

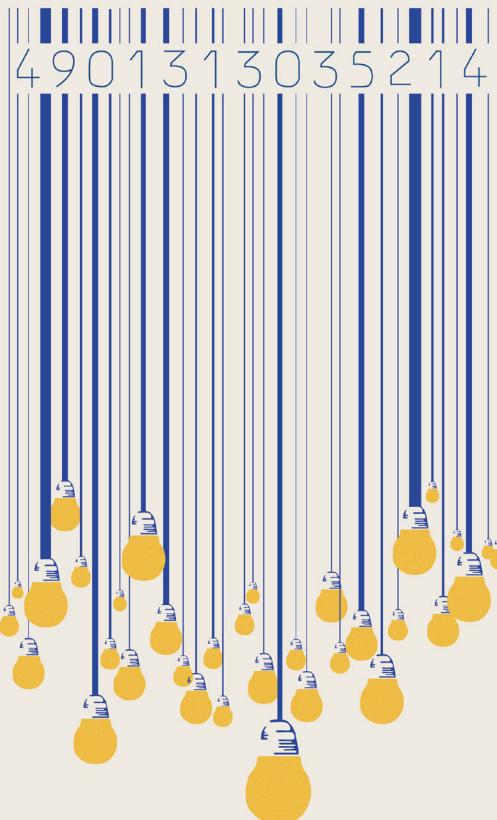


Kostnader i energisektoren

Kraft, varme og effektivisering

2
2015

R A P P O R T



Kostnader i energisektoren

Kraft, varme og effektivisering

Rapport nr 2/2015 del 1

Kostnader i energisektoren

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Prosjektleader: Karen Nybakke

Redaktør: David Edward Weir

Forfattere:

Maria Sidelnikova, David Edward Weir, Lisa Henden Groth, Karen Nybakke, Kjell Erik Stensby, Benedicte Langseth, Jon Erling Fonneløp, Olav Isachsen, Ingrid Haukeli, Synnøve-Lill Paulen, Ingrid Magnussen, Leif Inge Husabø, Torgeir Ericson, og Thomas Håbu Qureishy

ISBN: 978-82-410-1046-0

ISSN: 1501-2832

Forsidefoto:

Sammendrag:

Emneord:

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

Innhold

Kostnader i energisektoren.....	1
Forord	6
1 Innledning	7
2 Oppsummering og sammenstilling.....	9
2.1 Beregningsforutsetninger og forbehold	9
2.2 Energikostnader ved produksjon av kraft.....	10
2.3 Energikostnader ved produksjon av kraft i CHP-anlegg.....	12
2.4 Energikostnader ved produksjon av varme	14
2.5 Fremtidig utvikling	16
2.6 Effektiviseringstiltak på bygg	19
3 Energisystemet.....	22
4 Metode og generelle forutsetninger.....	25
4.1 Metodikk for å vurdere og sammenligne kostnader	25
4.2 Hvordan vurderes fremtid?.....	31
4.3 Brensespriser og brennverdier	34
4.4 Avgifter og karbonpris	38
4.5 Utslipp	39
5 Kraftproduksjon.....	41
5.1 Vannkraft.....	41
5.2 Landbasert vindkraft.....	58
5.3 Havvindkraft	68
5.4 Biokraftverk	82
5.5 Solstrøm	91
5.6 Kjernekraft.....	100
5.7 Brenselceller	104
5.8 Gasskraftverk	107
5.9 Kullfyrte kondenskraftverk.....	116
5.10 Dieselkraftverk.....	120

6 Kraft- og varmeproduksjon (CHP)	123
6.1 Biobrenselkraftvarme.....	124
6.2 Avfallskraftvarme	128
6.3 Rivningsvirke	132
6.4 Gassmotor/turbin med avgasskjel	134
6.5 Fremtidig kostnadsutvikling for termiske anlegg som benytter fossile brensler.....	137
6.6 Følsomhetsanalyse for termiske anlegg som benytter fossile brensler	
138	
7 Varmeproduksjon og varmesentraler.....	139
7.1 Antagelser felles for kjeler	139
7.2 Elkjel	140
7.3 Oljekjel.....	142
7.4 Bioolje.....	144
7.5 Gasskjel.....	147
7.6 Biogass kjel	149
7.7 Biokjel.....	149
7.8 Avfallskjel.....	153
7.9 Rivningsvirke	156
7.10 Mobile kjeler.....	157
7.11 Varmepumper	158
7.12 Solvarme.....	176
8 Energoeffektivisering.....	185
8.1 Energoeffektiviseringstiltak på bygningsmassen	185
9 Overføring og lagring av kraft og varme.....	207
9.1 Kraftoverføringsanlegg	207
9.2 Varmedistribusjon.....	211
9.3 Energi og effektlagring.....	214
9.4 Gassdistribusjon	218

10	Referanser.....	221
11	Vedlegg A Metodikk energieffektivisering	226
11.1	Definere standard på gjennomsnittsbygget samt bygningsmodeller	226
11.2	Definere passivhusnivå	227
11.3	Utarbeide/definere variabler for energibesparelse på tiltak.....	227
11.4	Utarbeide/definere tiltaksliste og tilhørende endringer i komponentverdier som bringer gjennomsnittsbygget opp til passivhusnivå.	229
11.5	Utføre energiberegninger	229
11.6	Utarbeide/definere variabler for tiltakskostnader	230
11.7	Innhente/bestemme investeringskostnader.....	231
11.8	Bestemme drifts- og vedlikeholdskostnader.....	232
11.9	Bestemme teknisk levetid.....	232
11.10	Tiltaksbeskrivelser	232
11.11	Beregne LCOE.....	232
12	Vedlegg B Resultater	233

Forord

Kunnskap om teknologi og kostnader knyttet til produksjons- og overføringssystemet for energi i Norge er et viktig grunnlag for utøvelsen av NVEs forvaltningsoppgaver. NVE har laget rapporter som beskriver slike kostnadsforhold tidligere, senest i 2011.

Nytt i denne rapporten er forsøket med å få frem mulig fremtidig kostnadsutvikling for forskjellige former for kraft og varmeproduksjon. I tillegg beskrives en del kostnader for energieffektiviseringstiltak på sluttbrukersiden.

Prosjektet er utført av NVE. Norconsult har levert kostnadstall for termisk kraft- og varmeproduksjon, og Multiconsult har stått for beregninger av kostnader ved energieffektiviseringstiltak.

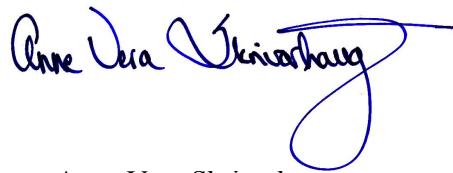
Som forvaltingsetat og konsesjonsmyndighet på energiområdet er NVE interessert i at rapportens innhold gjøres kjent blant aktørene i energimarkedet, myndighetene og allmennheten. NVE ønsker at både datagrunnlaget og de kostnadene som presenteres i rapporten blir gjenstand for drøfting og forbedring. Med tanke på fremtidige utgaver av en slik rapport, vil NVE systematisk ta imot og vurdere synspunkter.

Oslo, februar 2015



Per Sanderud

Vassdrags- og
energidirektør



Anne Vera Skrivarhaug

Avdelingsdirektør

1 Innledning

Med rapporten *Kostnader i energisektoren* ønsker NVE å gi en aktuell og sammenlignbar beskrivelse av energikostnader ved ulike produksjonsteknologier og energieffektiviseringstiltak på bygg som vurderes som aktuelle i det norske energisystemet i årene som kommer.

Tiltak på produksjons- og forbrukssiden i energisystemet bør kunne vurderes opp mot hverandre. For å gjøre dette, er det nødvendig å ha sammenlignbare kostnader. I rapporten er det forsøkt å beskrive kostnadene ved energieffektivisering på samme måte som for produksjonsteknologier, ved å beregne energikostnaden over levetiden (LCOE). Dette er et utgangspunkt for å kunne gjøre sammenligninger av tiltak på både produksjons- og forbrukssiden.

Rapporten gir anslag på kostnadstall for fornybar- og fossil kraftproduksjon, ulike typer varmeproduksjon (lokalt og sentralt) og et utvalg av energieffektiviseringstiltak. I tillegg gis det kostnadsanslag for ulike typer kraft-, varme, og gassoverføringsanlegg.

For flere av teknologiene omhandlet i denne rapporten har kostnadsutviklingen de siste årene vært meget dynamisk. For at denne rapporten skal kunne brukes til analyser og beslutninger om fremtidige tiltak er det dermed verdifullt å presentere mulige utviklingstrender i fremtiden i tillegg til dagens kostnadsbilde. De fremtidige kostnadene og farten i den teknologiske utviklingen er høyst usikre. Til tross for dette forsøker rapporten å belyse hvilke potensialer de ulike teknologiene har for teknisk forbedring og fremtidig kostnadsreduksjon, gjennom en presentasjon av mulige lærekurver. Det er ikke drøftet sannsynligheten for at de angitte potensialene for kostnadsreduksjoner for de enkelte teknologiene blir utløst og tallene er befeftet med stor usikkerhet.

Til forskjell fra tidligere publiserte kostnadsrapporter fra NVE, er vurderingene denne gangen gjort av NVE selv. NVE har likevel brukt eksterne kilder på flere måter i arbeidet med rapporten:

- For termisk kraftproduksjon er det innhentet data og vurderinger fra konsulent (Norconsult). Disse er så bearbeidet videre internt.
- For energieffektiviseringstiltak er det innhentet konsulenthjelp (Multiconsult) til å angi kostnader og hensiktsmessig strukturering av tiltak. Dette brukes som grunnlag for vurderinger i denne rapporten.
- NVE har brukt ulike kilder for å korrigere eget skjønn. Disse kildene omfatter et bredt utvalg av konsulent- og FoU-rapporter tillegg til kunnskap fra NVEs IEA teknologisamarbeid og publikasjoner fra dette samarbeidet. En rekke andre internasjonale kilder er også brukt for å kvalitetssikre egne vurderinger.

Vurdering av kostnader vil alltid være befeftet med usikkerhet. Usikkerhetene er knyttet til svingninger i markedet og til stedsspesifikke forhold som kan påvirke både investeringskostnader og inntjeningsmuligheter. For nye teknologier med begrenset erfaringsgrunnlag, er selvsagt usikkerheten større. Her er det lagt til grunn informasjon

fra konsulenter og ikke minst erfaringer fra andre land, dokumentert bl.a. gjennom IEA-prosjekter.

Vurderinger av fremtidige kostnader er enda mer usikre. Utviklingen i det generelle kostnadsnivået, teknologisk utvikling, brenselspriser og markedet for relaterte varer og tjenester er alle faktorer som kan påvirke kostnadsbildet fremover. Til tross for usikkerhetene anser NVE det som et fremskritt at disse vurderingene er forsøkt utført på sammenlignbar måte, og at de er dokumentert og offentliggjort.

NVE ønsker at både datagrunnlaget og de kostnadene som presenteres i denne rapporten blir gjenstand for drøfting og forbedring. Med tanke på fremtidige utgaver av en slik rapport, vil NVE systematisk ta imot og vurdere synspunkter.

2 Oppsummering og sammenstilling

Denne oppsummeringen omhandler energikostnader for en rekke teknologier for kraft- og varmeproduksjon og løsninger for effektiviseringstiltak. Det er gitt en sammenstilling av energikostnader for kommersielle og semi-kommersielle teknologier, samt et mulig fremtidsbilde basert på anslag for fremtidig lærerate for de ulike teknologiene. Det er også trukket frem noen viktige forutsetninger og forbehold for en slik sammenligning.

Resultatene er sammenstilt for teknologier for kraftproduksjon, teknologier som produserer kraft og varme (CHP) og bare varme. Det er også presentert energikostnader for energieffektiviseringstiltak sammenstilt med energikostnader for lokal kraft- og varmeproduksjon for småhus og kontorbygninger.

2.1 Beregningsforutsetninger og forbehold

Energikostnaden beregnet over levetiden (LCOE) er brukt for å sammenligne konkurranseforholdet mellom ulike teknologier i et kostnadsperspektiv. Energikostnaden representerer nåverdien av den totale kostnaden per produsert eller spart kilowattime for et tiltak over en antatt økonomisk levetid (se kapittel 4.1). Energikostnaden reflekterer således investeringskostnader, brenselskostnader, faste og variable drifts- og vedlikeholdskostnader, finansieringskostnader og en antatt utnyttlesesgrad (produksjon eller energibesparelse). I investeringskostnadene er også byggetidsrenter inkludert. For kjernekraftverk og havvindkraft er i tillegg rivekostnader med i beregningen. Restverdier for utstyr, materialer og infrastruktur etter anslått økonomisk levetid er ikke tatt med i beregningene av energikostnader.

Skatter og avgifter er uteklat, med unntak av el- og brenselsavgifter som er tatt med i LCOE-beregningene der disse inngår i produksjonen som råvarer. Energikostnadene som er beregnet i denne rapporten kan brukes som inngangsdata til samfunnsøkonomiske analyser for nye energiverk/tiltak. Større miljøvirkninger og inntektssiden (lønnsomhet) er ikke behandlet.

Alle energikostnadene er beregnet med 4 % kalkulasjonsrente (avkastningskrav). I praksis vil avkastningskravet for hver teknologi og hvert prosjekt variere avhengig av en rekke faktorer, ikke minst rammebetegnelser som påvirker både kostnads- og inntektssiden. Fokuset i denne rapporten har imidlertid vært rene kostnader knyttet til produksjon eller besparelse av energi. Hensikten med å velge likt avkastningskrav har vært å la nettopp disse være drivende for energikostnadene og ikke forskjeller i kostnadene for kapital.

Kostnadsanslagene for 2014 er gjort med utgangspunkt i et utvalg av eksempelanlegg som er realistiske eller teoretisk aktuelle for Norge, med tanke på størrelse, produksjon og teknologi. Kostnadene er basert på gjennomsnittsbetrakninger, men variasjoner som følge av lokale eller prosjektspesifikke forhold er beskrevet for hver teknologi/tiltak i kapittel 5 - 8. Eksempelvis er det forsøkt å trekke systemgrenser for produksjonsanleggene, og ikke ta med kostnader for evt. oppgradering av regionalt

overføringsnett. Kostnader knyttet til overføring av kraft og varme er ikke inkludert i sammenstillingen, men beskrevet separat i kapittel 9.

For termiske anlegg er det brukt momentan virkningsgrad ved nominell last. Den tar, i motsetning til årvirkningsgraden, ikke høyde for variasjoner i virkningsgraden over året. Dette medfører at de beregnede energikostnadene for termiske anlegg er noe lave.

Virkningsgradene er referert til brenselets nedre brennverdi (se kapittel 4.1.7). I dag er det imidlertid vanlig å bruke modulerende og kondenserende olje- og gasskjeler, og for slike anlegg er det anbefalt å referere virkningsgraden til øvre brennverdi. Dette gjelder også for kondenserende gasskraftverk og større bio- og CHP-anlegg.

I denne rapporten er det for den enkelte teknologi gjort anslag også for energikostnader i 2035. Formålet med denne fremskrivningen av energikostnader er å belyse *mulige* utviklingstrenger som kan endre konkurranseforholdene mellom de ulike produksjonsteknologiene. Metoden som er valgt for fremskrivning er lærekurver, og dette er beskrevet i kapittel 4.2. Denne typen fremskrivning egner seg best for teknologier som er semi-kommersielle, fordi disse har både potensial for videre forbedring og historisk kostnadsutvikling som brukes til å beregne lærerater. For noen av de modne teknologiene, for eksempel vannkraft, er det ikke funnet noen grunn til å anta annet enn dagens energikostnader også i fremtiden.

Lærekurver sier noe om den langsiktige utviklingen i kostnadene, men gir ingen sikker forklaring på hvor raskt enhetskostnadene kan falle, eller på hvilken måte.

Sammenstilling av disse resultatene er derfor svært usikre. Resultatene er likevel interessante, og det er gjort en sammenstilling av resultatene fra et utvalg av teknologier med stort potensial for reduksjon i energikostnader.

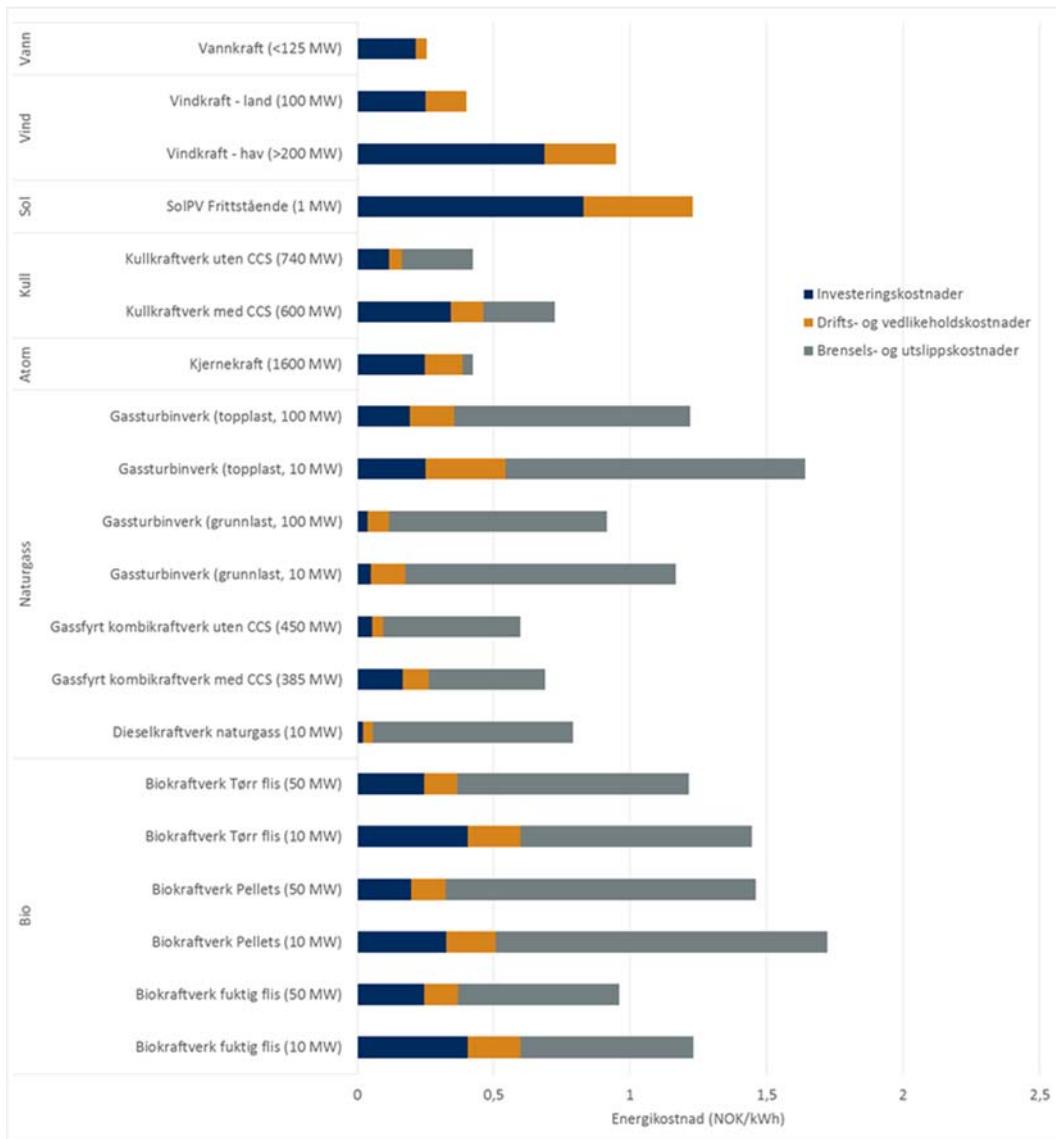
Alle kostnadsanslag er beheftet med usikkerheter. Usikkerheten i kostnadsgrunnlaget varierer også mye for de ulike teknologiene avhengig av modenhet, tilgjengelig statistisk grunnlag og driftserfaringer i Norge. Av den grunn er usikkerheten i kostnadene for vannkraft og vindkraft mindre enn for teknologier basert på sol, biomasse og fossile brensler.

Til tross for usikkerhetene i denne sammenstillingen, danner resultatene et grovt bilde av konkurranseforholdene mellom ulike typer produksjons- og energieffektiviseringstiltak fra et kostnadsperspektiv. Konkurranseforholdene fra et inntektsperspektiv er ikke behandlet. Kostnadene er oppgitt i 2013 kroner.

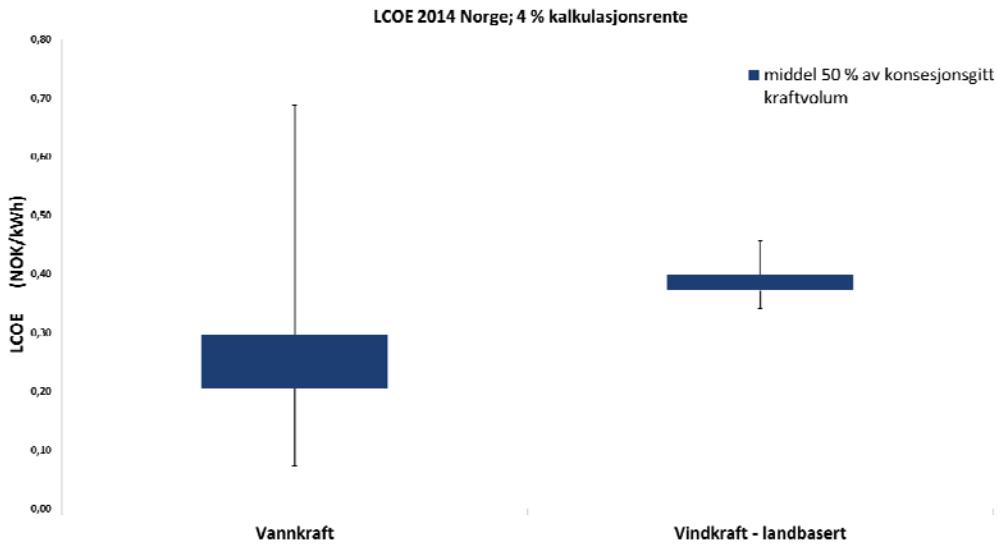
2.2 Energikostnader ved produksjon av kraft

Figur 2-1 viser energikostnaden over levetiden for et utvalg av kraftverkstyper, beregnet ut fra forutsetningene i denne rapporten. Av anleggene som kun produserer kraft har vannkraft den klart laveste energikostnaden i Norge på drøye 25 øre/kWh, etterfulgt av vindkraft på land, kullkraft uten CCS og kjernekraft, som alle ligger på 40 - 45 øre/kWh. Oversikten over energikostnadene ved kraftproduksjon viser at havvindkraft koster om lag dobbelt så mye som landbasert vindkraft, men fortsatt mindre enn de fleste av biokraftverkene som er analysert.

Kraftkostnadene fra både biokraftverk og fossile teknologier skiller seg ut ved å være svært avhengige av brenselskostnadene, noe som raskt kan endre konkurranseforholdet mellom disse og andre teknologier i et kostnadsperspektiv. Det er også verdt å merke seg at eventuelle økninger i karbonpriser vil kunne øke energikostnadene knyttet til de fossile kraftverkene betydelig. For gass- og biokraftverk er skalafordeler gjort synlige i figuren, der de store kraftverkene har lavere energikostnader enn de små.



Figur 2-1 Energikostnad over levetiden (LCOE) i NOK/kWh for kraftverk. Energikostnadene er fordelt på bidrag fra investeringskostnader, drift og vedlikehold samt brenselskostnader.



