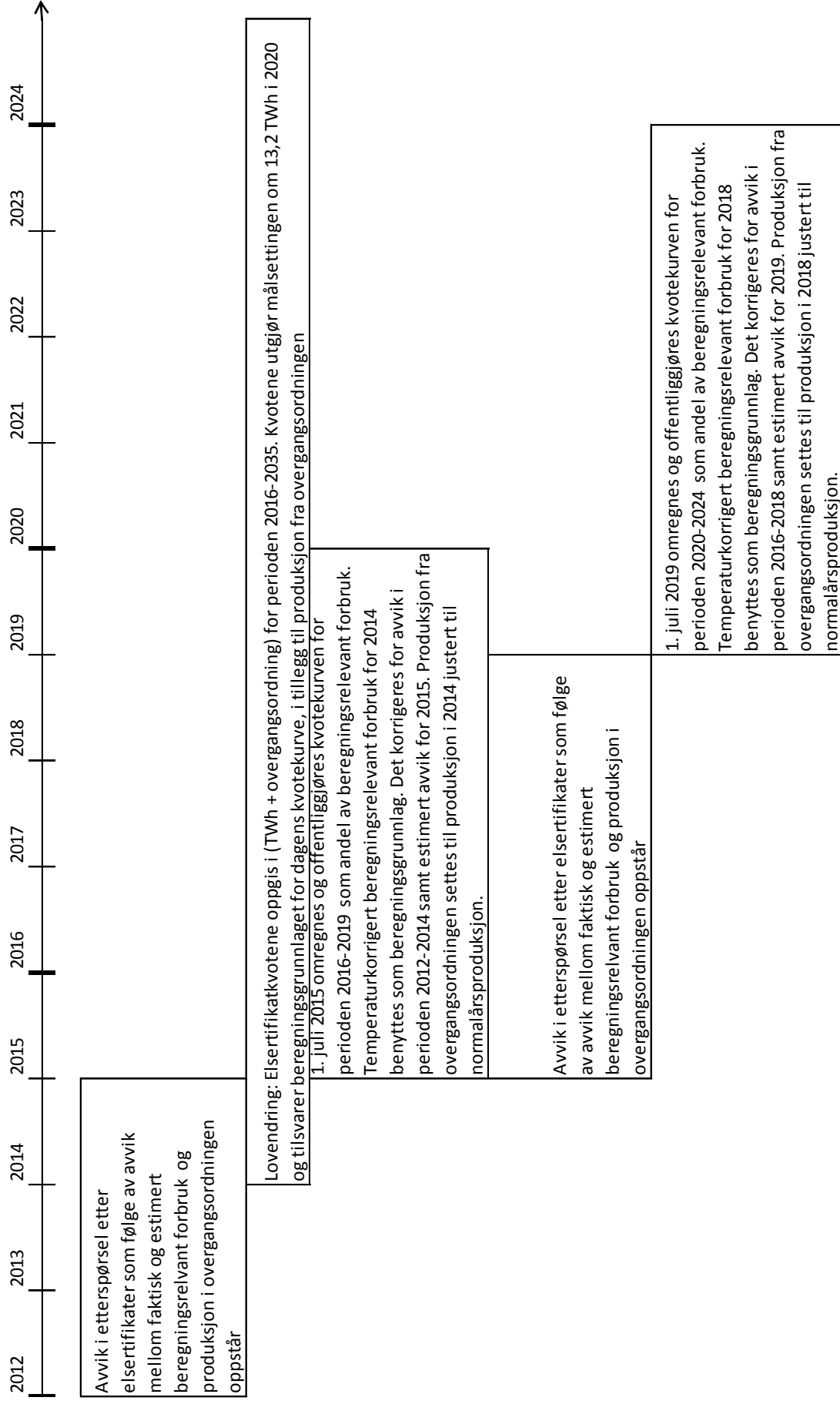
Basert på historisk data for elsertifikatpliktig elforbruk anslås det at samlet elforbruk kan variere med mer enn 6 TWh mellom et kaldt år og et varmt år. Det tilsvarer om lag 3,7 prosent av totalt beregningsrelevant elforbruk i 2012.

Figur 11 illustrerer hvor stor betydning temperatur kan ha på etterspørselen etter elsertifikater. Vi ser at elforbrukets potensielle påvirkning på etterspørselen etter elsertifikater øker frem mot 2020, fordi de årlige elsertifikatkvotene øker. Eventuelle variasjoner i elforbruket får derfor større utslag på beholdningen av elsertifikater i 2020 sammenliknet med 2013.



Figur 11: Potensiell årlig variasjon i etterspørselen etter elsertifikater.

Figur 12: Forslag til tidslinje for tekniske justeringer av elsertifikatkvotene ved samlet elsertifikatplikt fastsatt i lov- eller forskrift om elsertifikater



Slik fortsetter det hvert fjerde år

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

## **Utgitt i Rapportserien i 2014**

- Nr. 1 Analyse av energibruk i forretningsbygg. Formålsdeling. Trender og drivere
- Nr. 2 Det høyspente distribusjonsnettet. Innsamling av geografiske og tekniske komponentdata
- Nr. 3 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Dimensjonerende korttidsnedbør for Telemark, Sørlandet og Vestlandet: Eirik Førland, Jostein Mamen, Karianne Ødemark, Hanne Heiberg, Steinar Myrabø
- Nr. 4 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 7. Skred og flomsikring. Sikringstiltak mot skred og flom  
Befaring i Troms og Finnmark høst 2013
- Nr. 5 Kontrollstasjon: NVEs gjennomgang av elsertifikatordningen







Norges  
vassdrags- og  
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo

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