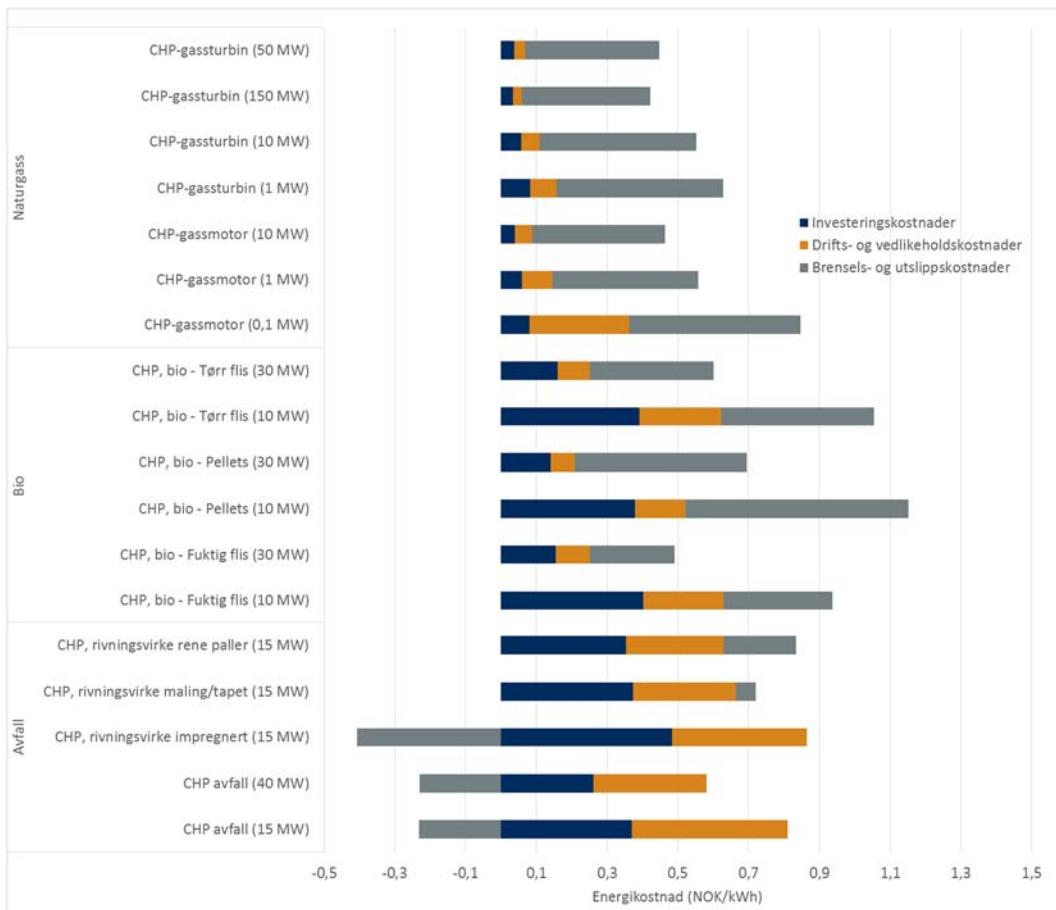
Figur 2-2 Spredningen i energikostnader for vann- og vindkraftverk basert på NVEs datagrunnlag og opplysninger fra konsesjonsdatabasen. Maks- og minimums energikostnader er vist i svart, mens de blå søylene viser kostnadsspennet for halvparten av det konsesjonsgitte kraftvolumet.

Vannkraft og vindkraft anses som de mest aktuelle former for storskala kraftproduksjon i Norge. De har de laveste kostnadene og svært store ressurspotensialer. Figur 2-2 illustrerer spredningen i energikostnader for vind- og vannkraft i Norge i 2014, basert på NVEs eget datagrunnlag og opplysninger fra konsesjonssøknader. Figuren viser at det er gitt konsesjon for vannkraftverk med en betydelig spredning i energikostnader, fra under 10 øre/kWh til nesten 70 øre/kWh. Den store spredningen forklares med at det for vannkraft er mange forskjellige typer tiltak som kan lønne seg, der for eksempel verdien av effekt og regulerbarhet kan veie tyngre enn energikostnaden ved investeringsbeslutninger. For vindkraft derimot er spredningen mindre, og dette tyder på at man for vindkraft har søkt konsesjon for, og bygget ut, vindkraftverk basert på optimalisering av energikostnadene.

De blå søylene i figuren viser kostnadsspennet for 50 % av det konsesjonsgitte kraftvolumet. Det totale kraftvolumet som er lagt til grunn for konsesjonsgitt vannkraft er ca. 4 TWh og for vindkraft er det ca. 9 TWh. Denne figuren viser at det er gitt konsesjon til ca. 2 TWh vannkraft til en kostnad på mellom 20 og 30 øre/kWh, noe som er lavere enn den laveste teoretiske kostnad for et vindkraftverk med konsesjon.

2.3 Energikostnader ved produksjon av kraft i CHP-anlegg

Dersom man har et forutsigbart varmebehov vil det kunne lønne seg å investere i et anlegg som produserer kraft og varme, fremfor kraftverk som kun produserer kraft. Energikostnaden for et CHP-verk er generelt sett lavere enn tilsvarende kraftverk hvis det forutsettes at den produserte varmen omsettes/selges. Figur 2-3 viser en oversikt over energikostnadene for kraft produsert i CHP-anlegg.



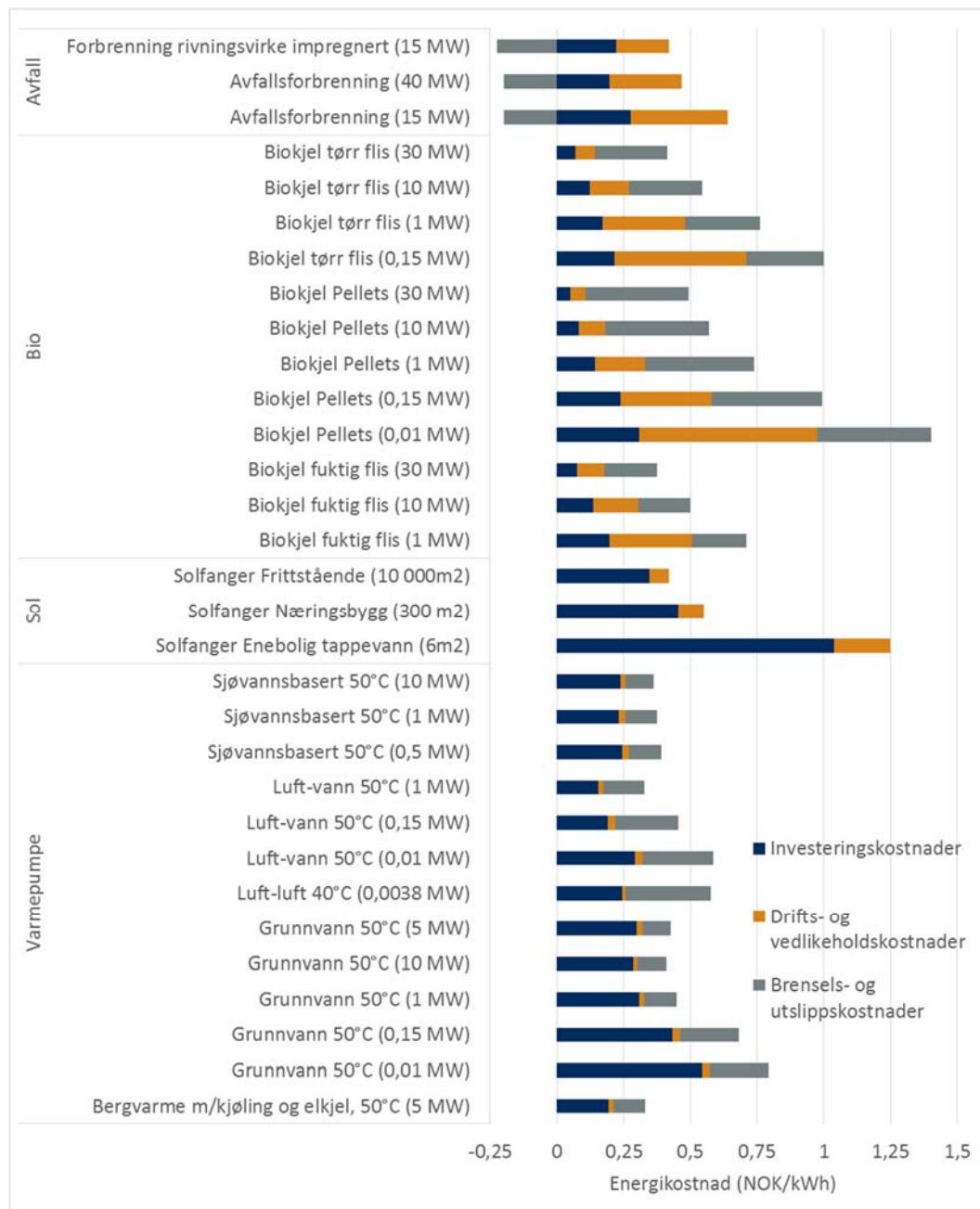
Figur 2-3 Energikostnad over levetiden (LCOE) i NOK/kWh for anlegg som produserer både kraft og varme (CHP). Energikostnadene er fordelt på bidrag fra investeringskostnader, drift og vedlikehold samt brenselskostnader.

Figuren viser at flere typer bio- og naturgassbaserte CHP anlegg har energikostnader under 50 øre/kWh. Anlegg basert på biobrensel har i denne analysen høyere kostnader enn CHP basert på naturgass, men økende utslippskostnader i form av priser for CO₂-kvoter vil kunne endre konkurranseforholdet. Større biobaserte CHP-anlegg kan oppnå lavere energikostnader. Det gjelder særlig de som benytter billige rest- og biprodukter som fuktig flis og avfall. Tilgang og priser på disse er i midlertid usikker, og avhengige av markedsforholdene i treforedlingsindustrien samt import og eksport.

Skalafordeler er også synlige i Figur 2-3, der energikostnadene reduseres med økende anleggsstørrelse innenfor samme type anlegg. For naturgass står brensels- og utslippskostnader for det største bidraget til energikostnaden, mens for CHP basert på avfall og bio utgjør investerings- og driftskostnader om lag halvparten av energikostnaden. CHP basert på avfall har negative brenselskostnader, siden forbrenningsanlegg får betalt mottaksgebyr for avfallshåndtering. Avfallsmarkedet er ikke transparent og preget av bilaterale avtaler, slik at mottaksgebyrene anses som usikre.

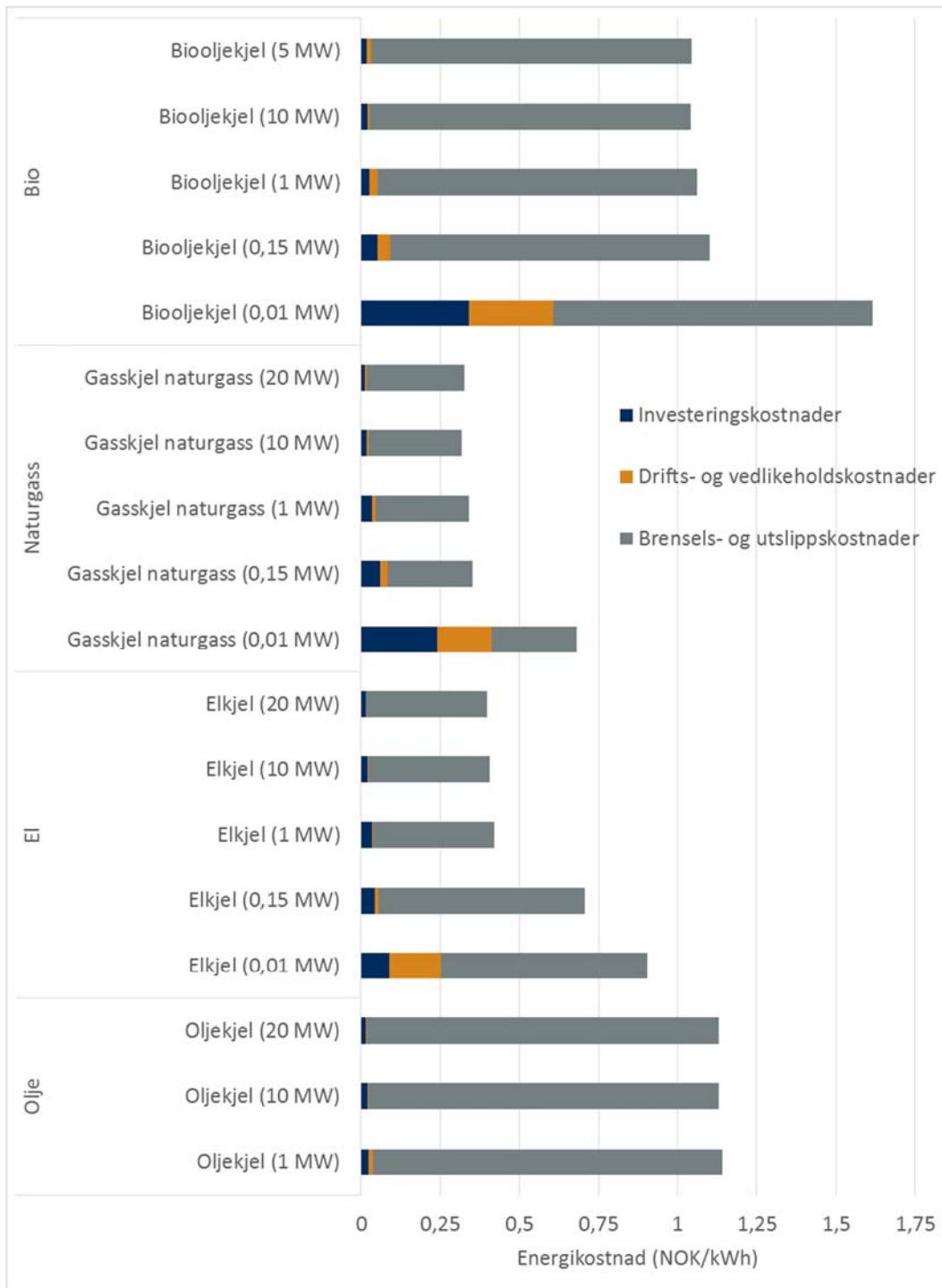
2.4 Energikostnader ved produksjon av varme

For varmeproduksjon er det skilt mellom teknologiene som brukes til å dekke topplast og teknologiene som brukes til å dekke grunnlast (dvs. 50-60 % av det maksimale effektbehovet). Generelt sett er det de mest investeringstunge enhetene, som fastbrenselkjeler og varmepumper, som dimensjoneres slik at de dekker grunnlasten. Toppeffekten dekkes da med olje, el eller gass, som har lave investeringskostnader i forhold til brenselskostnader. Figur 2-4 og Figur 2-5 viser kostnader for teknologier som dekker henholdsvis grunnlast og topplast.



Figur 2-4 Energikostnad over levetiden (LCOE) i NOK/kWh for varmeverk som benyttes for å dekke grunnlast. Kostnadene er fordelt på investeringskostnader, drifts- og vedlikeholds-kostnader samt brenselskostnader.

Figur 2-4 viser at mange av teknologiene som dimensjoneres for å dekke grunnlast er beregnet til å ha energikostnader over levetiden på under 50 øre/kWh. Dette gjelder biokjel, bergvarme, varmepumper, frittstående solfangeranlegg og forbrenning av avfall. De negative brensels- og utslippskostnadene for avfallsforbrenningsanlegg skyldes at det er antatt et mottaksgebyr for avfallet. Figuren viser også tydelige skalafordeler ved større anlegg.

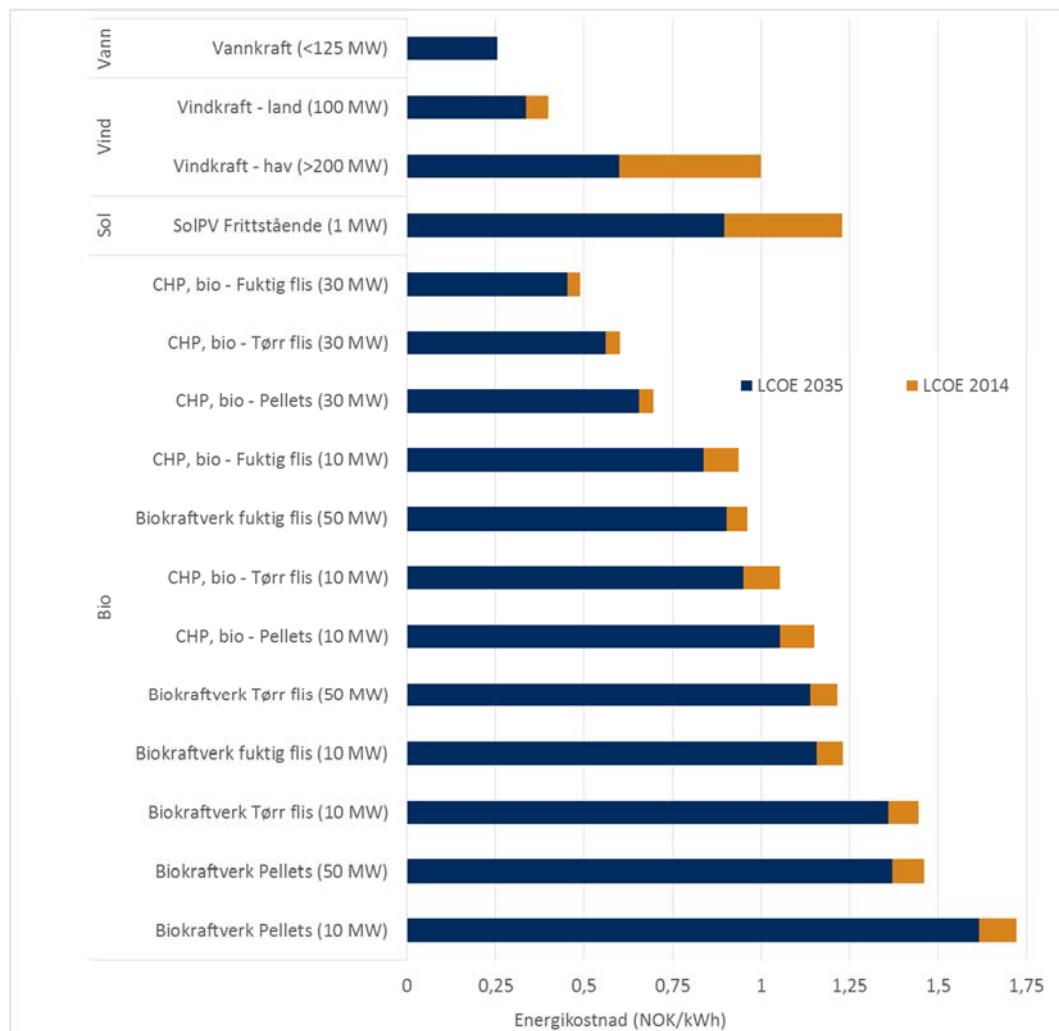


Figur 2-5. Energikostnad over levetiden (LCOE) i NOK/kWh for varmeverk som benyttes for å dekke topplast. Kostnadene er fordelt på investeringskostnader, drift og vedlikehold samt brenselskostnader.

Av teknologiene som dimensjoneres for å dekke topplast er det kun elkjel og naturgass som kommer under 50 øre/kWh i denne analysen. Figur 2-5 viser imidlertid at energikostnadene for samtlige av disse teknologiene er svært sensitive for brensespriser, noe som gjør det vanskelig å si noe sikkert om konkurranseforholdene. Brensesprisene som er lagt til grunn er oppgitt i kapittel 4.3.

2.5 Fremtidig utvikling

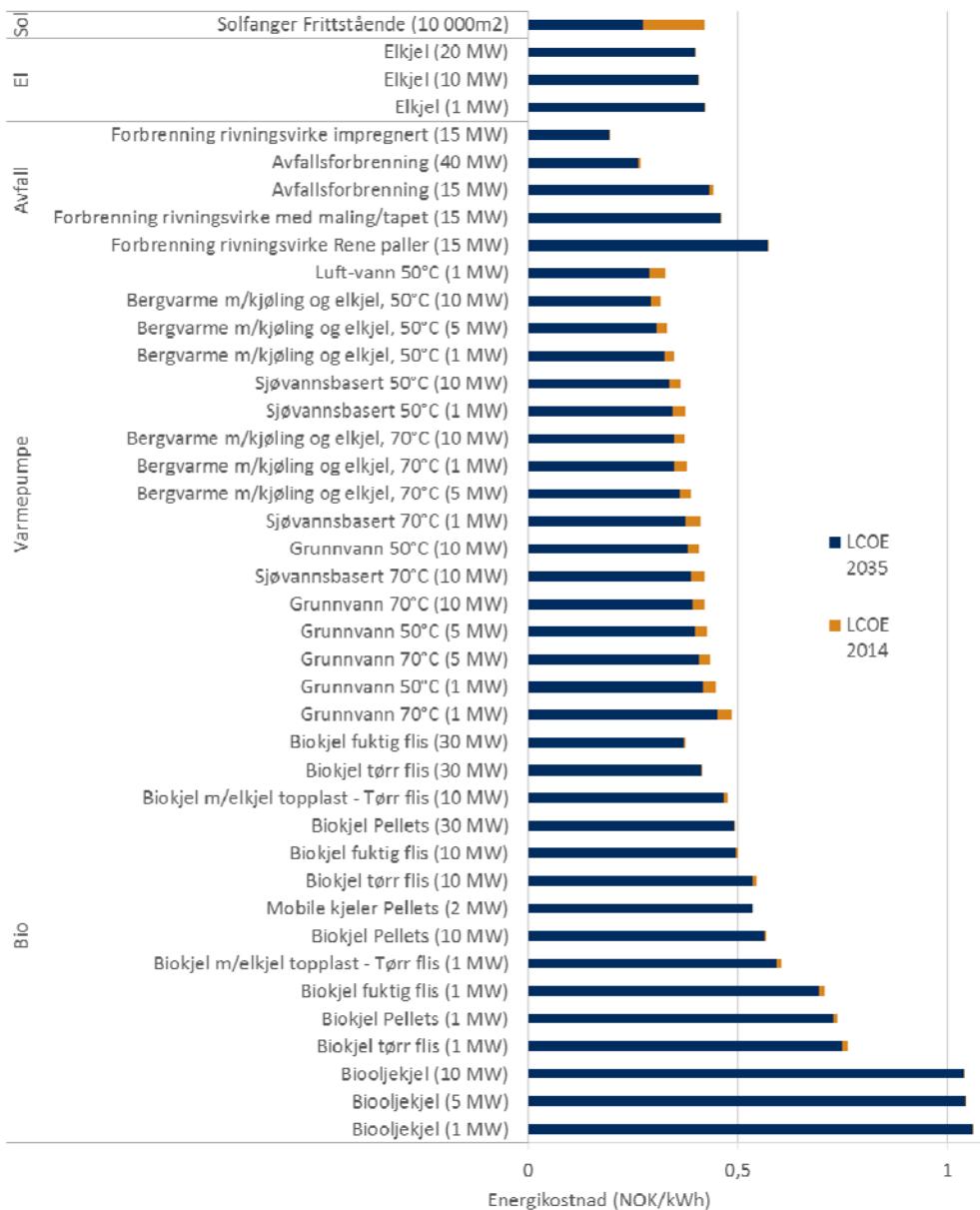
Fremskrivning av energikostnader til 2035 er presentert her for et utvalg av teknologier for kraft-, CHP- og varmeproduksjon. Det er ikke gjort noen anslag for fremtidig kostnadsutvikling ved energieffektiviseringstiltak.



Figur 2-6 Fremtidig energikostnad gitt i NOK/kWh i 2035 (blå sylinder), overlagt energikostnaden i 2014 (lys oransje). Oversikten viser kraftverk og varmekraftverk (CHP) over 1 MW. Utbyggingstakt er som forutsatt i IEAs New Policy scenario (IEA, 2013).

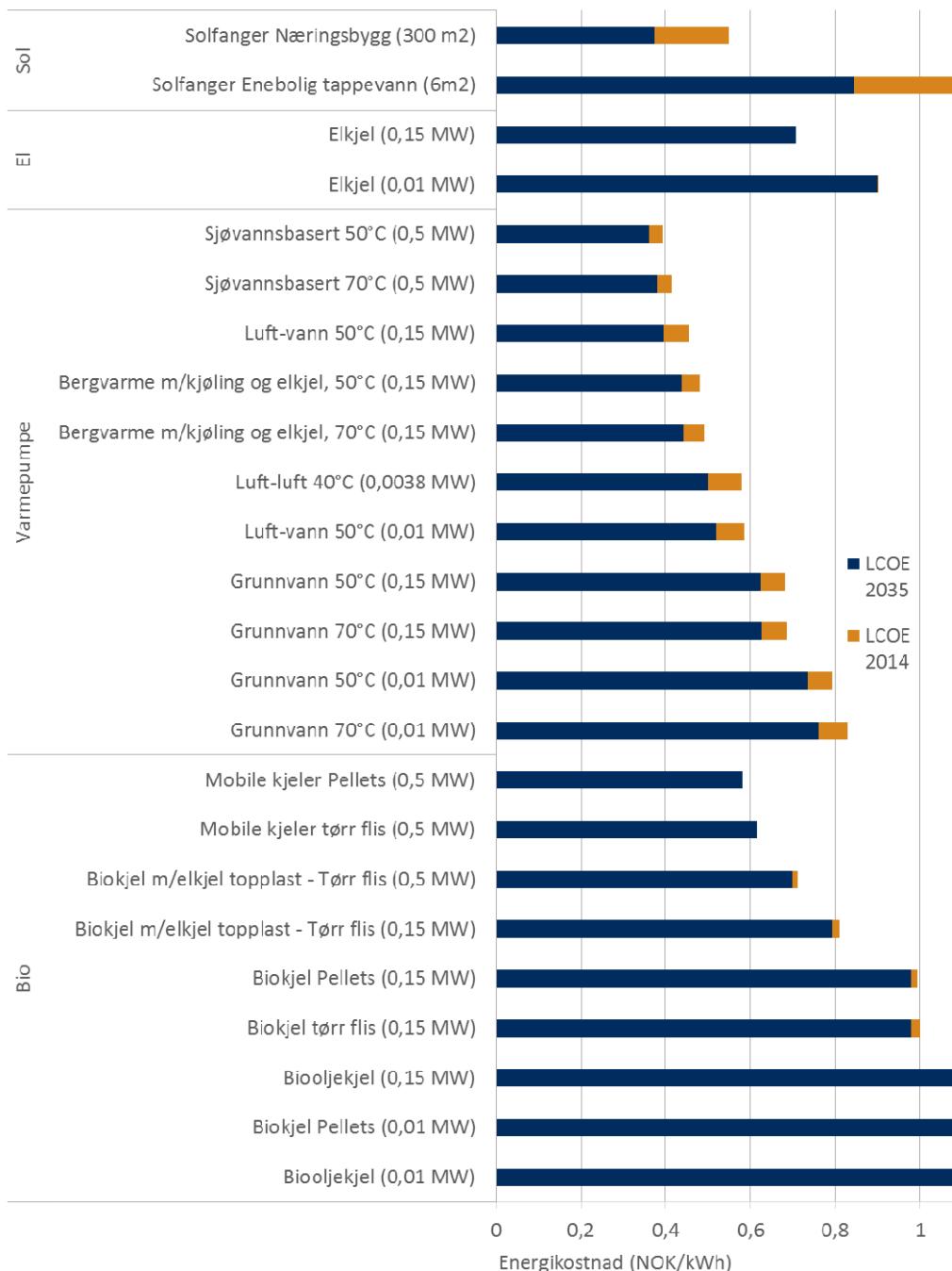
Figur 2-6 viser fremskrivningen av energikostnader for kraftproduksjon og CHP. Analysen med lærekurver gir de største reduksjonene i energikostnader (fra 2014-2035) for havvind (ca. 40 %), PV Sol (ca. 30 %), og landbasert vind (ca. 15 %). Det er også signifikante reduksjoner for en rekke bioteknologier for kraftproduksjon, i størrelsesorden 5-10 %. Konkurranseforholdet mellom teknologiene i et kostnadsperspektiv er i stor grad

det samme i 2035 som i 2014, med de læreratene som er lagt til grunn. Havvindkraft får imidlertid lavere produksjonskostnad enn nærmest samtlige biokraft- og CHP-anlegg.



Figur 2-7 Fremtidig energikostnad gitt i NOK/kWh i 2035 (blå sørler), lagt oppå 2014-energikostnaden som er vist i lys oransje. Oversikten viser varmeverk over 1 MW.

Figur 2-7 viser reduksjoner i energikostnadene for varmeproduksjon i anlegg over 1 MW. Figuren viser at solfangere ender opp med den største reduksjonen, på ca. 35 % i 2035 i forhold til 2014. Varmepumper reduseres moderat med 5-10 %, mens det er veldig liten reduksjon for mer modne teknologier som for eksempel biovarme. Det er verdt å merke seg at det generelt er dårligere datagrunnlag for fremskrivning av kostnader knyttet til varme enn for kraftproduksjon.



Figur 2-8 Fremtidig energikostnad gitt i NOK/kWh i 2035 (blå søyler). Reduksjonen i forhold til 2014-analysen er vist i lys oransje. Oversikten viser varmeverk under 1 MW.

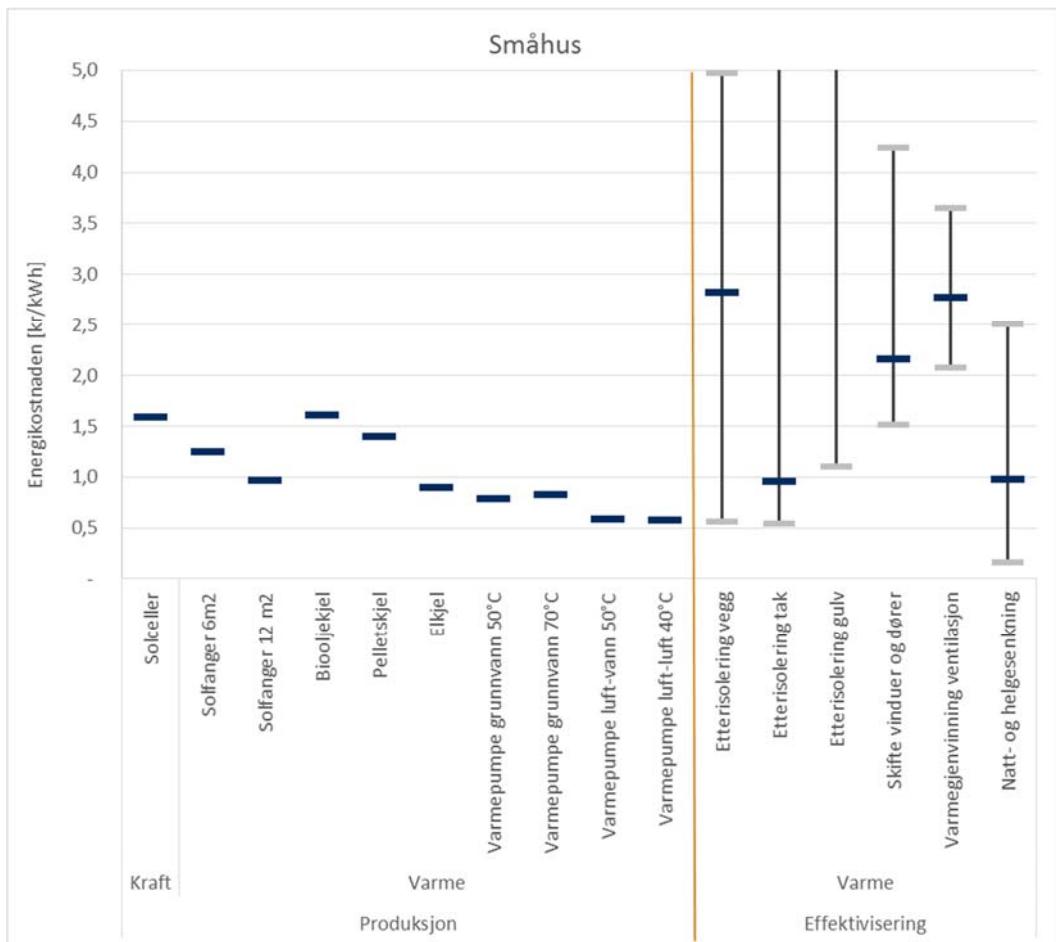
Figur 2-8 viser reduksjonene i energikostnadene frem til 2035 for varmeproduksjonsanlegg under 1 MW. Utviklingen her ligner på utviklingen av kostnadene for større varmeanlegg. Det er størst reduksjon i energikostnader for solfangeranlegg, moderate reduksjoner for varmepumper og kun små reduksjoner for de mer modne teknologiene. I følge fremskrivningene vil energikostnadene for solfangeranlegg kunne være sammenlignbare med elkjeler og varmepumper, men konkurransenforholdet mellom de to teknologiene er noe uklart, siden solvarmeproduksjon er sesongavhengig.

2.6 Effektiviseringstiltak på bygg

En byggeier som ønsker å redusere energikostnadene sine, står overfor et valg mellom å produsere energi selv eller å redusere byggets energibehov. Hva man velger å gjøre vil være avhengig av mange forhold, men det viktigste er kanskje økonomi. Byggets tilstand, spesielt hvorvidt man har installert vannbårent varmesystem eller ikke, vil være avgjørende for hvilke tiltak som er lønnsomme. Når det gjelder energieffektiviseringstiltak er energisparepotensialet en direkte konsekvens av byggets tilstand før tiltaket. Jo mindre isolerte vegger man har fra før, desto mer energi kan man spare ved å isolere veggen.

Figur 2-9 sammenligner LCOE for småhus for energieffektiviseringstiltak med lokal produksjon på eller i bygget. Formålet med en slik sammenligning er å vise ulike tiltak som er aktuelle for en byggeier, og som til dels konkurrerer med hverandre. Det er likevel viktig å understreke at figuren bare viser en del av bildet byggeier har foran seg. Energieffektiviseringstiltak gjennomføres ofte samtidig med andre utbedringer, som ikke er motivert av energieffektivisering. I slike tilfeller vil kostnadene for energieffektiviseringstiltaket ofte ligge i den lave delen av intervallet som er vist i figuren. I tillegg er det slik at de aller fleste tiltakene for lokal energiproduksjon krever et system for varmedistribusjon, som oftest vannbåren varme. Kostnadene ved å installere et slikt system er ikke inkludert i figuren, og de angitte kostnadene forutsetter derfor at bygget allerede har et slikt system. Kostnadene ved å installere et slikt system i et eksisterende bygg er høye og varierer kraftig. Et grovt anslag kan være 700 kr/m² (Prognosesenteret, 2009). Under disse forutsetningene gir dette en LCOE for vannbårent varmesystem på rundt 0,5 kr/kWh som da kommer i tillegg til LCOE for kjelen, men her er det svært store usikkerheter.

I figuren er det laget et spenn for kostnadene for energieffektiviseringstiltak, se kapittel 8 Energoeffektivisering for en nærmere beskrivelse av høy, lav og median LCOE for hvert tiltak. Figuren viser bare LCOE opp til 5 kr/kWh for å få frem forskjellene mellom tiltakene bedre.



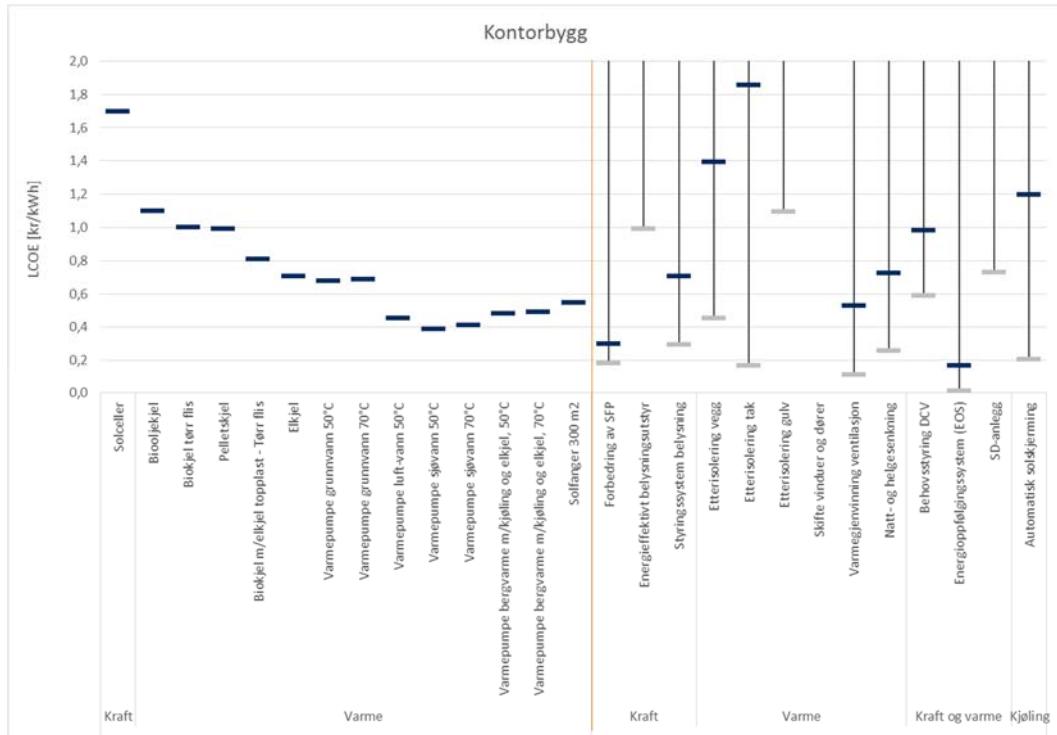
Figur 2-9 Sammenligning av LCOE for lokal produksjon og effektiviseringstiltak på småhus.

I figuren er teknologiene delt inn i produksjon og effektivisering.

Produksjonsteknologiene er igjen delt inn i kraft og varme. Det kommer frem av figuren at man for de fleste energieffektiviseringstiltakene, må ned mot laveste LCOE for at tiltaket skal kunne konkurrere økonomisk med lokal produksjon. Luft-luft varmepumpe er det rimeligste man kan gjøre for å redusere energikostnadene til et småhus, men denne vil normalt ikke dekke hele oppvarmingsbehovet. Erfaring viser også at mange som installerer slike varmepumper ikke reduserer energikostnadene sine så mye som forventet. Dette skyldes først og fremst at man velger å varme opp større deler av boligen, øker innetemperaturen eller bruker varmepumpen til kjøling om sommeren. De andre varmepumpene har også forholdsvis lav LCOE. Energieffektiviseringstiltakene natt- og helgesenkning, etterisolering av vegg og etterisolering av tak kan måle seg med varmepumpene når det gjelder økonomi dersom man har høyt varmebehov fra før.

Tilsvarende er LCOE for lokal produksjon og energieffektiviseringstiltak for kontorbygg sammenlignet i Figur 2-10. LCOE ligger jevnt over lavere for kontorbygg enn for småhus, da kontorbyggene er større og investeringene blir mer lønnsomme. Figuren viser derfor bare LCOE opptil 2 kr/kWh. Dette gjør at utskifting av vinduer og dører ikke kommer med i figuren, da laveste LCOE for dette tiltaket er 2,2 kr/kWh. Også her er det viktig å være oppmerksom på at det bare er selve teknologien som er inkludert i LCOE, og ikke annet utstyr som kan være nødvendig for å benytte teknologien. For bygg som

ikke har vannbårent varmesystem fra før vil dette medføre en ekstra kostnad som beskrevet over.



Figur 2-10 Sammenligning av LCOE for lokal produksjon og effektiviseringstiltak på kontorbygg.

Tiltakene i figuren er delt inn i produksjon og effektivisering. Produksjon er delt inn i kraft og varme, mens effektivisering er delt inn i tiltak som reduserer bruken av kraft, varme, både kraft og varme og energi til kjøling. Figuren viser at for en del energieffektiviseringstiltak er laveste LCOE lavere enn produksjonstiltakene.

Eksempelvis får alle effektiviseringstiltakene som reduserer behovet for kraft lavere LCOE enn lokal kraftproduksjon ved bruk av solceller. Dette avhenger av byggets tilstand før man eventuelt gjennomfører energieffektivisering. Også en del effektiviseringstiltak som reduserer behovet for varme kan ha lavere LCOE enn lokal produksjon. Dette gjelder spesielt bygg som har dårlig isolert bygningskropp før effektiviseringen. Innføring av energioppfølgingssystem kan ha neglisjerbar LCOE, og median LCOE er også lavere enn LCOE for alle produksjonstiltakene.

En byggeier vil kunne ta andre hensyn enn LCOE i vurderingen av hvilke tiltak man vil gjennomføre. Dette kan være byggets almenntilstand, avkastningskrav (det er her brukt 4 % kalkulasjonsrente), om man har kapital til å ta en større investering for å redusere kostnadene i kommende år, om man er villig til å drive vedlikehold, teknisk forståelse, toleranse for byggearbeider på bygget med mer. Hvordan man vurderer disseforholdene er subjektivt, og vil være med på å bestemme hvilke tiltak som gjennomføres.

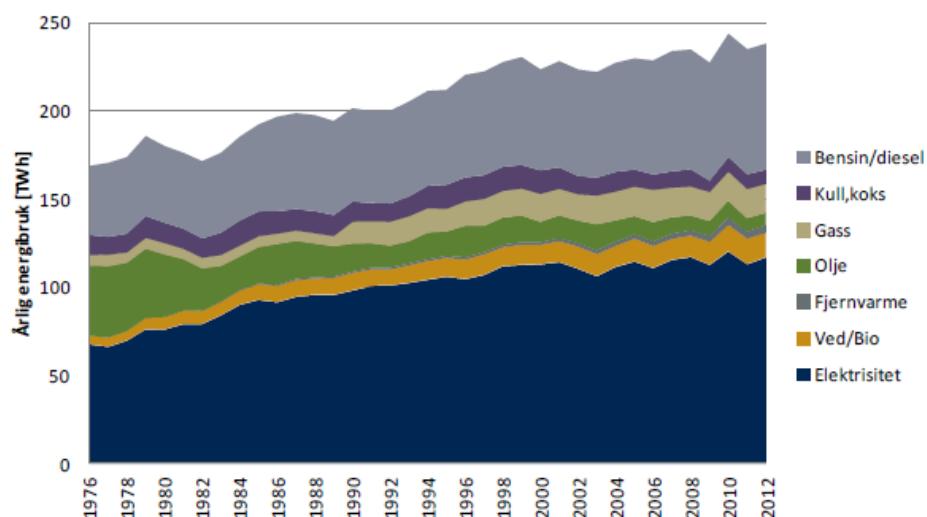
Energieffektiviseringstiltakene reduserer varmebehovet om vinteren, da energiprisene stort sett er høyere enn om sommeren. Produksjonsteknologier som utnytter energi fra solen har høyest produksjon om sommeren, når det er flest soltimer. Dette sammenfaller med lavere behov for både kraft og varme og lavere energipriser.

3 Energisystemet

I dette kapittelet forklares det norske energisystemets oppbygning og virkemåte. Det er her kun gitt en oversikt over noen forhold som påvirker energisystemet i dag og fremover med fokus på å vise hvordan disse kan ha innvirkning på kostnader knyttet til produksjon, overføring eller bruk av energi. Dette kapittelet begrenser seg i stor grad til kraftsystemet, selv om god utnyttelse av energikvalitet og energifleksibilitet gjennom ulike varmeløsninger også er aktuelt i Norge. Det vises til rapporten om *Fjernvarmens rolle i energisystemet* (Pedersen Haugerud, Etterstøl, Fiksen, & Solli Haukaas, 2013) for en fordyppning i dette temaet. Kostnader knyttet til overføring av kraft og varme beskrives i kapittel 9.

Endringer i rammevilkår kan skape usikkerhet rundt lønnsomheten av foretatte investeringer i energisystemet. Det blir dermed viktig for myndighetene, som i stor grad legger rammevilkårene, å avveie forutsigbarhet for aktørene mot behovet for endring, slik at så mange hensyn som mulig kan ivaretas. I tillegg kan endringer i eksterne internasjonale faktorer som CO₂- og brenselspriser, økonomiske konjunkturer eller direktiver fra EU påvirke utviklingen. For aktører som skal gjøre investeringer i energisystemet vil kunnskap om faktorer som kan tenkes å påvirke lønnsomheten være viktig.

Elektrisitet er den meste brukte energivaren i fastlands-Norge. Figur 3-1 viser at mens det var en betydelig vekst i elektrisitetsbruken fra midten av 1970-årene og frem til årtusenskiftet, har veksten avtatt siden slutten av 1990-årene. Dette henger blant annet sammen med energieffektivisering i alle sektorer og nedleggelse av fabrikker i industrien. Den eneste sektoren som nå har betydelig vekst i bruken av elektrisitet er petroleumsnæringen.



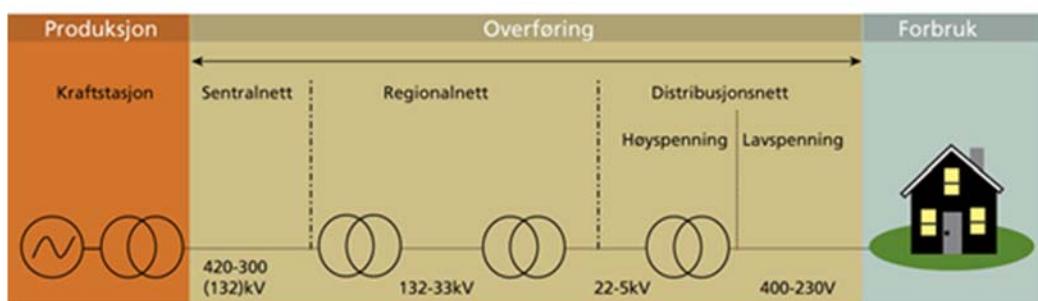
Figur 3-1 Energibruk etter vare i fastlands-Norge. Kilde: Energibruksrapporten 2013 (NVE, 2014)

Denne rapporten beskriver kostnader knyttet til produksjon av kraft og varme, samt energieffektivisering. Rapporten behandler ikke kostnader knyttet til annen energibruk,

for eksempel til transport, men disse er også viktige deler av energisystemet. Det finnes fjernvarmesystemer i mange av de største norske byene. Dette bidrar til å øke energifleksibiliteten i Norge og kan bidra til å balansere kraftsystemet. Belastningen som for eksempel oppvarming i bygg har på kraftnettet kan reduseres ved at forbruket av el reduseres helt eller delvis i topplast ved konvertering til andre energikilder.

Norge har oversøringsforbindelser til Sverige, Danmark, Finland, Nederland og Russland slik at det kan utveksles kraft med landene. Det foreligger også planer om kabler til Tyskland og Storbritannia, i tillegg til planer om å forsterke forbindelsene til land Norge allerede utveksler kraft med. Elektrisitetsnettet må kontinuerlig videreutvikles.

Kraftoverføringssystemet omfatter mange ulike komponenter (luftledninger, jord- og sjøkabler, transformatorer, brytere m.m.) på forskjellige spenningsnivåer. Spenningsnivået i kraftnettet avhenger av kraftmengde og den avstand kraften skal fraktes over. Generelt kan man si at jo større mengde som skal fraktes, og jo lengre avstand kraften skal fraktes, desto høyere spenningsnivå benyttes. Dette gjøres for å holde de elektriske tapene i nettet så lave som mulig. Årlige elektriske tap i kraftnettet utgjør omrent 7 prosent av total kraftproduksjon.

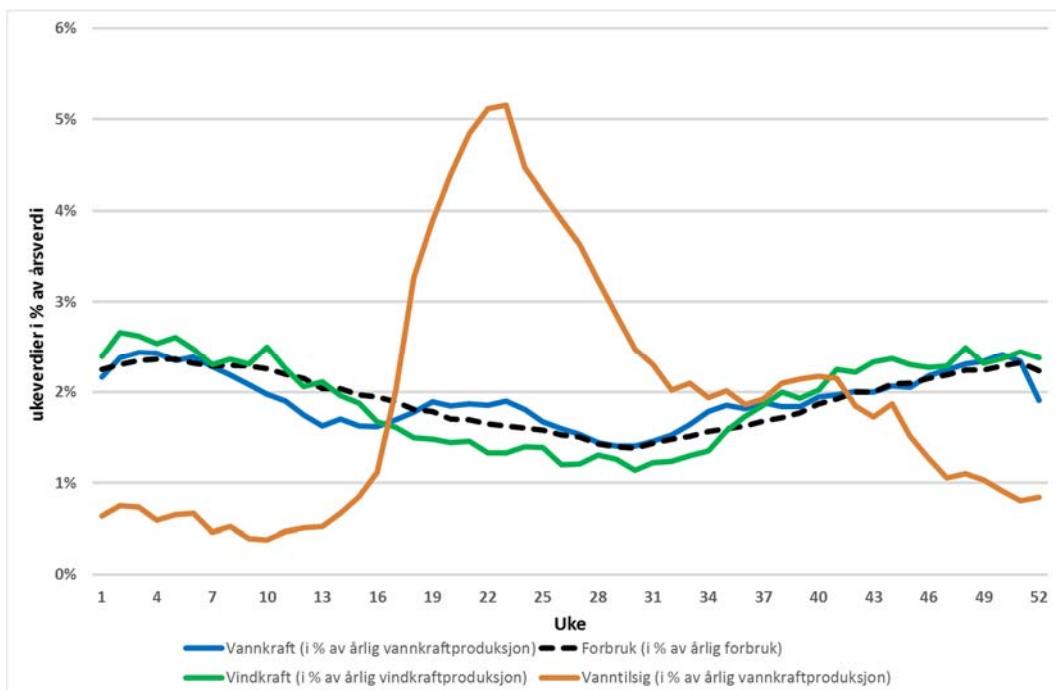


Figur 3-2 Skjematisk fremstilling av det norske kraftsystemet fra produksjon til forbruker

Figur 3-2 viser en skjematisk fremstilling av det norske kraftsystemet. Kraftnettet deles gjerne inn i tre nivåer; sentralnettet, regionalnett og distribusjonsnett. Sentralnettets funksjon er å binde sammen produksjon og forbruk i ulike landsdeler, gi aktører i alle landsdeler adgang til markedet og sørge for sentrale utvekslingspunkter i alle landsdeler. Sentralnettet drives på de høyeste spenningsnivåene i landet; 420 kV, 300 kV og 132 kV. For å fordele kraften til forbrukere nedtransformeres kraften i flere trinn. Først gjerne til spenningsnivåer mellom 33 og 132 kV, som betegnes regionalnett, og deretter til et distribusjonsnett med spenningsnivå fra 22 kV og nedover.

Som regel er større forbrukere og produsenter tilknyttet sentral- og regionalnettet, mens mindre produsenter og forbrukere er knyttet til distribusjonsnettet. Kraftsystemet må dimensjoneres for å kunne dekke både energietterspørsel og effektetterspørsel.

Kraftetterspørselen dekkes ved å ha tilstrekkelig egen kraftproduksjon og importmuligheter fra andre områder og land. Elektrisitetsnettet er først og fremst effektdimensjonert. Det vil i praksis si at det må dimensjoneres for å kunne overføre den kraften som det er behov for i de kaldeste timene i året, når forbruket av elektrisitet er høyest. Alternativt må nettet dimensjoneres for å frakte produksjon ut av et område når det blir produsert for fullt.



Figur 3-3 Eksempel på typisk bidrag fra fornybar energi og forbruksprofil for alminnelig forsyning over året.

Et landsomfattende kraftproduksjonssystem, bestående av ulike typer kraftproduserende enheter (kraftverk), må til enhver tid samordne kraftproduksjonen slik at det skjer en momentantilpassing mellom produksjon og forbruk. Et særtrekk ved kraftproduksjon basert på fornybar energi (vindkraft, solenergi, uregulert vannkraft) er at den er såkalt intermittent, dvs. at produksjonen styres av tidsavhengige forhold i naturen og ikke av forbruket. Se Figur 3-3 for en typisk fordeling av bidrag til fornybar energi i kraftsystemet over året. Som figuren viser er det stor tilgjengelighet på solenergi og vanntilsig i de varmeste månedene. Samtidig er det i disse månedene at forbruket er på sitt laveste. Tilgjengeligheten av vindenergi over året sammenfaller mye bedre med forbruksprofilen over året, men det er også store variasjoner i forbruket over døgnet, uten at dette nødvendigvis sammenfaller med tilgangen på vind. Da tilgangen på uregulert vannkraft og vindkraft ikke alltid faller sammen med forbruksvariasjonene over døgnet og året, så er en avhengig av produksjonskilder som kan besørge den nødvendige balansen mellom produksjon og forbruk. I Norge dekkes store deler av dette behovet av vannkraftverk med magasiner som kan reguleres etter etterspørselen.

Det nordiske kraftsystemet bruker en felles markeds plass for å få til en grov balanse mellom tilbud og etterspørsel av kraft. På kraftbørsen Nord Pool Spot kan produsenter og kraftleverandører legge inn priser de vil produsere/kjøpe kraft for. Markedskrysset av tilbuddet og etterspørselen setter systemprisen. Kraftmarkedet tar på denne måten hensyn til kostnadene forbundet med ulike kraftverk og bidrar til en effektiv utnyttelse av ressursene. Systemansvarlig har deretter ansvar for å påse at det er momentan balanse i kraftsystemet ved å regulere produksjonen opp eller ned eller å regulere ned større forbruk. En effektiv balansering av kraftsystemet krever kraftverk som raskt kan reguleres opp eller ned i takt med raske forbruksendringer.

4 Metode og generelle forutsetninger

Beregning av energikostnader over levetiden er gjort for et utvalg av produksjonsteknologier og energieffektiviseringstiltak. Beregningene er utført i størst mulig grad ut fra en rekke generelle forutsetninger og avgrensninger som beskrives i dette kapittelet. Detaljerte opplysninger om de ulike produksjonsteknologier og energieffektiviseringstiltak redegjøres for i kapittel 5 - 8. Generelle kostnader for lagring og overføring av kraft, varme og gass er presentert særskilt i kapittel 9.

4.1 Metodikk for å vurdere og sammenligne kostnader

For å sammenligne energikostnader for ulike teknologier er det i denne rapporten valgt å beregne og bruke *energikostnad over levetiden* eller *Levelized Cost of Energy* (LCOE) som er den mer kjente, engelske betegnelsen. Energikostnaden er et uttrykk for de samlede kostnadene fordelt på den samlede produksjonen gjennom levetiden av anlegget/tiltaket. LCOE representerer den inntekt eller sparte energikostnader i NOK/kWh som er nødvendig for å oppnå «*break even*» for energiproduksjon eller energieffektivisering.

Energikostnaden over levetiden (LCOE) er gitt av følgende formel:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t: Investerings- og utviklingskostnader

M_t: Drifts- og vedlikeholdskostnader

F_t: Energi- og brenselskostnader

E_t: Energi produsert

n: Økonomisk levetid i år

r: Diskonteringsrente

LCOE har benevningen kr/kWh. Både kostnader og energiproduksjon blir diskontert over levetiden, slik at de første årene veier tyngre i regnestykket enn de senere.

4.1.1 Varmekreditering

For å finne energikostnaden knyttet til elproduksjon for anlegg som produserer både el og varme (CHP) blir verdien av produsert varme (K_{varme}) antatt å være den samme som kostnadene ved å produsere den samme varmen i en ren varmekjel. Den grunnleggende antagelsen er at det uten CHP-anlegg må bygges varmekjel for å erstatte varmeproduksjonen. Det er brukt kostnader for varmekjel av relevant størrelse som fyres med samme type brensel. Tabell 4-1 viser hvilke varmekjeler som er lagt til grunn i beregningen av energikostnaden for varmeproduksjonen i de ulike CHP-anleggene i rapporten.

Tabell 4-1 Varmekjel benyttet til varmekreditering ved beregning av energikostnad for kraftproduksjon i CHP anlegg.

CHP-anlegg	Varmekjel benyttet til varmekreditering
Biobrenselkraftvarme, fuktig flis 10 MW	Biokjel, fuktig flis 10 MW
Biobrenselkraftvarme, fuktig flis 30 MW	Biokjel, fuktig flis 30 MW
Biobrenselkraftvarme, tørr flis 10 MW	Biokjel, tørr flis 10 MW
Biobrenselkraftvarme, tørr flis 30 MW	Biokjel, tørr flis 30 MW
Biobrenselkraftvarme, pellets 10 MW	Biokjel, pellets 10 MW
Avfallskraftvarme 15 MW	Avfallskjel 15 MW
Avfallskraftvarme 40 MW	Avfallskjel 40 MW
CHP Rivingsvirke, 15 MW	Kjel for forbrenning av rivingsvirke, 15 MW
Gassturbin med avgasskjel, 1 MWel	Gasskjel, 1 MW
Gassturbin med avgasskjel, 10 MWel	Gasskjel, 10 MW
Gassturbin med avgasskjel, 50 MWel	Gasskjel, 20 MW
Gassturbin med avgasskjel, 150 MWel	Gasskjel, 20 MW
Gassmotor med avgasskjel, 0,1 MWel	Gasskjel, 0,15 MW
Gassturbin med avgasskjel, 1 MWel	Gasskjel, 1 MW
Gassturbin med avgasskjel, 10 MWel	Gasskjel, 10 MW

Energikostnaden for kraftproduksjonen blir så beregnet slik:

$$LCOE_{el} = \frac{\text{Totale kostnader} - K_{varme}}{\text{Produsert el}}$$

der

$$K_{varme} = LCOE_{varme} * \text{Produsert varme}$$

4.1.2 Metode for å sammenligne tiltak på sluttbrukersiden med økt produksjon

Tiltak på etterspørsels- og tilbudssiden i energimarkedet bør kunne vurderes opp mot hverandre. Dette er det liten tradisjon for, bl.a. fordi tiltakene er vanskelige å sammenligne. I rapporten er det satt som mål å beskrive kostnadene ved energieffektivisering på samme måte som for produksjonsteknologier. Den enkleste sammenligningen med produksjon får man for effektiviseringstiltak med en relativt stor investering, for eksempel utskifting av vinduer eller etterisolering av bygninger. Andre tiltak for effektivisering kan ha store potensialer, men være vanskeligere å vurdere bare ut fra kostnader. Eksempler på dette er innføring av energioppfølging i en bedrift eller informasjonskampanjer. For noen av disse tiltakene må man også vise nøkternhet ved vurdering av varighet dvs. levetid for tiltaket. Detaljert metode for energikostnadsberegning ved effektiviseringstiltak finnes i Vedlegg A.

Fra et systemperspektiv har lokal produksjon av kraft og varme til eget forbruk mange likhetstrekk med energieffektivisering. Det er derfor relevant å kunne sammenligne tiltakene som for eksempel lokal produksjon i tilknytning til bygninger både med energieffektivisering og med sentral produksjon.

4.1.3 Investeringskostnader

Investeringskostnader er knyttet til engangskostnader for innkjøp av komponenter, materialer og utstyr samt installasjon av dette. Kostnader ved administrasjon og prosjektledelse er også inkludert i investeringeskostnadene. For eksempel kan det dreie seg om grunnevervelse, elektrisk infrastruktur, maskinteknisk- og elektroteknisk utstyr, bygninger og veier knyttet til kraftverket. Investeringskostnadene er delt inn i de kostnadskategoriene som er relevante og tilgjengelige for de forskjellige teknologiene. Investeringskostnaden er som oftest oppgitt i normalisert form med enhetene NOK/kW der den totale investeringeskostnaden er delt på effekten av tiltaket.

I denne rapporten er utviklingskostnader knyttet til prosjektering og administrasjon før investeringsbeslutning skilt ut som egen kostnadskategori, dersom kostnadsgrunnlaget har gitt mulighet for det.

Byggetidsrenter er inkludert i investeringeskostnaden i beregning av energikostnad i denne rapporten. Byggetidsrenten er beregnet ved å anta at investeringene fordeles jevnt utover byggeperioden og er beregnet etter følgende formel:

$$I \cdot \frac{(1 + r)^t - 1}{r \cdot t} \cdot (1 + r) - I$$

Der I er investert beløp (uten utviklings- og rivekostnader), t er byggetiden og r er rentesats

Datagrunnlaget for vannkraftverk inkluderer byggetidsrenter slik at disse for vannkraft ikke er beregnet ut fra formelen. Se kapittel 5.1.3. Det er brukt samme rente for

byggetiden som i den økonomiske levetiden. Se kapittel 4.1.5. Kostnader knyttet til riving er kun beregnet for havvindkraftverk og kjernekraft, se kapittel 5.3.4.1 og 5.6.

Investeringskostnadene for biokraftverk og kraftverk basert på fossile brensler er fordelt etter Tabell 4-2.

Tabell 4-2 Fordeling av investeringskostnader biokraftverk og kraftverkbaseret på fossile brensel

Komponent	Andel av investeringskostnad
Maskiner og utstyr	60-65 %
Nettilknytning	< 5 % estimert per effekt (øker med redusert effekt)
Byggekostnader	20 %
Prosjektering/administrasjon	15 %

Med hensyn til *bioanlegg med turbin* ble det gjort noen individuelle tilpasninger med hensyn til byggekostnader og prosjektering/administrasjon, og dette er beskrevet i kapittel 5.4.

For større kraftproduksjonsanlegg er kostnader knyttet til eksternt nett (utenfor anlegget) forsøkt generalisert basert på størrelsen på kraftverket, men ikke geografisk plassering. Det er for eksempel ikke gjort noen vurdering av om vind- eller vannkraftverk i gjennomsnitt må betale mer for å tilknyttes eksisterende nett basert på hvor ressursene/anleggene befinner seg geografisk. Detaljene bak investeringskostnadene som er lagt til grunn for vind- og vannkraftverk er beskrevet i kapitlene 5.1 - 5.3.

For nettilknytning av termiske kraftanlegg (bio- og fossile kraftverk) er det forutsatt et spenningsnivå i forhold til størrelsen på anlegget som gitt av Tabell 4-3. Kostnadene for transformator, høyspent koblingsanlegg og kabelanlegg er medregnet i nettilknytningskostnadene. For kabelanlegg er det generelt antatt en lengde på 50 meter. For strømproduserende anlegg under 1 MW er ikke nettilknytning inkludert, da det er antatt at disse anleggene kun produserer elektrisitet til eget bruk.

Tabell 4-3 Forutsatt spenningsnivå for beregning av investeringskostnader for termiske kraftanlegg

Transformator MW	Spennin KV
<25	22
25-50	65
150	132 (145)
>300	420

Før øvrige teknologier uten elproduksjon (kapittel) ble fordelingen i Tabell 4-4 benyttet.

Tabell 4-4 Fordeling av investeringskostnader for termiske teknologier uten elektrisitetsproduksjon

Komponent	Andel av investeringskostnad
Maskiner og utstyr	65 %
Byggekostnader	20 %
Prosjektering/administrasjon	15 %

Kapittel 9 beskriver investeringskostnader for overføring av kraft og varme, samt fordeling mellom produsent/nettoperatør i mer detalj.

4.1.4 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader knytter seg til påløpte variable og faste kostnader som følge av produksjon. Dette er for eksempel lønn til driftspersonell, reparasjoner, vedlikehold av maskiner, vei og anlegg, serviceavtaler, innmatingstariffer, balanseringskostnader, forsikring og eventuelle kostnader knyttet til leie av land. Kostnader til brensel og strøm som brukes som råvare til kraft- og varmeproduksjon er også inkludert under *drifts- og vedlikeholdskostnadene*, men disse er skilt ut som brensels- og utslippskostnader for termiske teknologier. Energi- og brenselspriser er beskrevet i kapittel 4.3.

4.1.5 Økonomisk levetid

Byggetid og økonomisk levetid for hver teknologi er basert på erfaringer i markedet og gjeldende standarder. Byggetid påvirker byggetidsrenten som beskrevet i 4.1.3. For byggetid og økonomisk levetid gir Tabell 4-5 en oversikt over forutsetningene lagt til grunn i beregning av investeringskostnader og energikostnader.

Tabell 4-5 En oversikt over forutsetningene som er lagt til grunn for byggetid og levetid ved de ulike tiltakene i denne rapporten. Kilde: **Norconsult, ** (IEA ETSAP. (2013)), *NVE**

	Byggetid (år)*	Økonomisk levetid (år)***
Vannkraftverk	1-3	40
Vindkraft på land	1	20
Havvindkraft	2	20
Sol PV	<1	25
Sol termisk	<1	25
Gassturbinverk	2	25
Gassfyrt kombikraftverk uten CCS	2,5	25
Gassfyrt kombikraftverk med CCS	2,5	25
Kogenanlegg (gassmotor, gasturbin)	1	20
Diesekraftverk	1	25
Kullfyrt kondenskraftverk uten CCS	4	25
Kullfyrt kondenskraftverk med CCS	4	25
Kjernekraftverk	8	40
Biokraftverk	3	25
Biokjel med og uten mottrykksturbin	2	20
Biooljekjel	1	20
Olje-/gasskjel	1	20
Elkjel	1	20
Rivingsvirke med og uten mottrykksturbin	3	20
Avfallskjel med og uten mottrykksturbin	3	20
Varmepumpe 0,1 MW	0,5	15
Varmepumpe 1 MW	1	15
Bergvarmepumpe	1	20
Brenselcelle, MCFC	1	5**

4.1.6 Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrente (også kalt diskonteringsrente) brukes i samfunnsøkonomiske beregninger til å representer kostnadene knyttet til lån av kapital. I (Direktorat for økonomistyring, 2014) heter det at kalkulasjonsrenten «er den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved å binde kapital til et tiltak og reflekterer kapitalens avkastning i beste alternative anvendelse. Kalkulasjonsrenten bør i prinsippet inneholde en risikofri realrente og et påslag som blant annet skal gjenspeile tiltakets systematiske risiko, det vil si graden av konjunkturfølsomhet i etterspørselen». Veilederen går videre med å anbefale at det for statlige tiltak med inntil 40 års levetid skal brukes en kalkulasjonsrente på 4 %.

I praksis vil risikopåslaget, og dermed kalkulasjonsrenten, variere mye for ulike typer tiltak. Risiko ved å investere i et tiltak avhenger av bl.a. teknologiens modenhet, produksjonsprofil, og ikke minst rammebetegnelser. Eksempelvis kan støtteordninger ha stor betydning for risikoen ved å investere i et gitt tiltak.

Formålet med denne rapporten er å sammenligne energikostnader ved ulike produksjons- og effektiviseringstiltak, i størst mulig grad uavhengig av rammebetegnelsene som hvert tiltak møter. Det er dermed benyttet samme kalkulasjonsrente på alle tiltak, 4 %, slik at forskjellene i energikostnader mellom de ulike teknologiene kun er knyttet til kostnader og produksjon over levetiden. Dette betyr ikke at det er riktig å bruke samme kalkulasjonsrente for enhver teknologi, verken som grunnlag for en investeringsbeslutning eller i en samfunnsøkonomisk analyse.

4.1.7 Energiproduksjon over levetiden

Med energiproduksjon over levetiden menes netto energiproduksjon, det vil si ekskludert tap innenfor anleggets systemgrense. For storskala kraft- og varmeproduksjonsanlegg vil dette tilsvare den energien som leveres på nettet. For de fleste teknologiene beregnes netto årlig energiproduksjon basert på fullasttimer (også kalt brukstid). Fullasttimer er et uttrykk for energiproduksjon fordelt med installert ytelse:

$$\text{Fullasttimer [timer/år]} = \frac{\text{Årlig energiproduksjon [MWh]}}{\text{Installert ytelse [MW]}}$$

Forutsetninger for energiproduksjon over levetiden for de ulike teknologiene redegjøres for i kapittel 5 - 8, mens kapittel 4.1.7.1 under er et felleskapittel for beregning av energiproduksjon over levetiden for termiske anlegg.

4.1.7.1 Virkningsgrad for termiske anlegg

I varmeverk eller termiske kraftverk omdannes varmeenergi til elektrisk energi. Bare deler av varmeenergien kan omdannes. Forholdet mellom produsert elektrisk energi og tilført termisk energi (fra brenselet) kalles for elvirkningsgraden. Den høyeste teoretisk oppnåelige virkningsgraden omtales som Carnotvirkningsgraden. Denne er en funksjon av prosesstemperaturene man opererer med. Carnotvirkningsgraden kan utrykkes med følgende formel:

$$\text{Carnotvirkningsgraden [\%]} = \frac{T_H - T_L}{T_H} \times 100 \%$$

der T_H og T_L er henholdsvis øvre og nedre prosesstemperatur, regnet i Kelvin (dvs. antall grader Celsius over det absolute nullpunktet (-273 °C)). I praksis vil den oppnådde elvirkningsgraden ligge mye lavere enn den teoretiske.

For termiske anlegg er virkningsgrader og fullasttimer valgt basert på om de brukes til topplast eller grunnlast. I denne rapporten er det brukt momentan virkningsgrad ved nominell last som, i motsetning til årvirkningsgrad, ikke tar høyde for variasjon i virkningsgraden over året knyttet til ugunstig drift på grunn av for eksempel start/stopp eller lav last. Årvirkningsgrad ligger derfor lavere enn momentan virkningsgrad. Bruk av momentan virkningsgrad fører dermed til lavere energikostnader (LCOE). I tillegg vil virkningsgradene avhenge av hva slags akkumulatorer som er tilkoblet produksjonsenheten, samt tur- og returtemperaturen på varmefordelingsanlegg.

Virkningsgrader er referert til nedre brennverdi i brensel. Veiledende årvirkningsgrader for varmesystemer i bygninger referert til øvre brennverdier kan man finne i (NS 3031:2014).

I varmesystemer i bygninger er det i dag vanlig å benytte modulerende og kondenserende olje- og gasskjeler der det er mulig og hensiktsmessig mht. pipeløp. For disse anlegg anbefales det å referere virkningsgrader til øvre brennverdi. Tilsvarende for gasskraftverk med røykgasskondensering samt større bio – og CHP-anlegg.

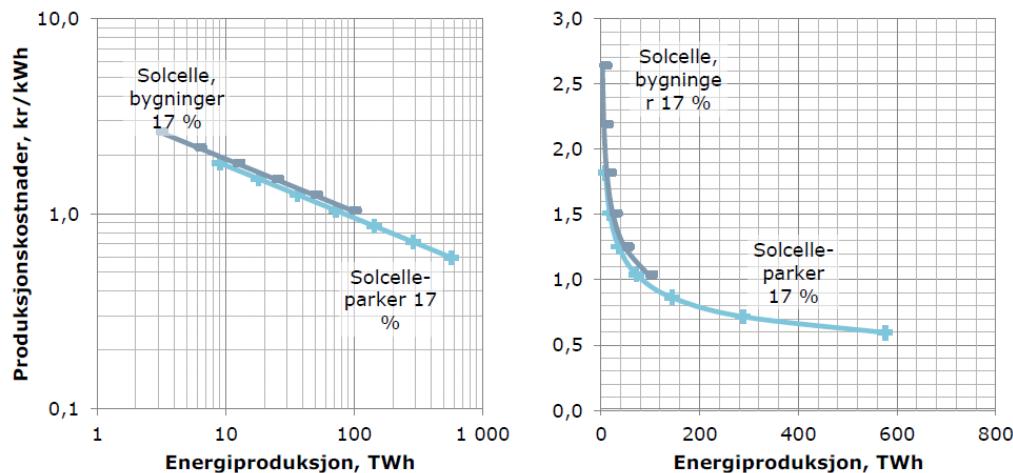
Det er brukt en degraderingsrate på 2,5 % for termiske anlegg. Degraderingsratene viser reduksjon i produsert energi over levetiden. Det er antatt at reduksjonen skjer lineært over levetiden.

Produksjonskostnaden [øre/kWh] for varmekraft er i stor grad avhengig av brukstiden, dvs. antall fullasttimer. Enkelte anlegg kjøres som grunnlastverk, dvs. med svært lang brukstid som kun tar hensyn til driftsavbrudd knyttet til vedlikehold. I praksis vil brukstiden ofte være kortere og bestemt av variasjonen i lasten (forbruket). Andre anlegg kjøres som topplast (også kalt spisslast). Dette gir en lavere brukstid enn for grunnlastverk, fordi kraften og varmen dekker deler av forbruket i perioder med stort effektbehov.

4.2 Hvordan vurderes fremtid?

I vel etablerte markeder kan man ofte basere seg på markedets egen vurdering av fremtidspriser noen år frem i tid. Men i et perspektiv flere tiår frem i tid vil det finnes løsninger som det ikke er noe vel etablert marked for per i dag. Samtidig er dette løsninger som kan bli særlig interessante i et slikt tidsperspektiv. I vurderingen av de ulike teknologiene er det derfor tatt i bruk begrepene lærerater og lærekurver. Læreraten er et uttrykk for forbedringen av en teknologi gjennom samspillet mellom FoU, industri- og markedsutvikling. Dette dekker dermed både målrettet teknologiutvikling, storskalafordeler og interaksjon mellom produsenter og forbrukere. Læreraten er ofte definert som prosentvis kostnadsreduksjon ved doblet kapasitet eller produksjon. Lærekurven fremstilles enten som en kurve eller en rett linje med logaritmiske akser, jf.

Figur 4-1, som viser lærekurver for solceller. Lærekurven beskriver ikke en naturlov og kan derfor ikke anses som en sikker vurdering av fremtiden. Likevel har lærekurver i en rekke tilfeller vist seg å være et godt grunnlag for å si noe om utviklingen i konkurranseforhold.



Figur 4-1 Eksempel på lærekurve for solceller. Kilde: Sustainable Energy Solutions 2013

Lærekurvene gir et grunnlag for å vurdere forskjellene i teknologiutvikling over tid. Eksempelvis er vannkraft et eksempel på en moden teknologi, hvor læreraten er liten, mens solceller og en del bioenergi-teknologier har høy lærerate. Det vil åpenbart ikke være riktig å bruke den samme utvikling for priser/kostnader i de to tilfellene.

I vår rapport er det for den enkelte teknologien gjort anslag for årene 2020 og 2030 for:

- Reduserte investeringskostnader
- Reduserte drifts- og vedlikeholdskostnader
- Forbedret produksjon/ytelse
- Eventuelle andre endringer.

Anslagene er skjønnsmessige vurderinger som inkluderer både den globale teknologiutvikling og den lokale/nasjonale situasjonen for markedet for varer og tjenester. I eksempelet solceller er det naturlig å anta at teknologien utvikles globalt, men at det likevel er et mindre, ofte nasjonalt, marked for varer og tjenester som er svært umodent i Norge sammenlignet med for eksempel Tyskland.

4.2.1 Lærekurver

For mange teknologier faller kostnadene etterhvert som teknologiene modnes og tas i bruk. Læreeffekter som vinnes gjennom erfaring og konkurranse er en viktig årsak til at kostnadene reduseres. Læreeffekten beskrives gjennom såkalte lærekurver, som viser den empiriske sammenhengen mellom enhetskostnader og akkumulert produksjon. Mekanismene for "learning by doing" er mange, og både individer og organisasjoner kan lære.

Lærekurver sier noe om den langsiktige utviklingen i kostnadene, men gir ingen sikker forklaring på hvor raskt enhetskostnadene kan falle, og på hvilken måte. Selv om det er

en sammenheng mellom akkumulert produksjon og enhetskostnader, er det antagelig flere faktorer som påvirker utviklingen. Både det internasjonale energibyrået (IEA) og SRREN (Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, en del av arbeidet til FNs klimapanel IPPC) sier at lærekurver kun bør vurderes som trendlinjer i et langt perspektiv, da endringer i rater skyldes mange forhold som vanskelig lar seg måle og modellere. Lærekurver for ulike teknologier kan sjeldent sammenlignes og må brukes med forsiktighet.

Lærekurven beskriver kostnadsreduksjonen for en teknologi, som en funksjon av kumulativ erfaring eller læring, i form av antall enheter produsert. Lærekurven uttrykker dermed hvordan kostnadene faller med akkumulert produksjon.

I følge Bye et al. (Bye, 2002) kan lærekurven teoretisk beskrives på følgende måte:

$$k(t) = K_0 x(t)^{-E}$$

hvor

$k(t)$ = kostnad pr. enhet ved tidspunkt t, hvor t er antall år

$x(t)$ = akkumulert produksjon ved tidspunkt t

K_0 = kostnad pr. enhet for den første enheten (når akkumulert produksjon = 1)

E = graden av læring

På logaritmisk form kan formelen uttrykkes slik:

$$\ln[k(t)] = \ln[K_0] - E \ln[x(t)]$$

På denne formen kan lærekurven dermed illustreres som en rett linje i et diagram med logaritmisk skala. I realiteten vil lærekurver ikke være lineære, da effekten av læring og erfaring er avtagende over tid. Helningen på lærekurven, gjerne kalt progress ratio (PR), uttrykker utviklingen av kostnadsreduksjonen for teknologien. For hver dobling av akkumulert produksjon faller enhetskostnadene med PR , hvor PR er forutsatt å være konstant. PR kan uttrykkes på følgende måte:

$$PR = \frac{K_0[2x(t)]^{-E}}{K_0x(t)^{-E}} = 2^{-E}$$

Som eksempel vil en PR på 0,15 bety at kostnadene reduseres med 15 % hver gang akkumulert produksjon dobles. Begrepet *lærerate* ($L = 1 - PR$) benyttes for å uttrykke hvor mye enhetskostnadene faller hver gang akkumulert produksjon dobles. I eksempelet over, vil en PR på 0,85 gi en lærerate på 15 % ($L = 1 - 0,85$).

Når man analyserer kostnadsreduksjoner for en teknologi er det viktig å være oppmerksom på at erfarings- og læringseffekter har flere dimensjoner. Den totale læringseffekten, uttrykt gjennom lærekurven, består i realiteten av flere individuelle læringssystemer. For vindturbinteknologi kan læring for eksempel brytes opp i læringssystemer for design og utvikling av vindkraftturbiner, og for installasjon av turbiner. Disse læringssystemene kan igjen brytes opp i henholdsvis læring innen design av rotorblader, tårn og naceller, og for læring innen konstruksjon av fundament, infrastruktur, nettilknytning og kabellegging. Lærekurven for en teknologi er derfor gjerne satt sammen av flere lærekurver. Ønskes et detaljert bilde av hvilke deler av produksjonskjeden som driver kostnadsutviklingen, vil det dermed være nyttig å bryte opp den aggregerte lærekurven. I denne rapporten fokuseres det i hovedsak på den overordnede kostnadsutviklingen og da den aggregerte lærekurven, men dette varierer fra teknologi til teknologi.

For å fremskrive kostnader i et gitt tidsperspektiv må man legge til grunn utvikling i antall enheter eller installert effekt i fremtiden. For de fleste teknologiene i denne rapporten er dette gjort frem til 2035, ved å ta utgangspunkt i kapasitetsutviklingen som er spådd av IEAs World Energy Outlook 2013 New Policies Scenario (IEA, 2013). Detaljer om valgte lærerater og utviklinger i installert effekt er presentert per produksjonstype i kapitler 5 - 7.

4.3 Brensespriser og brennverdier

Dette kapittelet beskriver forutsetninger som er lagt til grunn for kalkulasjonspriser brukt i beregninger av LCOE. Kalkulasjonspriser for oljeprodukter, naturgass, kull, bioenergivarer og elektrisitet er presentert som de er brukt i beregningene. For lettere å kunne sammenligne de ulike energivarene opp mot hverandre er prisene regnet om til kr per kWh energi i brensel. Brennverdier er også spesifisert.

4.3.1 Kalkulasjonspriser for energivarer

Prisene på energivarer settes i markeder som i varierende grad er åpne og internasjonale. Energivarer er i stor grad substitutter til hverandre, og prisutviklingen på en energivare henger sammen med utviklingen i energiprisbildet totalt. Prisene påvirkes også av andre faktorer, som havnekapasitet, nasjonal og internasjonal politikk og teknologisk utvikling. Dette gjør det vanskelig å fastslå alle sammenhenger absolutt. Det er her tatt utgangspunkt i dagens prisbilde og satt sammenhenger for derivater og perfekte substitutter.

I volum er de viktigste energibærerne i verden fossile brensler, som olje, kull og fossil gass. For disse energibærerne er det også god tilgang på prisinformasjon da de handles over hele verden i form av standardiserte produkter. Priser for fornybar energi og elkraft er til en viss grad mer avhengige av lokale forhold, selv om særlig bioenergivarer handles internasjonalt.

Kalkulasjonsprisene er oppgitt i kr/kWh, basert på brennverdiene som er oppgitt i Tabell 4-6.

4.3.1.1 Lettolje

Det er valgt å bruke som en pris på 8,7 kr/liter for lettolje basert på prisanslag fra leverandører i Norge (se blant annet (Shell Norge, 2014)).

I tidligere utgaver av denne håndboken har det vært skilt mellom store og små forbrukere. NVE har ikke undersøkt rabatt-regimene til oljeselskapene for denne utgaven.

4.3.1.2 Naturgass

Selv om naturgass er en viktig eksportvare for Norge, er naturgass i liten grad brukt direkte her til lands. Perspektivmeldingen angir en fremtidspris for naturgass på 1,93 2013-kroner per standard kubikkmeter, som er lagt til grunn her.

4.3.1.3 LPG

For LPG ble det brukt leverandørpriser på 8,81 kr/kg for liten konsument med årlig forbruk på 2 GWh og 7,19 kr/kg for større konsumenter.

4.3.1.4 Kull

Kull er en viktig energivare internasjonalt, selv om det i Norge bare brukes som reduksjonsmiddel i metallindustrien og til kraft- og varmeproduksjon på Svalbard. Som internasjonal energivare omsettes stort sett bare steinkull, mens brunkull utvinnes rett ved kraftverkene.

Prisen som er relevant for kull som energivare for landene rundt oss er steinkull levert havn i Antwerpen, Rotterdam eller Amsterdam (ARA). De siste ti årene har prisen variert mellom 70 og 150 USD per tonn (BP Statistical Review of World Energy, 2013), og fremtidsprisen ligger på 94 USD/tonn i skrivende stund på markedsplassen (Intercontinental Exchange (ICE), 2014). Dette er lagt til grunn.

4.3.1.5 Uran

For kjernekraft er det lagt til grunn en utbrenningsgrad av uran på 45 MWd/kg. Dette gir en brenselspris på 14000 kr/kg som tilsvarer 3,8 øre/kWh (World Nuclear Association, 2014-2).

4.3.1.6 Bioenergivarer

Energivarer som er fremstilt fra biomasse kalles bioenergivarer. Bioenergi brukes både i stasjonær sektor og til transport, i form av fast biobrensel, flytende biobrensel eller biogass.

Selv om en del av disse energivarlene handles internasjonalt er det ikke funnet åpenbare kilder til prisinformasjon utover (Energirapporten, 2014), som gir priser for fast biobrensel i Norge.

Prisen for både pellets og briketter varierer i et ganske smalt bånd. Pelletsprisen har de siste fem årene variert mellom 33 og 36 øre/kWh, mens brikettprisen har beveget seg i intervallet 21-24 øre/kWh.

Energirapporten oppgir prisene i øre/kWh, og har slik sett lagt til grunn brennverdier. Brennverdiene i Energirapporten samsvarer godt med verdiene oppgitt i Tabell 4-6. Prisene er for bulkleveranser, og dermed kun relevante for profesjonelle aktører.

Det oppgis priser i Energirapporten for tre typer flis: flis med vanninnhold over og under 35 prosent, samt grotflis (GROT er en forkortelse for grener og toppler - hogstavfall). Prisene på disse energivarene ser ut til å ha vært svært stabile, og er i skrivende stund mellom 17 og 22 øre/kWh.

Flytende biobrensel kan brukes både til transportformål og til å erstatte fossil fyringsolje.

Bioetanol med en viss innblanding av bensin selges av Statoil for 9,72 kr/liter (Statoil, 2014) til sluttkunder, inkludert mva. og CO₂-avgift for den fossile innblandingen, noe som tilsvarer 7,5 kr/liter før avgifter. Det forutsettes 25 prosent innblanding av mineralsk bensin pga. vinterforhold. Tilsvarende omsettes ren biodiesel for 11,25 kr/liter eksl. mva (Statoil, 2014), noe som tilsvarer 9,34 kr/liter ekskl. avgifter.

Når det gjelder flytende biobrensel til andre formål enn transport, for eksempel til topplastfyring i fjernvarmeanlegg, er det ikke tilgang til transparente priser. Det er lagt til grunn en pris på 92 øre/kWh basert på prisanslag for biofyringsolje nr. 1 - EN14214 fra leverandører i Norge.

4.3.1.7 Avfall

Brenselspris for avfall er mottaksgebyret som renholdsverkene betaler for avfallshåndtering. Mottaksgebyret avhenger av avfallsvolum, tilgangsprofil, eventuelle lagringsmuligheter, behov for forbehandling, og nærhet og transportbehov til forbrennings- eller biogassanlegg, samt brennverdien som legges til grunn.

Avfallsmarkedet er ikke gjennomsiktig pga. bilaterale avtaler og kontrakter mellom leverandør av avfall og avfallsmegler. Mottaksgebyret er også avhengig av om det er en kommune som håndterer avfallet eller om håndteringen er satt ut på anbud. I tillegg påvirkes pris for avfall av konkurransen for avfall fra Sverige og er lavere i nærliggende regioner. Rambøll i (Melbye, Rørstad, & Killingland Magnus, Bioenergi i Norge, 2014-41) oppgir mottaksgebyr for husholdningsavfall mellom 250 og 630 NOK/tonn. Med energiinnhold på 2,9 kWh/kg, som er brennverdi for husholdningsavfall og usortert næringsavfall i (NVE, 2011-2), blir det mellom 9 og 22 øre/kWh. Det er lagt til grunn gjennomsnittsverdi på 15 øre/kWh innfyrte energi.

4.3.1.8 Elektrisitet som energivare

Den mest åpenbare tilnærmingen til å etablere en kalkulasjonspris for elektrisitet er å bruke fremtidsprisen i markedene, og det er også den som er brukt her. Elpris er satt til 25 øre/kWh (Nasdaq, 2014).

Det nevnes likevel at det er flere alternative tilnærningsmåter som kan brukes. En mulighet er å definere en type kraftproduksjon som trolig vil sette prisen i markedet, for eksempel gasskraft, for så å regne ut den nødvendige betalingen et nytt slikt kraftverk vil kreve. En annen tilnærming er via større energi- eller kraftmarkedsmodeller.

Når man kjøper elektrisitet fra det norske kraftnettet kommer man ikke utenom overføringskostnader, som betales i form av nettleie. Nettleien fastsettes av nettselskapet, innenfor de rammene som fastsettes av myndighetene. Følgelig varierer nettleien fra nettselskap til nettselskap. I denne rapporten er det lagt til grunn veid gjennomsnittlig nettleie for husholdninger for anlegg med ytelse opp til 150 kW, og nettleie for fjernvarme for anlegg over 150 kW. Kilden er SSBs statistikk Elektrisitet, årstall, 2012 (SSB, 2014).

4.3.1.9 Oppsummering kalkulasjonspriser og brennverdier

Tabell 4-6 oppsummerer kalkulasjonspriser og energiinnhold i brensel som er brukt i rapporten.

Tabell 4-6. Energiinnhold og kalkulasjonspriser brukt i rapporten.

Energiinnhold og energipriser			
Energiinnhold (nedre brennverdi)		kWh/kg	
Lettolje	kWh/liter	11,33	13,48
Bioolje	kWh/liter	8,97	8,97
Naturgass	kWh/m ³	9,83	11,57
LPG	kWh/kg	12,78	12,78
Tørr flis < 10 % fukt	kWh/kg	4,60	4,60
Skogsflis, 35 % fukt	kWh/kg	3,10	3,10
Skogsflis, 50 % fukt	kWh/kg	2,33	2,33
GROT 55 % fukt	kWh/kg	2,22	2,22
Pellets, 10 % fukt	kWh/kg	4,67	4,67
Avfall	kWh/kg	2,92	2,92
Kull	kWh/kg	6,69	6,69
Kjernebrensel (uran)	MWh/kg	155	155 000
Energipriser			øre/ kWh
Lettolje	kr/liter	8,92	78,78
Bioolje	kr/liter	8,25	92,00
Naturgass	kr/m ³	1,97	20,04
LPG (Mindre forbruker)	kr/kg	8,81	68,97
LPG (Storforbruker)	kr/kg	7,19	56,25
Kjernebrensel (uran)	kr/kg	6200	4,00
Tørr flis < 10 % fukt	kr/kg	1,10	24,00
Skogsflis, 35 % fukt	kr/kg	0,65	21,00
Skogsflis, 50 % fukt	kr/kg	0,40	17,00
GROT 55 % fukt	kr/kg	0,38	17,00
Pellets, bulk, < 10 % fukt	kr/kg	1,61	34,50
Avfall	kr/kg	-0,44	-15,09
Kull	kr/kg	0,56	8,37
Kraftpris	kr/kWh	0,25	24,65
Nettleie	kr/kWh	0,13	12,92

4.4 Avgifter og karbonpris

Energiprojekter kan omfattes av en rekke avgifter og nyte fordel av unntak og subsidier. Kostnadsberegningene omfatter bare avgifter for utslipp og el-avgift, samt betaling for CO₂-kvoter.

4.4.1 Avgifter på energiprodukter

Energiprosjektene som benytter fossile brensler betaler CO₂-avgift, og det er særavgifter for de ulike produktene. Tabell 4-7 viser satsene for 2014.

Bioetanolprodukter som består av mer enn 50 prosent bioetanol er frittatt for bensinavgift, men må svare CO₂-avgift for den delen av produktet som har fossilt opphav. Biodiesel må svare for halv autodieselavgift (også kalt veibruksavgift), dersom bærekraftskriterier er oppfylt.

Det er også andre unntak fra avgiftene, særlig knyttet til bruksområde, men for detaljer om dette vises det til Toll- og avgiftsdirektoratet.

Tabell 4-7: Avgifter på fossile brensler 2014. Kilde: toll.no

Produkt	CO ₂ -avgift	Grunnavgift	Autodiesel-/bensinavgift	Sum	Enhet
Autodiesel	0,62		3,82	4,44	kr/liter
Fyringsolje	0,88	1,557		2,44	kr/liter
Bensin	0,93		4,87	5,80	kr/liter
Naturgass	0,66			0,66	kr/m ³
LPG	0,99			0,99	kr/m ³

Forbruksavgiften på elektrisitet er i 2014 på 12,39 øre/kWh. Noen sektorer og arealer er unntatt eller har en lavere sats på 0,45 øre/kWh. Dette gjelder særlig de nordligste delene av Norge og kraftkrevende industri samt fjernvarmeanlegg.

Det betales en avgift på kr 17,33 per kg utslipp av nitrogenoksid (NO_x) fra:

- Motorer over 750 kW
- Kjeler og turbiner med samlet innfyrt effekt større enn 10 MW
- Fakler på offshoreinstallasjoner og anlegg på land.

Det gis fritak for utslipp fra enheter omfattet av miljøavtale med staten om gjennomføring av NO_x-reduserende tiltak i samsvar med fastsatte miljømål. Dersom man tilslutter seg miljøavtalen og oppnår betalingsfritak inntrer en betalingsplikt til Næringslivets NO_x-fond. Satsene for innbetaling til NO_x-fondet er på kr 11 per kg for offshore olje- og gassutvinning og kr 4 per kg for øvrig virksomhet. Ved kostnadsberegningene i rapporten er det ikke forutsatt medlemskap i NO_x-fondet som gir reduserte satsene.

4.4.2 Karbonpris

Prisen på en CO₂-kvote, som gir tillatelse til utsipp av ett tonn CO₂-ekvivalent, har variert mye siden oppstarten av systemet i 2005. I skrivende stund er prisen 60 kroner per tonn CO₂-utsipp. Denne prisen er lagt til grunn i beregningene.

Kvoteplikten gjelder utsipp av karbondioksid fra anlegg med samlet innfyrt termisk effekt over 20 MW. Forbrenning av biomasse og farlig og kommunalt avfall er ikke kvotepliktig (Klimakovteforskriften, 2004).

4.5 Utslipp

Utslipp til luft ved forbrenning av brensel omfatter blant annet CO₂ og andre klimagasser, NO_x, SO₂, støv og flyveaske.

Klimagasser fører til drivhuseffekt og bidrar til temperaturøkning i nedre delen av atmosfæren som kan gi klimaendringer med alvorlige konsekvenser for hele jorden med blant annet mer ekstrem vær og stigende havnivåer. Svoeldioksidutsipp (SO₂) fører til sur nedbør, noe som er skadelig for planter og dyr. Nitrogenokside (NO_x) kan reagere med blant annet ammoniakk, oson og organiske kjemikalier og danne giftige avfallsstoffer.

Her vises det utslippsfaktorer for CO₂ og NO_x som er lagt til grunn i kostnadsberegningene.

4.5.1 CO₂-utslipp

Tabell 4-8 viser utslippsfaktorer for karbondioksidgass (CO₂) som slippes ut ved forbrenning av diverse fossile brensler som er omfattet av CO₂-avgift og kvoteplikt for CO₂-utslipp.

Tabell 4-8. CO₂-utslipp ved ulike brensler. Kilde: Norconsult.

Utslippsfaktorer CO ₂		CO ₂ -utslipp	kg CO ₂ /kWh innfyrt
Lettolje	kg CO ₂ /liter	2,7	0,24
Naturgass	kg CO ₂ /Sm ³	2,0	0,20
LPG	kg CO ₂ /kg	3,0	0,23
Kull (bituminous)	kg CO ₂ /kg	2,6	0,39

4.5.2 NO_x-utslipp

NO_x-utslipp er beregnet basert på følgende forutsetninger:

- Gassturbiner har SCR med 90 % renseeffekt.
- Kullfyrte kjeler og fastbrenselkjeler (større anlegg) har SCR med 80 % renseeffekt.
- Stempelmotor som bruker gass er lean-burn-motor med 80 % reduksjon i NO_x-utslipp

- Stempelmotor diesel har SCR med 80 % renseeffekt
- Oljefyrte kjeler har lav-NO_x brennere med 30 % reduksjon i NO_x-utslipp.
- Gassfyrte kjeler har lav-NO_x brennere med 40 % reduksjon i NO_x-utslipp.
- Fastbrensel teknologi (mindre anlegg) har SNCR (urea eller ammoniakk) med 50 % renseeffekt.

Tabell 4-9 viser utslippsfaktorene som er brukt for de ulike anleggstyper i rapporten.

Tabell 4-9 Utslippsfaktorer for NO_x-utslipp. Kilde: Norconsult.

Teknologi	Utslippsfaktor kg NO _x /MWh _{brensel}
Gassfyrt kombikraftverk med og uten CCS	0,163
Gassturbinverk	0,163
Kogen-turbin	0,163
Kogen-motor	1,038
Kullkraftverk med og uten CCS	0,115
Dieselkraftverk	1,002
Gasskjel	0,104
Oljekjel	0,211
Biooljekjel	0,198
Biokraftverk - flis, 50 % fuktighet	0,193
Biokraftverk - flis, 10 % fuktighet	0,176
Biokraftverk - pellets	0,182
Biokjel - flis, 50 % fuktighet	0,193
Biokjel - flis, 10 % fuktighet	0,176
Biokjel - pellets	0,182
Avfallsforbrenning	0,335
Rivningsvirke -rene paller - kjel	0,231

5 Kraftproduksjon

Et *energiverk* er et anlegg som produserer eller omdanner energi fra en form til en annen, beregnet for bestemte formål, for eksempel ved å omdanne vannets stillingsenergi eller vindens hastighet til elektrisitet. Når formålet er kraftproduksjon/elektrisitet sies det at det er et kraftverk. Det sies gjerne at energiverket er basert på *fornybar energi* når innsatsfaktoren ikke er et fossilt produkt (olje, kull m.v.) eller kjerneenergi. Denne delen av rapporten tar opp kostnader ved kraftproduksjon.

Norge har store forekomster av fornybare energikilder. Potensialet er først og fremst avhengig av kostnadsrelaterte forhold, men lokale miljøvirkninger har også stor betydning. Dagens energipriser gjør at bare en del av tilgjengelig fornybar energi blir økonomisk attraktiv å utnytte.

5.1 Vannkraft

Vannkraft er Norges viktigste fornybare energikilde, og står for mer enn 95 % av vår elektrisitetsproduksjon. Norge var tidlig ute med å ta vannkraften i bruk for produksjon av elektrisitet, og vannkraften har bidratt til generell velstandsutvikling i form av arbeidsplasser, krafttilgang, inntekter og infrastruktur. De første vannkraftverkene i landet kom i drift på 1880-tallet. Det norske vannkraftsystemet er utbygget gradvis siden den gang, og er i dag et teknisk avansert og fleksibelt system. Vannkraft er fornybar energi, og gjenværende potensial, muligheter for utbygging og nåværende og fremtidige kostnader er viktig kunnskap for vår miljø- og energipolitikk fremover.

5.1.1 Teknologi og ressursgrunnlag

5.1.1.1 Ytelse og produksjon

Et *vannkraftverk* produserer elektrisitet ved å utnytte vannets stillingsenergi, som bestemmes av høydeforskjellen (fallhøyden eller trykkhøyden) mellom kraftverkets inntak (vannstand i elv eller magasin) og utløp (vannstand i elv, magasin, innsjø eller havnivå). I kraftstasjonen omdannes vannets stillingsenergi først til rotasjonsenergi i en *turbin* og deretter til elektrisk energi i en *generator* som er koblet til turbinen.

Kraftproduksjonen i et vannkraftverk bestemmes av *fallhøyde* og tilgjengelig *vannmengde*.

Vannkraftverkets ytelse (effekt, installasjon) bestemmes av:

$$P[\text{MW}] = \frac{(q \cdot H_n \cdot g \cdot \rho \cdot \eta)}{1000}$$

q: vannføring i m^3/s (slukeevne eller driftsvannføring)

H_n : netto fallhøyde (differanse mellom inntaks- og utløpshøyde, fratrukket falltap i vannveiene)

g: tyngdens akselerasjon ($9,81 \text{ m/s}^2$)

η : samlet virkningsgrad for turbin, generator og transformator

ρ : vannets tetthet (1000 kg/m^3)

En viktig parameter for et vannkraftanlegg er **energikvivalenten** som angir hvor mye energi hver m^3 nyttbar vannmengde kan produsere.

Energikvivalenten e kan uttrykkes slik:

$$e [\text{kWh/m}^3] = \frac{(H_n \cdot g \cdot \rho \cdot \eta)}{3600}$$

5.1.1.2 Kraftverkstyper

Det er flere muligheter for inndeling av vannkraftverk i typer eller kategorier. En inndeling som ofte brukes er elve- og magasinkraftverk.

Elvekraftverk utnytter fallet i en elvestrekning og har ikke reguleringsmagasin, kun et inntaksmagasin med relativt lite volum og ingen regulering. Vannføringen, og dermed kraftproduksjonen, kan derfor ikke reguleres og produksjonen blir dermed avhengig av det vannet som til enhver tid kommer.

Karakteristisk for et **magasinkraftverk** er magasiner som gir muligheter til å lagre vann i perioder med lite forbruk og stort tilsig for bruk i perioder med lite tilsig og stort forbruk. I Norge blir vannet normalt magasinert om sommeren og høsten, mens uttaket fra magasinene skjer om vinteren. Dette kalles sesongregulering. Tørrårs- eller flerårsregulering er mulig ved store reguleringsmagasiner som kan lagre vann i nedbørrike år for bruk i nedbørfattige år. Magasiner bidrar også til å redusere flomtapet og dermed til økt produksjon. Kraftverkets reguleringskapasitet har i høy grad betydning for produksjons- og inntektsforholdene til kraftverket.

Et annet kriterium er fallhøyden, som gir inndeling i høytrykks- og lavtrykkskraftverk. **Lavtrykkskraftverk** har ofte stor vannmengde og liten fallhøyde (elvekraftverk). De typiske lavtrykkskraftverkene har vanligvis ikke reguleringsmagasin knyttet direkte til kraftverket, men det kan være reguleringsmagasiner lenger opp i vassdraget.

Høytrykkskraftverk har vanligvis stor fallhøyde, og normalt mindre vannmengder enn elvekraftverkene, og de har ofte ett eller flere magasiner (og benevnes da også som **magasinkraftverk**).

Det er ingen presise kriterier for når et kraftverk kan defineres som et elvekraftverk eller et magasinkraftverk, eller skille mellom høytrykkskraftverk og lavtrykkskraftverk.

Kraftverk kan også inndeles i små kraftverk (< 10 MW) og kraftverk større enn 10 MW. Kraftverk større enn 10 MW blir noen ganger benevnt som «store kraftverk». En bedre betegnelse kan være «mellomstore kraftverk» opp til et visst antall MW, og store kraftverk utover dette. Men det er ingen klart definerte grenser, og «mellomstore» og «store» er nok mest for å uttrykke at 10 MW ikke er et spesielt stort kraftverk.

Innen små kraftverk skiller det mellom:

- **Mikrokraftverk**, med installasjon mindre enn 100 kW (0,1 MW)
- **Minikraftverk**, med installasjon 0,1- 1 MW
- **Småkraftverk**, med installasjon 1-10 MW

For bygging av kraftverk større enn 10 MW kreves det vanligvis melding med forslag til program for konsekvensutredninger, jf. plan- og bygningsloven (tbl). Programmet blir endelig fastsatt av NVE, og konsekvensutredningene er en vesentlig del av konsesjonssøknaden. For kraftverk mindre enn 10 MW kreves det ikke konsekvensutredninger etter tbl, men søknaden skal inneholde et kapittel med virkning for miljø, naturressurser og samfunn. Saksbehandlingsreglene vedrørende konsesjon for slike kraftverk er dermed noe mindre omfattende enn for større kraftverk.

Det er kostnadsmessig variasjoner innen hvert enkelt størrelsesintervall, men det er ingen klar forskjell mellom kostnader i kroner per kWh produsert kraft i et størrelsesintervall sammenlignet med at annet intervall. Men en kostnad i kroner per kWh sier ikke alt om et kraftverks lønnsomhet. Det bygges for tiden mange små, uregulerte kraftverk. Produsert kraftmengde har også betydning. Et prosjekt med 200 GWh til en spesifikk kostnad på 4 kr/kWh kan være bedre økonomisk enn et på prosjekt på 20 GWh til 3,5 kr/kWh. For vannkraftsystemet som helhet er det også gunstig med reguleringsmuligheter.

Effektverk

Med en økning av uregulerbar fornybar energi i Europa gjennom for eksempel betydelig utbygging av vindkraft og solkraft vil det være behov for regulerkraft (balansekraft, toppkraft) som kan leveres også fra vannkraftverk. Mange av våre eksisterende kraftverk har gode forutsetninger for økt effektinstallasjon på grunn av tilgjengelig magasinkapasitet. Tilleggsinstallasjon (effektøkning) kan derfor være aktuelle utbygginger i årene fremover. Dette gir vanligvis kun liten eller ingen økt produksjon, men gir større fleksibilitet med hensyn til når produksjonen skal skje (se også kapittel 3). Økt effekt ved bygging av pumpekraftverk kan også være aktuelt.

Pumpekraftverk kan sies å være en egen type kraftverk. Ved et pumpekraftverk produseres elektrisitet når det er behov for kraft (normal kjøring av kraftverket). Når

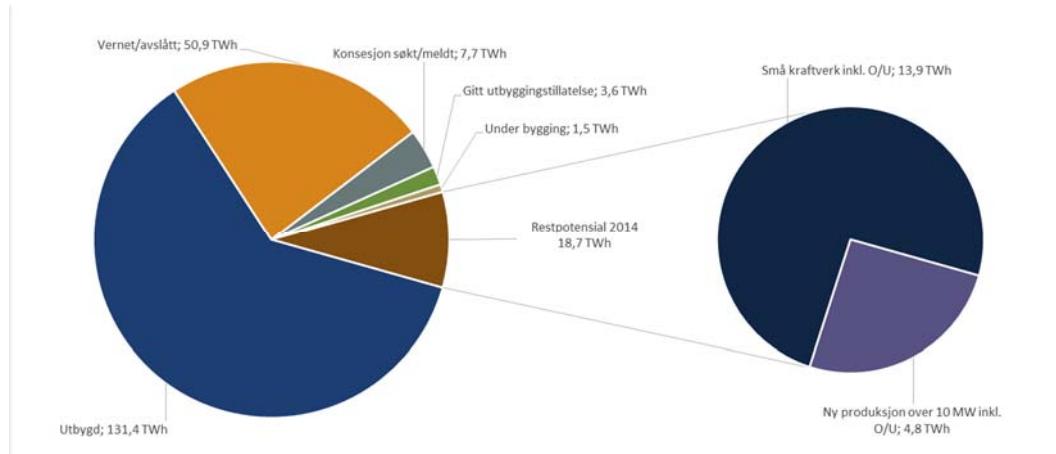
forbruket er lite og kraftprisene er lave, kan den samme turbinen reverseres, og det pumpes vann fra nedenforliggende magasin og opp til inntaksmagasinet. Det er hittil bygget et fåtall pumpekraftverk i Norge. Dagens norske pumpekraftverk opererer på sesongbasis, med produksjon om vinteren og pumping i sommerhalvåret. Med etterspørsel etter balansekraft vil det bli hyppigere frekvenser for pumping/produksjon, som for eksempel på døgnbasis, med produksjon på dagtid når det er høye kraftpriser og pumping om natta når det er lavere kraftpriser.

Det er primært forskjeller i kraftpriser ved produksjon og pumping som avgjør om et pumpekraftverk er lønnsomt.

5.1.1.3 Ressursgrunnlag

Norge har hatt, og har fortsatt, et potensial for vannkraftutbygging. Ressursgrunnlaget er blant annet mye nedbør i store deler av landet, samtidig som gode og høytliggende magasineringsmuligheter kombinert med store fallhøyder, og dermed stort energiinnhold for mange kraftverk.

NVE utarbeider vannkraftpotensial hvert år, datert 1.1. Potensialet for nye utbygginger er basert på NVEs tilgangsliste og konsesjonsdatabasen for vassdragstiltak. Hvert kvartal utgis en oversikt over status for ny produksjon hvor også O/U-tiltak er spesifikt inkludert. I tillegg oppdateres restpotensialet en gang hvert år. Økonomisk potensial er beregnet til 213,8 TWh/år i midlere produksjon (NVE, 2014). Dette er referert til tilsigsperioden 1981-2010. Figur 5-1 viser en oversikt over vannkraftpotensial i Norge per 1.1.2014. Det er utbygget kraftverk med en samlet installasjon på omrent 31 000 MW, som til sammen gir en midlere årsproduksjon 131,4 TWh. Potensial i vernede vassdrag pluss avslåtte søknader tilsvarer en midlere årlig produksjon på 50,9 TWh. Konsesjon søkt/meldt inkluderer ikke søknader i kø for konsesjonsbehandling.



Figur 5-1 Vannkraftpotensial i Norge per 1.1.2014.

Restpotensial er basert på digital kartlegging for små kraftverk med investeringsgrense inntil 3 kr/kWh og Samlet plan for vassdrag. Referert dagens kostnadsnivå tilsvarer det en investeringsgrense på 4-5 kr/kWh. Potensialet inkluderer ikke små kraftverk i vernede vassdrag (Verneplan I-V).

Opprusting og utvidelse (OU) er inkludert i tallene, men er ikke spesifikt oppgitt i figuren over. Potensialet for O/U er beregnet til 6,9 TWh/år (eksklusive avslåtte prosjekter). Avslåtte OU-prosjekter utgjør til sammen ca. 150 GWh (0,15 TWh).

I tillegg til produksjonspotensialet angitt over har Norge et ikke ubetydelig potensial for balansekraft (regulerkraft). Ut fra tekniske forhold kan det fastslås at potensialet er betydelig, og er på flere tusen MW. Men det er usikre og mange uavklarte faktorer i en slik vurdering. Som overordnede faktorer kan en sette opp fysiske muligheter for kraftverk og overføring (nett, kabler), marked og politiske avgjørelser.

5.1.2 Verdiskapning og marked

Nesten all elektrisk kraft produsert i Norge kommer fra vannkraft. Verdiskapningen inkluderer teknologileveranser, planlegging og prosjektering, bygging (entreprenørjenester, leverandører) og produksjon av kraft. I tillegg til verdiskapingen i energiproduksjon bidrar også leverandørindustri, konsulentvirksomhet og FoU-miljøer til verdiskapingen i energisektoren generelt, og også for vannkraftbransjen. Over tid har avkastningen i vannkraftsektoren bedret seg merkbart og ligger betydelig over avkastningen i industrien. Innføring av mer aktiv miljøpolitikk, spesielt internasjonalt, og til dels betydelige høyere priser på fossile brensler de senere år, har bidratt til god lønnsomhet for den norske kraftsektoren.

De regionale kraftselskapene er viktige aktører i landsdelenes næringsliv, ved at selskapene har behov for arbeidskraft med ulik kompetanse. Videre gir kraftselskapenes aktiviteter ringvirkninger i form av kjøp av tjenester og stimulering av arbeidskraft i andre næringer.

Kraftselskapene fører store verdier tilbake til stat og kommune. Det er om lag 100 kommuner og fylkeskommuner som har betydelige eierinteresser i vannkraftverk. I følge Energi Norge har det årlige utbyttet til kommuner og fylkeskommuner ligget på om lag 4 milliarder kroner. Det viser at kraftforsyningen bidrar med betydelige verdioverføringer, ikke bare til staten, men også til kommunenesektoren.

Kraftselskapene er i hovedsak eid av stat, fylkeskommuner eller kommuner. Det store innslaget av offentlig eierskap til kraftproduksjonen innebærer at utbyttet som betales til eierne blir inntekter i offentlig sektor. Gevinstene ved produksjon, omsetning og nettvirksomhet fordeles mellom eierne (stat, fylkeskommuner, kommuner og private). Vertskommunene for kraftverkene får også en del av gevinsten. Staten mottar selskapsskatt og grunnrenteskatt, mens det er vertskommunene og fylkeskommunen som mottar naturressursskatt, verdien av konsesjonskraften og konsesjonsavgift. Vertskommunene kan i tillegg motta eiendomsskatt.

Krafthandelen mellom Norge og utlandet har også gunstige virkninger. Forbindelsene med utlandet bidrar til at man får bedre betalt for kraften i våtår og at Norge kan sikre kraftimport til lavere priser og økt forsyningssikkerhet i tørrår. Det gir mer stabile priser, noe som er viktig både for næringslivet og husholdninger, og for investering i energieffektivisering og fornybar energiproduksjon.

Kraftintensiv industri har et høyt forbruk av elektrisk kraft, og kostnadene utgjør en betydelig del av de totale produksjonskostnadene. Industriens årlige forbruk er på 35-40 TWh, som er 25-30 % av gjennomsnittlig norsk elkraftproduksjon. Forbruket er imidlertid konjunkturavhengig, og kan variere mye fra år til år. Tilgangen på fornybar og fleksibel energi gir Norge grunnlag for å opprettholde og bygge ut kraftintensive næringer. I noen områder kan det være avgjørende for muligheten til å bygge ut fornybare ressurser at det er samtidig etableres stabilt forbruk for energien i samme område.

I tillegg til verdiskapingen innen energiproduksjon bidrar også leverandørindustri, konsulentvirksomhet og FoU-miljøer til verdiskapingen i vannkraftsektoren. Leverandørindustrien består generelt av en blanding av tradisjonell leverandørindustri og nye leverandører til fornybar energi. Industrien opplever en «ny vår» med bakgrunn i internasjonal satsing på fornybar energi, vannkraft inkludert. På verdensbasis har vannkraftmarkedet forventede årlige investeringer på i størrelsesorden 50 milliarder kroner frem mot 2030. Dette gir store muligheter også for den norske leverandørindustrien.

Norske konsulentfirmaer og rådgivere har en lang og solid erfaring fra vannkraftutbygging både i Norge og i utlandet. Kompetansen dekker et bredt område, fra studier i tidlig fase til detaljplanlegging, bygging og drift.

5.1.3 Kostnadsbeskrivelse

For vannkraft er det viktig å merke seg at det er benyttet en blanding av uttrykk for kostnader. Denne rapporten fokuserer på energikostnaden over levetiden (LCOE), uttrykt i NOK/kWh, men på grunn av etablert praksis er vannkraftkostnader ofte uttrykt via parameteren *spesifikk utbyggingskostnad*, definert som investeringeskostnaden delt på ett år med produksjon, også i NOK/kWh. Begge uttrykk er benyttet i teksten, mens det i Tabell 5-1 er gitt en forenklet konvertering mellom de to parameterne. For all samstilling med andre typer produksjon er det energikostnaden over levetiden som er oppgitt.

Tabell 5-1 LCOE som funksjon av spesifikk kostnad og diskonteringsrente

Spesifikk kostnad	4 %	6 %	8 %
2,5 kr/kWh	0,15	0,19	0,23
3,0 kr/kWh	0,18	0,23	0,28
3,5 kr/kWh	0,21	0,27	0,33
4,0 kr/kWh	0,24	0,31	0,38
4,5 kr/kWh	0,27	0,34	0,42
5,0 kr/kWh	0,30	0,38	0,47

5.1.3.1 Utbyggingskostnad

Utbyggingskostnaden i kr/kW eller NOK/kWh for vannkraft kan variere mye, både mellom ulike kraftverkstyper og fra prosjekt til prosjekt. Naturgitte forskjeller har en vesentlig betydning. Det er i hovedsak de rimeligste prosjektene (typisk spesifikk utbyggingskostnad under 2 NOK/kWh) som er bygget ut først. I dag antas en øvre

utbyggingskostnad (investeringsgrense) å være ca. 5 kr/kWh, men det er også prosjekter med høyere spesifikk utbyggingskostnad som blir realisert.

Kraftselskapene har dog andre og mer avanserte parametere og kriterier for sine investeringsbeslutninger, for eksempel intern rente og nåverdi. En investeringsgrense på 5 kroner per kWh er et forsøk på best mulig å fange opp det som kommer ut av mer sofistikerte analyser som kraftselskapene gjennomfører forut for en investeringsbeslutning (nåverdiberegning, intern rente samt diverse parametere i en beregningsmodell). Men det er også eksempler på investeringer med høyere kostnad enn 5 kroner per kWh. Investeringsgrense kan også avhenge at type tiltak, og spesielt for O/U-prosjekter ser en at kostnaden kan være høyere enn 5 kr/kWh. Investeringen vil også avhenge av hva kraftselskapene ser for seg av kraftpriser fremover, og slike vurderinger kan variere fra kraftselskap til kraftselskap.

NVE utarbeider kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg. Grunnlaget kan brukes til å beregne gjennomsnittlige, påregnelige entreprenørutgifter (bygningsmessige arbeider) og leverandørkostnader (mekanisk og elektroteknisk utstyr) (NVE, 2010). Det utgis to grunnlag, ett for større kraftverk (større en 10 MW) og ett for små vannkraftanlegg (< 10 MW). Kostnadsgrunnlaget er så langt mulig basert på kostnader fra gjennomførte prosjekter. Kostnadsgrunnlaget kan brukes til å kostnadsberegne anleggsdeler og total kostnad på et tidlig stadium i planleggingen, og brukes ofte også for kostnadsoverslag i konsesjonssøknader. Grunnlaget er ikke ment å være et verktøy/hjelpemiddel under prosjektering og til for eksempel optimalisering og valg av konstruksjonstyper. Kostnadene vil avhenge av en rekke forhold som kan variere mye fra prosjekt til prosjekt. Dette gjelder særlig bygningsmessige arbeider.

Det første kostnadsgrunnlaget ble utgitt i 1986 i forbindelse med at det var ønskelig med et ensartet kostnadsgrunnlag for prosjekter i Samlet plan. Kostnadsgrunnlaget har i de par siste tiårene blitt oppdatert og utgitt hvert 5. år. Nåværende kostnadsgrunnlag er basert på kostnadsnivå 1.1.2010. Det er planlagt en ny utgave i 2015, og da med kostnadsnivå 1.1.2015. Det blir utarbeidet indeks for hovedelementer (bygg, tunneler, store fyllingsdammer, elektro- og maskinteknisk) for de mellomliggende årene. Indeksene er i stor grad basert på relevante indeks fra SSB.

5.1.3.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Kostnader for drift og vedlikehold for et vannkraftanlegg varierer med anleggets alder, størrelse og kompleksitet. Ved nytteverdiberegninger for nye anlegg har NVE tidligere kalkulert de årlige driftskostnadene til 1 % av investeringen. Dette vil normalt utgjøre 2 – 4 øre/kWh produsert kraft. Erfaringer fra senere tid tyder på at dette kan være noe lavt. I NVEs *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk* (NVE, 2010) er driftskostnadene satt til 3-6 øre/kWh.

5.1.3.3 Prosjektspesifikke kostnader

Noen kostnader ved vannkraftutbygging er mer prosjektspesifikke enn andre. Dette er i hovedsak kostnader som er stedsavhengige. For selve kraftverket gjelder dette først og fremst vannveien. Lengden på vannveien kan utgjøre relativ stor forskjell for prosjekter som ellers er relativ like (installasjon, produksjon), og kostnaden for vannveien kan

utgjøre en relativ stor andel av de bygningstekniske kostnadene, og også for den totale utbyggingskostnaden.

Utenom selve kraftverket er det kostnader for veibygging, annen transport og kraftlinje/kabel (nødvendig tilknytning til nærmeste eksisterende overføringslinje) som varierer, og kan betraktes som prosjektspesifikke og avhengige av lokale forhold. Miljømessige tiltak og erstatninger kan også sies å være prosjektspesifikke. De nevnte kostnadene kan variere fra prosjekt til prosjekt, men utgjør vanligvis en relativ liten del av totalkostnaden.

For noen utbygginger er det nødvendig med tiltak i eksisterende nett, eller bygging av nytt overføringsnett. Det er lokal/sentral netteier som vil forestå dette, men kraftverkseier må da betale et anleggsbidrag, som avhenger av hvor stor effekt som installeres i kraftverket.

5.1.3.4 Kostnadsfordeling

I forbindelse med skattereformen per 1.1.1997 ble NVE bedt av Finansdepartementet om å beregne såkalt *gjenanskaffelsesverdi* (GAV) for alle vannkraftverk i Norge.

Beregningene viser hva det ville ha kostet å bygge eksisterende kraftverk med dagens kostnadsnivå (dvs. per 1997), og med tilnærmet samme tekniske løsninger som de faktisk har. Den tekniske løsningen ikke er aktuell i dag, slik at oppdaterte kostnader ikke lenger finnes, ble det brukt en teknisk løsning som best mulig tilsvarer den eksisterende. Beregningen ble gjennomført på grunnlag av opplysninger fra alle kraftverkseierne og NVEs daværende kostnadsgrunnlag.

Beregningen omfattet kraftverk med en samlet installasjon på 28 000 MW og en midlere årsproduksjon på 118 TWh. Kostnadene for kraftverkenes hoveddeler (bygg, maskin- og elektrotekniske installasjoner) er justert ut fra kostnadsutviklingen fra 1997 til 2014.

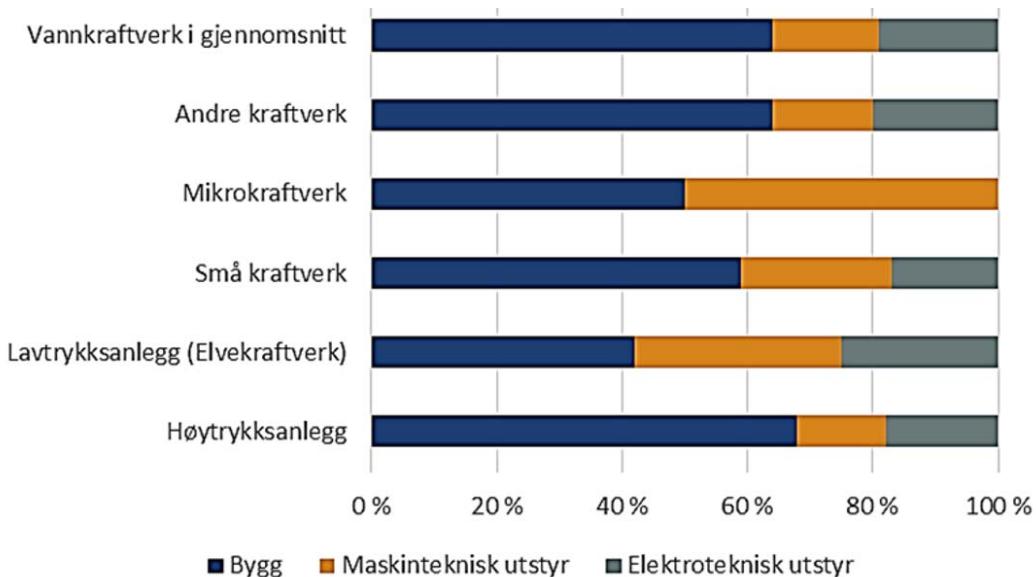
Oppdatert til 2014 settes *gjenanskaffelsesverdien* til 325 milliarder kroner. Dette utgjør en spesifikk utbyggingskostnad på omtrent 2,8 kr/kWh årlig produksjon, og produksjonskostnad over levetiden på ca. 21 øre/kWh. Det er bygget ut noe mer vannkraft i dag, men dette skal likevel gi et godt bilde av hva utbygget vannkraft i Norge har kostet, referert til dagens kostnadsnivå.

For å få en indikasjon på variasjon for kraftverkstyper er det foretatt en inndeling som vist i Tabell 5-2 Kraftverkstyper med noen generelle karakteristikker under.

Tabell 5-2 Kraftverkstyper med noen generelle karakteristikker

Kraftverkstype	Karakteristikk
Høytrykksanlegg	Fallhøyde > 300 m
Lavtrykksanlegg	Fallhøyde < 30 m, slukeevne > 30 m ³ /s
Andre kraftverk	Fallhøyde 30-300 m, ytelse > 10 MW
Små kraftverk	Ytelse 1-10 MW
Minikraftverk	Ytelse 0,1- 1 MW
Mikrokraftverk	Ytelse < 0,1 MW (100 kW)

Fordelingen av kostnadene på kraftverkenes hoveddeler varierer med kraftverkstype. Figur 5-2 gir en indikasjon på kostnadsfordelingen.



Figur 5-2 Fordeling av vannkraftkostnader [%]

Som en ser av Figur 5-2 varierer kostnadsfordelingen generelt med kraftverkstype. Tallene er en indikasjon på variasjonene, og viser for eksempel at kostnadene for de bygningstekniske arbeidene utgjør en større andel av totalkostnaden for høytrykksanlegg enn for lavtrykksanlegg. Men kostnadsfordelingen varierer også innen hver kraftverkstype.

Fordelingene over er gjennomsnittlige, og varierer fra prosjekt til prosjekt. Tallene over gjelder primært for nye utbygginger. For O/U-tiltak, effektkraftverk og pumpekraftverk er det vanskeligere å sette opp gjennomsnittlige fordelinger. Slike utbygginger kan være mer spesifikke, og for eksempel O/U-tiltak kan i enkelte tilfeller være hovedsakelig bygg eller hovedsakelig maskinteknisk.

For tiden er planlegging og bygging av små kraftverk svært aktuelt i Norge. I neste kapittel er det sett på kostnader for to små kraftverk med typiske kostnader.

5.1.4 Beregning av energikostnaden over levetiden for vannkraft

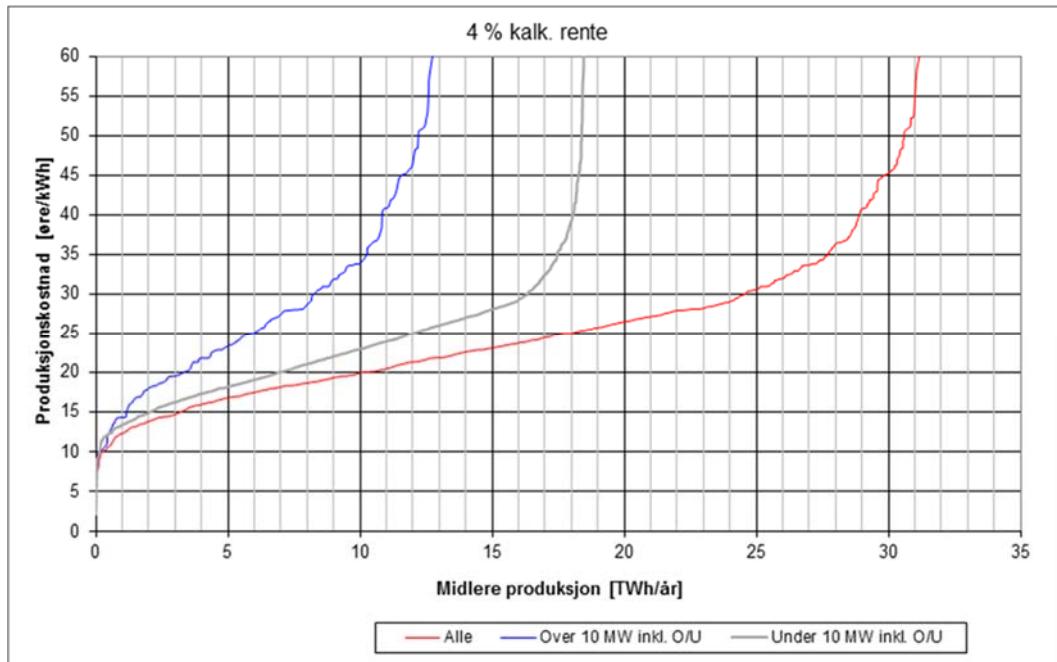
Energikostnaden over levetiden for norsk vannkraft er beregnet på to forskjellige måter. Den første måten går ut fra kostnadskurver som NVE har utarbeidet for det gjenværende vannkraftpotensialet i Norge, mens den andre metoden tar utgangspunkt i to definerte eksempelkraftverk. Eksempelkraftverkene er ment å gi innblikk i noen av forskjellene som man ser ved dagens småkraftverk, siden småkraft står for en stor andel av vannkraftutbyggingen som forventes mot 2020. Alle beregningene er gjort for både 4 % og 6 % diskonteringsrente, og alle baserer seg på en økonomisk levetid på 40 år. Levetid og reinvestering er drøftet nærmere i 5.1.4.3.

5.1.4.1 Energikostnaden over levetiden for gjenværende vannkraftpotensial

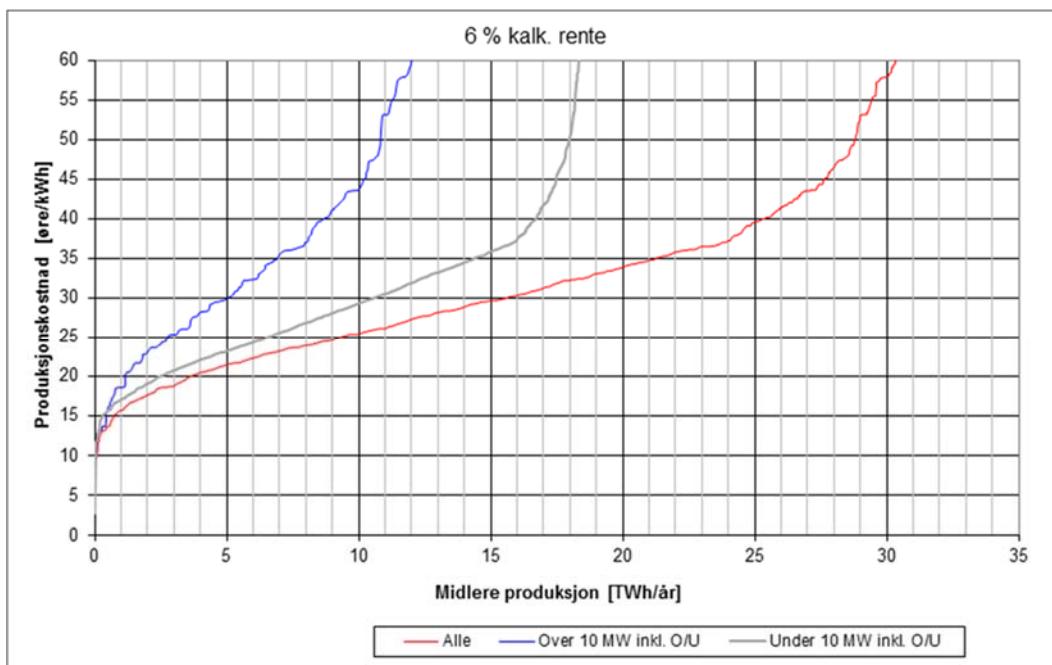
Mange av de beste prosjektene i Norge er allerede bygget ut. Det er i større grad de ikke fullt så gunstige prosjektene som utgjør restpotensialet, og som eventuelt kan bli realisert.

Kostnadsindeksene som ligger til grunn for kostnadskurvene (omtalt i 5.1.5.1) er basert på kostnader per enhet (turbiner i MW, generatorer og transformatorer i MVA, annet elektroteknisk utstyr, tunneler per meter, fyllingsdammer i m³, osv.). Indeksene viser ikke hva utbygginger koster i for eksempel kroner per kilowatt-time (kr/kWh). De mer ugunstige prosjektene kan for eksempel ha lengre vannveier, mer komplisert infrastruktur, etc. Dette gir høyere utbyggingskostnad, selv om enhetskostnader (for eksempel per meter vannvei) ikke øker nevneverdig. Kostnadsøkningen i kr/kWh for nyere prosjekter har økt mer enn kostnadsindeksene tilsier. Stengrere miljøkrav (minstevannføring, økonomisk gunstige deler av et prosjekt tas ut i konsesjonsbehandling, etc.) kan også føre til kostnadsøkning per produsert kWh.

Figur 5-3 og Figur 5-4 viser kostnadskurver for det gjenværende vannkraftpotensialet i Norge med henholdsvis 4 % og 6 % kalkulasjonsrente. Kurvene er splittet opp i småkraft, ny stor kraft og en kurve for alle prosjekter. O/U-prosjektene er inkludert i alle kurvene. For kraftverk med opprustnings- og utvidelsesprosjekter er det ikke tatt hensyn til restverdien av eksisterende kraftverk eller kostnader dersom produksjonen må reduseres i utbyggingsfasen. Det er heller ikke tatt hensyn til eventuelle avbøtende tiltak som kan bli pålagt under konsesjonsprosessen og som kan redusere produksjonen og dermed øke enhetskostnadene. Den virkelige kostnadskurven kan derfor bli høyere enn det figurene viser.



Figur 5-3 Kostnadskurver for gjenværende vannkraftpotensial med diskonteringsrente på 4 %



Figur 5-4 Kostnadskurver for gjenværende vannkraftpotensial med diskonteringsrente på 6 %

Tabell 5-3 under viser LCOE-verdier for gitte tillatelser for vannkraftprosjekter, samt totalkurve (søknader og restpotensial) inntil 45 øre/kWh og 60 øre/kWh, regnet ut fra kurven i Figur 5-3. NVE vurderer gjennomsnittsverdiene for gitte tillatelser til å være mest representativt av energikostnaden ved ny norsk vannkraft som helhet.

I kostnadskurven tas det ikke hensyn til restverdi ved opprusting og utvidelse av eksisterende kraftverk og dette kan medføre en høy pris i øre/kWh for noen typer O/U-prosjekter (liten produksjonsøkning, men høy kostnad for tiltaket som f.eks. ved ny stasjon med større effekt). Noen O/U-prosjekter som er under bygging eller er gitt konvensjon har en kostnad på over 60 øre/kWh.

Tabell 5-3 Energikostnaden over levetiden, for vannkraft i Norge, beregnet for 2014 og alle kraftverk (søknader + restpotensial) med 4 % diskonteringsrente

	Gitte tillatelser (øre/kWh)	Alle inntil 45 øre/kWh	Alle inntil 60 øre/kWh
Gjennomsnitt	25,5	23,1	23,4
Median	24,3	23,3	23,4
Persentil 25 %	20,5	19,3	19,3
Persentil 75 %	29,7	26,7	26,8
Maksimum	68,8	45,0	58,4
Minimum	7,4	2,2	2,2

5.1.4.2 Eksempelkraftverk

Det er sett på typiske kostnader for to «eksempelkraftverk». Disse er valgt som to småkraftverk med samme installasjon og samme tilsig, og opplysningene for disse to eksempelkraftverkene vises i Tabell 5-4. Lengden på vannveien varierer, og det er dette

som utgjør mesteparten av kostnadsforskjellen. For kraftverk Øst er det også en strekning med boret tunnel.

Det er regnet med en liten dam ved inntaket, ikke reguleringssmagasin, ingen overføringer, ei kort ny linje for tilknytning til eksisterende nett, veibygging, miljøtiltak og vannslipping for minstevannføringer. For slike prosjekter kan produksjonen beregnes ved bruk av såkalte varighetskurver for henholdsvis sommer- og vintersesong eller for året. Det oppstår flomtap når tilsiget er større enn maksimal slukeevne. Når tilsiget er mindre enn minstevannførings-kvotet pluss minste slukeevne må kraftverket stå.

Slukeevnen for kraftverkene over 2,5 ganger midlere vannføring. Dette er et ikke uvanlig forhold. Forholdet er ofte i området 2,0-2,5 som da skal gi en «optimal» slukeevne/installasjon, men er selvsagt i noen grad stedsavhengig.

Tabell 5-4 Data for kraftverk Vest og kraftverk Øst

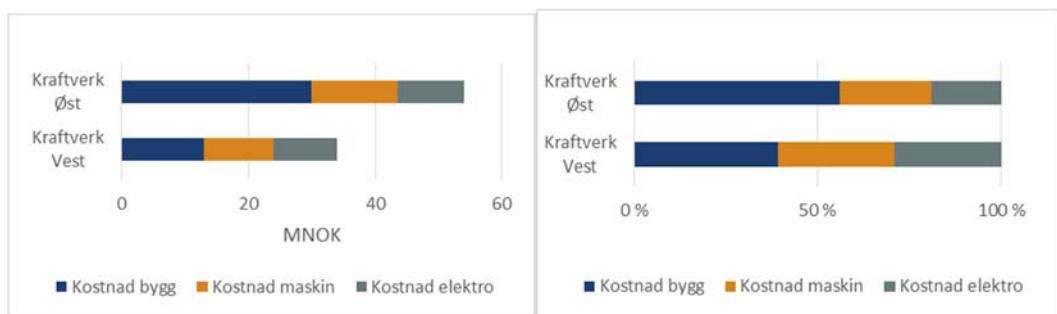
Parameter	Enhet	Kraftverk Vest	Kraftverk Øst
Tilsig	m ³ /s	0,8	0,8
Årlig tilsig	mill. m ³ /år	25,2	25,2
Inntakshøyde	m. o. h	400	600
Utløpshøyde	m. o. h	100	300
Brutto fallhøyde	m	300	300
Lengde vannvei, rør	m	1000	2000
Rørdiameter	m	1,0	1,0
Boret tunnel	m		800
Diameter tunnel	m		1,1
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0,70	0,70
Maksimal slukeevne	m ³ /s	2,0	2,0
Minste slukeevne	m ³ /s	0,2	0,2
Installasjon	MW	5,0	5,0
Produksjon	GWh/år	12	12
Brukstid	timer	2400	2400
Potensial	GWh/år	17,6	17,6
Utnyttet	%	68	68
Kostnad bygg	mill. kroner	13,0	30,0
Kostnad maskin	mill. kroner	11,0	13,5
Kostnad elektro	mill. kroner	10,0	10,5
Kostnad totalt (kostnadsnivå)	mill. kroner	34,0	54,0
Spesifikk utbyggingskostnad	NOK/kWh	2,8	4,5
LCOE (diskonteringsrente 4 %)	NOK/kWh	0,17	0,27

En ser at det i all hovedsak er kostnadene for bygningstekniske arbeider som varierer. Dette skyldes en lengre vannvei for kraftverk Øst. Kostnadene for maskin- og elektroinstallasjoner er noenlunde like for de to kraftverkene. Forskjellen for maskintekniske installasjoner har sin grunn i vannveien (lengre rør, som er en maskininstallasjon). I NVEs standardoppsett for kostnadsoverslag i konsesjonssøknader

for små kraftverk er det også satt opp uforutsett, planlegging/administrasjon og finansieringskostnader. I eksemplene over er disse postene inkludert i kostnadene for de enkelte anleggsdelene.

De to kraftverkene Øst og Vest kan være eksempler på to småkraftverk som det søkes konsesjon for i dag, og viser en relativ lav utbyggingskostnad og en som er en god del høyere. Kraftverk Vest vil bli ansett som et økonomisk ganske så bra prosjekt. Kraftverk Øst ligger nok i et øvre kostnadsnivå for prosjekter som gjennomføres i dag, men det er også eksempler på omsøkte og konsesjonsgitte prosjekter med høyere spesifikk kostnad. Kostnadsfordelingen mellom de tre hovedelementene blir som vist i Figur 5-5

Kostnadsfordeling mellom bygg, maskinteknisk- og elektroteknisk utstyr for de to eksempelprosjektene.



Figur 5-5 Kostnadsfordeling mellom bygg, maskinteknisk- og elektroteknisk utstyr for de to eksempelprosjektene

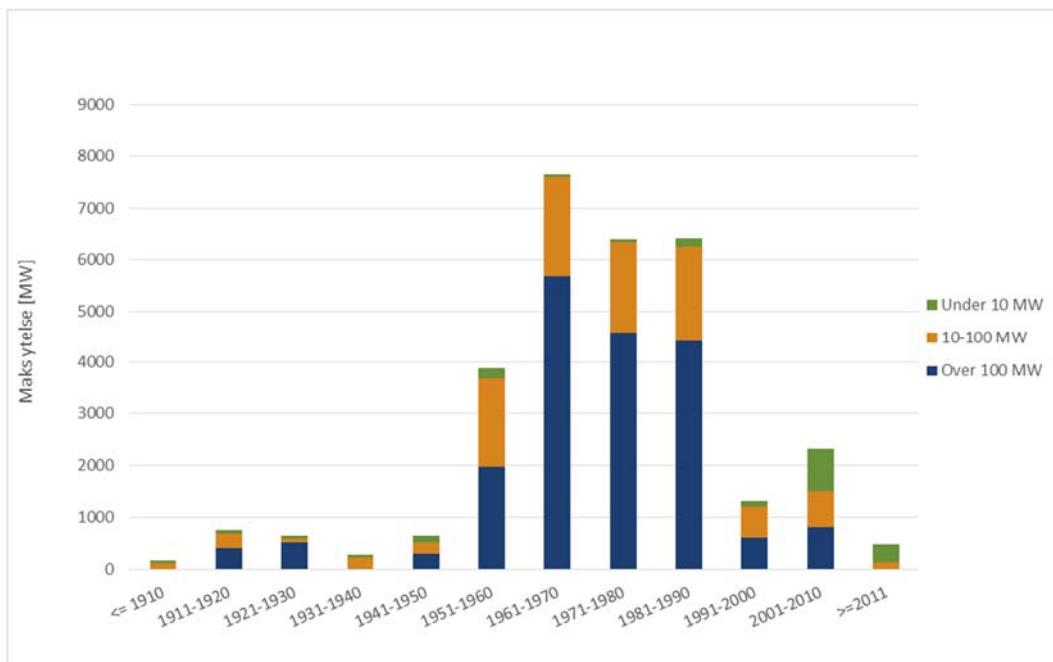
I en så tidlig fase som en konsesjonssøknad er det usikkerheter både når det gjelder hydrologi og kostnader. NVEs hydrologiske avdeling anslår en usikkerhet på $\pm 20\%$ for små nedbørssfelt som ofte er tilfellet for småkraftverk. Det er usikkerheter også for de enkelte postene i kostnadsoverslaget. Usikkerheten kan variere blant annet med hvor grundige forhåndundersøkelser som er foretatt. Et sikrere kostnadsgrunnlag har utbygger vanligvis ikke før det er innhentet anbud på entreprenørarbeider og tilbud på maskin- og elektroleveranser. Anleggsbidrag kan også være aktuelt, og dette er vanligvis ikke fastsatt i en konsesjonssøknad.

5.1.4.3 Levetid og reinvestering

Vannkraftverk er driftssikre. Med gode vedlikeholdsrutiner kan de være i drift lenge uten betydelige driftskostnader eller nyinvesteringer. Men etter hvert vil det oppstå behov for større vedlikeholdsarbeider, revisjoner og erstatning av kraftverkskomponenter. Det er viktig å være forberedt på slike prosesser gjennom planlegging. Kunnskap om teknisk og økonomisk levetid og forventede revisjonsarbeider er da nyttig.

Opprusting og utvidelse (O/U) av eksisterende vannkraftverk vil gi økt produksjon. De vanligste oprustingstiltakene er økning av virkningsgrad for turbin, generator og transformator samt reduksjon av falltapet i vannveiene. Som utvidelse regnes økt installasjon, nye overføringer og økt magasinkapasitet. Utvidelsestiltak har et klart større produksjonspotensial enn opprusting, som ofte ikke er lønnsomt uten at det foretas i en kombinasjon med utvidelse.

Figur 5-6 viser når norske vannkraftverk ble bygget ut, og også hvor mye kraftverk innen definerte størrelsesintervaller utgjør. Fra figuren ser en at en ganske stor andel av ytelsen i norske kraftverk norske kraftverk er installert i perioden fra 1950-tallet og frem til 1990, og at dette i stor grad gjelder store kraftverk. Etter 1990 og spesielt etter 2000 er mesteparten av de nye kraftverkene små kraftverk (< 10 MW).



Figur 5-6 Utvikling av installert effekt i det norske vannkraftsystemet, fordelt på størrelsesintervaller, og hvilket tiår det ble satt i drift.

I 2014 har mange kraftverk nådd en alder hvor reinvesteringer (opprusting og/eller utvidelse) har vært eller er aktuelt. Opprusting og utvidelser (O/U) har da også blitt gjennomført de senere år (og også tidligere perioder), men det vurderes, planlegges og gjennomføres fortsatt O/U-prosjekter. Opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraftverk vil også fremover være aktuelle tiltak, og gi tilskudd til fornybar energi.

Utvidelsestiltak og også reduksjon av falltap i vannveien er avhengig av forholdene ved det eksisterende kraftverket og kan derfor få svært forskjellige utførelser. Kostnadene har nok også en større spredning enn for nye kraftverk når en angir produksjonskostnaden i NOK/kWh for økt produksjon. For O/U er i mange tilfeller en beregning i NOK/kWh (økt produksjon) mindre egnet enn for nye utbygginger. Ved O/U-tiltak må en også ta hensyn til faktorer som kraftverkets tilstand, og dermed restlevetid og restverdi.

Restlevetiden kan settes som den tiden det er økonomisk å drive en kraftverkskomponent eller et helt kraftverk fremfor å skifte ut eller bygge helt nytt.

Restverdien er nettoverdien som et kraftverk har i dag, dvs. nåverdien av alle fremtidige inntekter i restlevetiden fratrukket nåverdien av fremtidige drift- og vedlikeholds-kostnader og større revisjonskostnader inkludert tap på grunn av eventuell driftsstans.

Teknisk levetid defineres som den tid anlegget rent teknisk kan fungere uavhengig av om det er mer økonomisk å bytte ut anleggsdelen med en mer effektiv del.

Økonomisk levetid er den tid da det er mest økonomisk å drive eksisterende anleggsdel fremfor å skifte den ut med en ny.

I Norge har man tradisjonelt benyttet 40 års økonomisk levetid uansett om kraftverket er et typisk elvekraftverk med mye slitbare deler eller et magasinkraftverk med en høy andel "evigvarende" komponenter. LCOE beregnes ut fra en økonomisk levetid på 40 år. Det er imidlertid ulike levetider (både teknisk og økonomisk) for forskjellige komponenter, og revisjonsarbeider for forskjellige komponenter inkluderes i fremtidig drift av kraftverket. Basert på erfaringer kan økonomiske levetider og revisjonsintervaller settes til:

Bygg : levetid 100 år, med revisjonsintervaller 20-50 år for forskjellige anleggsdeler

Maskin: levetid 40-80 år, med revisjonsintervaller 15-25 år for forskjellige anleggsdeler

Elektro: levetid 30-60 år, med revisjonsintervaller 5-30 år for forskjellige anleggsdeler

5.1.5 Lærekurver og fremtidig kostnadsutvikling

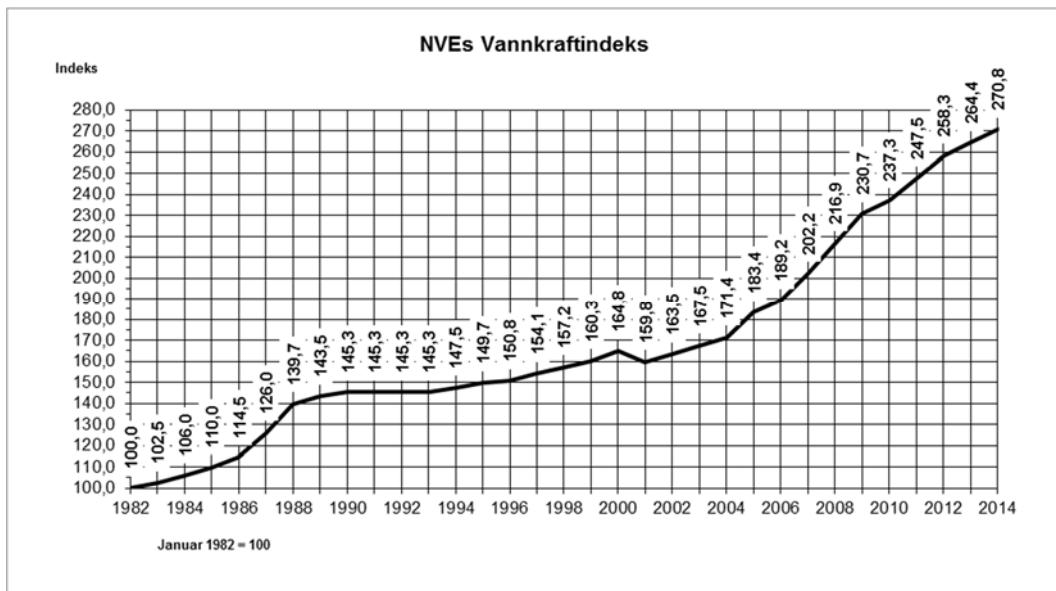
Vannkraft er en moden teknologi, og NVE vurderer ikke lærekurver til å være egnet til fremskrivning av energikostnadene for vannkraft som helhet. Fremskrivning av energikostnadene for vannkraft er gjort på en forenklet måte i denne rapporten, ved å anta samme kostnadsnivå som i dag også i fremtiden. Det følger imidlertid diskusjoner av vannkraftens modenhet, kostnadsutvikling i Norge til i dag, og viktige drivere av kostnadsutvikling i fremtiden.

5.1.5.1 Kostnadsutvikling til i dag

Vannkraft er en såkalt moden teknologi både i et nasjonalt og internasjonalt perspektiv. I Norge har vannkraftutbyggingen foregått i mer enn 100 år. Gjennom disse årene er det nådd et høyt faglig nivå når det gjelder planlegging, utbygging og drift. Det utarbeides fortsatt nye planleggingsmetoder, nytt utstyr innen maskin og elektro, nye anleggsmetoder og mer effektiv drift av kraftverkene. Men det kan neppe forventes en teknisk utvikling som vil gi markante reduserte utbyggingskostnader.

Kostnadsutviklingen for vannkraft vil følge konjunkturer og kostnadsindeks. Den historiske kostnadsutviklingen kan gi en indikasjon også på fremtidige kostnader.

NVE har utarbeidet indeks for kostnadsutviklingen for et representativt norsk vannkraftverk siden 1982. Som referanse er det antatt et høytrykksanlegg med stor andel tunnelarbeider og normal maskininstallasjon, dvs. brukstid ca. 4 000 timer/år. Figur 5-7 Kostnadsutviklingen for vannkraft i perioden 1.1.1982 - 1.1.2010. Januar 1982 er satt lik 100 viser kostnadsutviklingen fra 1982 til 2014.



Figur 5-7 Kostnadsutviklingen for vannkraft i perioden 1.1.1982 - 1.1.2010. Januar 1982 er satt lik 100

Ut fra dette tallmaterialet frem til 2014 er det satt opp gjennomsnittlige kostnadsøkninger for forskjellige perioder. Se Tabell 5-5 Gjennomsnittlig kostnadsøkning per år innen gitte perioder. Resultatene kan være en basis for å anslå fremtidig kostnadsutvikling.

Tabell 5-5 Gjennomsnittlig kostnadsøkning per år innen gitte perioder

Periode	Gjennomsnittlig økning i % per år
1982-2014	3,2
1982-1997	2,9
1997-2014	3,4
1997-2006	2,3
2006-2010	5,8
2010-2014	3,4

Fra 2012 til 2014 har kostnadsøkningen vært omtrent 2 %, som er sammenlignbart med inflasjon.

Det er selvsagt noen variasjoner fra år til år, og også mellom forskjellige perioder. Det er ikke sett konkret på hva variasjonene skyldes, men høyst sannsynlig spiller markedsituasjonen (råstoffpriser, konkurranse) en vesentlig rolle.

Vannkraftutbygging er delt inn i hovedkomponenter (anleggsdeler). I NVEs indekstall er kostnadsøkningen delt inn i mekaniske komponenter, elektrotekniske komponenter, bygg generelt, tunneler og store dammer (fyllingsdammer). Tabell 5-6 viser gjennomsnittlig kostnadsøkning for de fem hovedkomponentene samt totalkostnaden for noen tidsperioder. Selv om det er noen forskjeller mellom hovedkomponentene, endrer det ikke konklusjonen om at det har vært en relativ jevn kostnadsutvikling for vannkraft de siste 10-20 årene.

Tabell 5-6 Gjennomsnittlig kostnadsøkning i prosent per år for hovedkomponentene i et vannkraftverk

	1997-2006	2006-2010	2010-2014	1997-2014
Maskin	-0,5	6,8	2,9	2,0
Elektro	-0,5	5,5	2,6	1,6
Bygg generelt	3,6	6,9	3,7	4,4
Tunneler	3,2	5,2	3,1	3,7
Fyllingsdammer	2,4	5,0	3,8	3,3
Totalt vannkraft	2,3	5,8	3,4	3,4

5.1.5.2 Utbygging og kostnader fremover

Det vil fremdeles være potensial for realisering av nye vannkraftprosjekter frem mot 2030. Det er økonomien for de enkelte prosjekter som avgjør hvor mye som investeres i ny vannkraftproduksjon, og dette avhenger av utbyggingskostnad og kraftpris.

Fra midten av 2000-tallet har det vært en stor økning i antall realiserte små kraftverk. Frem mot 2030 vil det være kontinuerlig behov for oppgradering av eksisterende kraftverk, og i mange tilfeller blir det også økonomiske med utvidelser. Bare opprustning gir ofte relativ liten produksjonsøkning, mens utvidelse i tillegg kan gi større produksjonsøkninger. Videre kan det være aktuelt å installere mer effekt i eksisterende vannkraftverk for balansekraft (toppkraft), enten kun effektøkning eller også som pumpekraftverk.

Så kan man vurdere om det er sannsynlig at kostnadsutviklingen fortsetter på noenlunde samme måte fremover, og da også hvor lenge. En ting er de nærmeste årene, for eksempel frem til 2020. Et annet perspektiv er lengre perioder, som frem til 2030 og 2050.

Forskning og utvikling vil nok gi noen nyvinninger i form av mer effektivt utstyr, men neppe nok til at det medfører signifikant utslag på kostnadsutviklingen. Ut fra dette kan det antas at fremtidig kostnadsutvikling vil fortsette omtrent som i de senere år.

Markedet er en viktig faktor. Det har tidligere vært svingninger i markedet, og som har gitt noen variasjoner i kostnadsutviklingen fra år til år, og fra periode til periode (5 år, 10 år). Det må også forventes fremover.

For å komme med i elsertifikatordningen må et nytt kraftverk, eller et O/U-tiltak, være i drift innen 31.12.2020 etter dagens regler. Det er antydet at ordningen kan medføre en «byggeboom» frem til 2020, og at dette kan gi høyere utbyggingskostnader. Så langt har dette ikke vist seg i indeksene for de to siste årene (2012-2014). Dersom det blir mye ny kraftproduksjon med lave kraftpriser kan det medføre lavere investeringsnivå etter 2020. På den annen side kan kostnadene for ny utbygging bli redusert som følge av avtagende press i markedet slik at flere prosjekter blir lønnsomme.

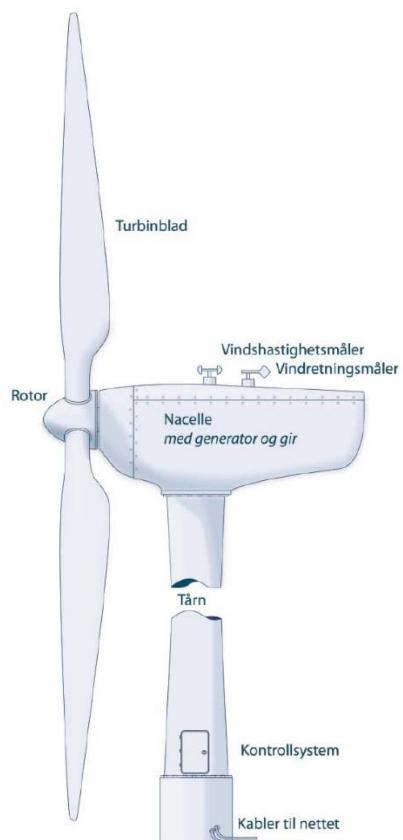
5.2 Landbasert vindkraft

Etter vannkraft er landbasert vindkraft Norges viktigste form for fornybar kraftproduksjon. Ved utgangen av 2013 var det bygget ut en installert effekt for vindkraft på over 800 MW, tilsvarende en normalårsproduksjon på over 2 TWh/år (ca. 1,5 % av Norges totale kraftproduksjon). Det er gitt konsesjon til et stort antall vindkraftverk og det er forventet at vindkraft vil ha en viktigere rolle i Norges kraftforsyning i fremtiden.

5.2.1 Teknologi, kraftproduksjon og ressursgrunnlag

Vind oppstår som følge av ujevn fordeling av lufttemperaturen, og dermed også forskjeller i lufttrykket på jorden. Trykkforskjellene setter luftmassene i bevegelse, og det oppstår vind som representerer luftmassenes bevegelsesenergi.

En vindturbin er en maskin som omdanner bevegelsesenergien i vinden til elektrisk energi. Hovedkomponentene i en moderne vindturbin består av en rotor med tre blad som driver en generator som leverer elektrisitet. De tre bladene er festet til et nav som til sammen utgjør rotoren. Rotoren er festet til nacellen via hovedakslingen som er koblet, med eller uten gir, til generatoren. Nacellen er plassert på toppen av tårnet som er festet til et solid fundament på bakken. For optimal utnyttelse av vindressursene blir nacellen og rotorbladene kontinuerlig regulert gjennom et avansert kontrollsysteem som overvåker hastigheten og retningen på vinden. Prinsippskisse for en vindturbin er vist i figuren under.



Figur 5-8 Prinsippskisse for vindturbin. Illustrasjon: Kim Brantenberg

Den effekten (P) som en vindturbin teoretisk kan trekke ut av en luftstrøm, kan beregnes ut fra følgende formel:

$$P [W] = 0,5 \times C_p \times A \times \rho \times v^3$$

hvor

C_p = Effektfaktoren (turbinens virkningsgrad), dvs. forholdet mellom produsert energi og luftens bevegelsesenergi

A = Turbinens strømningstverrsnitt (bestrøket areal) [m^2]

ρ = Luftens tetthet (spesifikk vekt) ($\approx 1,23 \text{ kg/m}^3$)

v = Vindhastigheten [m/s]

Effektfaktoren vil være forskjellig for ulike vindturbiner, og varierer også med vindhastigheten. Den vil imidlertid ikke kunne overstige $16/27 \approx 59\%$ (Betz-kriteriet). I praksis kan en god vindturbin oppnå en effektfaktor på rundt 45 % under ideelle vindforhold.

En vindturbins effektkurve viser den teoretiske produksjonen ved forskjellige vindhastigheter. De fleste storskala vindturbinene begynner å produsere strøm ved en vindhastighet på rundt 3-4 m/s, og produserer merkeeffekt ved 11-15 m/s. Det er altså ved disse hastighetene at turbinene har høyest effektfaktor. Ved høyere vindhastigheter justeres bladvinklene automatisk, slik at de slipper mer vind forbi, og dermed unngås stor belastning på turbinen, samtidig som produksjonen holdes konstant ved merkeeffekt. Ved vindhastigheter over 25 m/s må de fleste turbinene stanses helt på grunn av for høy belastning på komponentene.

En vindturbins årlige energiproduksjon er sterkt avhengig av den årlige middelvindhastigheten og fordelingen av høye og lave vindhastigheter over året. De mest attraktive områdene for utnyttelse av vindressursene til energiproduksjon er områder med høye middelvindhastigheter (over 6 m/s) samt jevne vindforhold over året.

Vindressurskartlegging (NVE, 2009) har bekreftet at dette gjelder over store deler av Norge, slik at Norge har blant Europas beste vindressurser, og et fysisk vindkraftpotensial som er langt større enn det som realistisk kan bygges ut.

5.2.2 Verdikjedestruktur og marked

Markedet for vindturbiner er svært internasjonalt. Det finnes i hovedsak tre store markeder for vindturbiner: Europa, Nord Amerika og Asia, med mindre markeder spredt over hele verden. De største leverandører av vindturbiner finnes i Europa, USA og Kina, men det foregår ikke fullskala produksjon av vindturbiner i Norge. Dette betyr at turbinene til norske vindkraftverk per i dag må kjøpes fra internasjonale leverandører, og da oftest de etablerte europeiske.

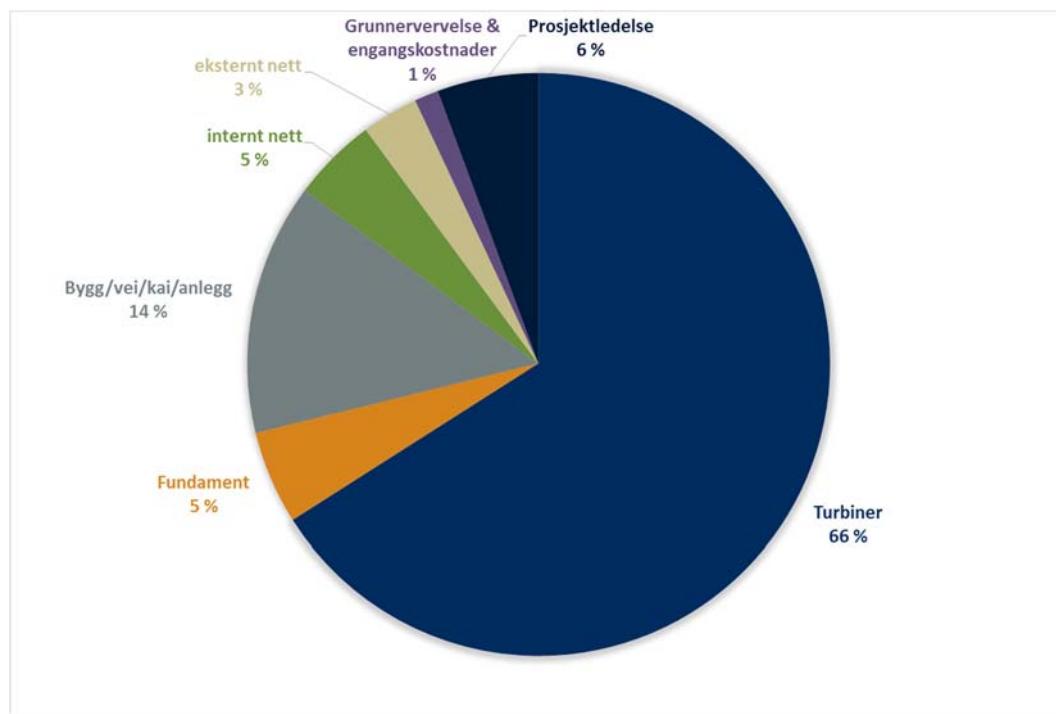
Markedet for vindturbiner har vokst vesentlig de siste 15 årene, og prisene på turbiner har blitt sterkt påvirket av blant annet økende turbinstørrelse, tilbud og etterspørsel samt priser på råmaterialer. I perioden frem mot 2004 var trenden en kraftig reduksjon av vindturbinpriser drevet av teknologiforbedringer, oppskalering av produksjon og sterk konkurrans. I perioden 2004-2008 snudde imidlertid pristrenden mot økende vindturbinpriser, blant annet på grunn av ubalanse mellom tilbud og etterspørsel, økt avkastning for turbinleverandører og økte priser på blant annet stål. Etter finanskrisen i 2008 falt etterspørselen etter vindturbiner i noen markeder, samtidig som turbinproduksjonen fortsatte å øke, og kostnader for råmaterialer og arbeidskraft ble signifikant lavere. Dette har ført til betydelige kostnadsreduksjoner for vindturbiner etter finanskrisen (IEA Wind Task 26, 2012).

5.2.3 Kostnadsbeskrivelse

Vindkraft krever store investeringer i forbindelse med innkjøp av vindturbiner og utbygging av anlegget, og har relativt lave drifts- og vedlikeholdskostnader over levetiden av et prosjekt. Vindturbiner står for den aller største andelen av investeringeskostnaden, slik at både investeringeskostnadene og produksjonskostnadene er svært sensitive i forhold til svingninger i vindturbinpriser.

5.2.3.1 Investeringeskostnader

Figur 5-9 under viser fordelingen av investeringeskostnader for norske vindkraftverk som ble satt i drift mellom 2011 og 2013, og det følger en beskrivelse av hva som inngår i de enkelte kostnadspostene.



Figur 5-9 Fordeling av investeringeskostnader for vindkraftverk som ble satt i drift i 2011 – 2013.

Prosjektledelse: Lønn til prosjektansatte; konsulent- og prosjekteringskostnader

Grunnerveiselse og engangskostnader: Kostnader for bruk av landarealer og andre engangskostnader

Eksternt nett: Elektrisk anlegg utenfor vindparken inkludert anleggsbidrag

Internt nett: Elektrisk anlegg innenfor vindparken, inkludert styrings- og kontrollanlegg

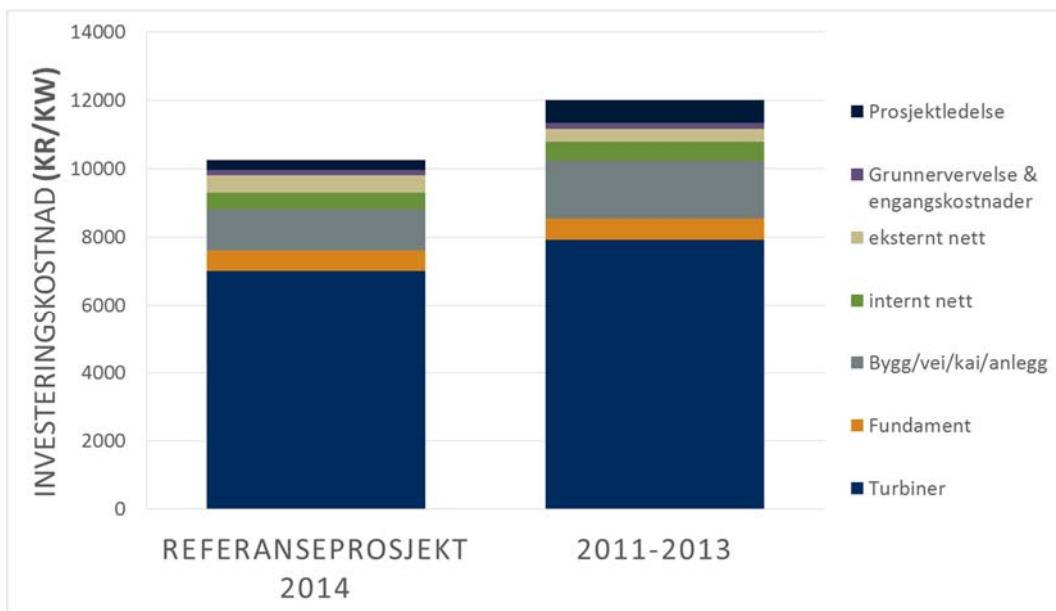
Bygg/vei/kai/anlegg: Bygging av vei, kai og annet ikke-elektrisk anlegg

Fundament: Bygging av turbinfundamenter

Turbiner: Innkjøp av turbiner inkludert frakt og montasje.

Kostnadsfordelingen fra de fem prosjektene som ble satt i drift i 2011-2013 er informativ, men ikke nødvendigvis representativ for kostnadsbildet for vindkraftverk i Norge i 2014. Samtlige av vindkraftverkene i dette datagrunnlaget fikk direkte investeringsstøtte fra Enova. Disse prosjektene var de beste og mest modne på tidspunktet for de forskjellige søknadsrundene, men ikke nødvendigvis de mest kostnadseffektive i landet. Flere prosjekter krevde også relativt høye investeringer i blant annet infrastruktur. Samtidig er spredningen i investeringskostnadene for disse prosjektene stor, slik at det ble bygget prosjekter med både betydelig lavere og høyere kostnader enn i gjennomsnittsbildet som er fremstilt her. I elsertifikatmarkedet vil imidlertid kun vindkraftprosjektene med relativt lave anleggskostnader være lønnsomme. Det kan derfor forventes at dagens vindkraftprosjekter vil ha en annen kostnadsfordeling enn den som er beregnet basert på Enova-prosjektene.

NVE har vurdert kostnadsfordelingene for alle de utbyggede vindkraftverkene i Norge samt prosjekter som har fått konvensjon eller ligger til behandling, og kommet frem til en fordeling av investeringskostnader som anses som representativ for kostnadsbildet for norsk vindkraft i 2014. Denne kostnadsfordelingen er sammenlignet med kostnadsbildet for vindkraftverk som ble satt i drift i perioden 2011-2013 i Figur 5-10 under. Det er viktig å understreke at kostnadsbildet for 2011-2013 er basert på kun 5 prosjekter som hadde en betydelig spredning i investeringskostnader.



Figur 5-10 Fordeling av investeringeskostnader for 2014 referanseprosjektet og prosjekter satt i drift i 2011-2013

Som det fremgår av figuren er forventningen at investeringeskostnadene for vindkraftverk som er aktuelle i 2014 og fremover vil ligge om lag 20 % lavere enn de gjennomsnittlige investeringeskostnadene for prosjektene i 2011-2013. Kostnadsreduksjonene skyldes hovedsakelig lavere turbinpriser, samt vesentlig lavere anleggskostnader og prosjektledelseskostnader.

5.2.3.2 Prosjektspesifikke kostnader

Spredningen i kostnadene for forskjellige vindkraftverk kan ha mange grunner, men blant de mest avgjørende er priser på vindturbiner, infrastruktur og nettkobling gitt at disse postene tilsammen utgjør om lag 80-90 % av investeringeskostnadene. Turbinpriser er veldig prosjektspesifikke ettersom prisene ofte inkluderer kostnader for frakt og montasje av turbinene, som er stedsspesifikke. Det er for noen prosjektområder i Norge også fornuftig med tilpasninger som for eksempel avisingsstøtter for turbinbladene. Dette koster ekstra, men kan også føre til betydelige produksjonsökninger for vindkraftverk som er utsatt for mye ising.

Nett- og anleggskostnader er også prosjektspesifikke, og kan fort bli mye høyere for prosjekter på veldig isolerte eller kuperte steder der det er nødvendig med mye sprenging for å bygge veier eller lange nettkoblinger / høye anleggsbidrag.

Spredningen i investeringeskostnadene for prosjektene bygget i 2011-2013 var ca. +/- 15 % i forhold til gjennomsnittet som er presentert i Figur 5-10.

5.2.3.3 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader for vindkraftverk er relativt lave sammenlignet med mange andre former for kraftproduksjon. Dette kommer av at vinden er gratis og naturgitt, og under vanlige driftsforhold trengs det ikke svært hyppig vedlikeholdsarbeid. Det er vanlig at kraftverkseieren inngår langvarige serviceavtaler for drift- og vedlikehold av vindturbinene. Disse tilbys ofte av turbinleverandørene med gitte garantier for oppetid

for turbinene. Andre større bidrag til drifts- og vedlikeholdskostnader for vindkraft er innmatningstariffer, balanseringskostnader, driftspersonell, vedlikehold av vei og kabler, forsikring og eventuelle kostnader knyttet til leie av landarealer.

Alle disse kostnadene er prosjektspesifikke, og det er derfor vanskelig å estimere drifts- og vedlikeholdskostnader over levetiden for et vindkraftverk på generelt grunnlag. På grunn av manglende datagrunnlag er det operert med en drifts- og vedlikeholdskostnad på 15 øre/kWh over levetiden for et vindkraftverk.

5.2.3.4 Levetid og reinvestering

De aller fleste vindturbiner har en sertifisert levetid på 20 år, under gitte forutsetninger om drift av turbinene og vindforholdene på stedet. Siden vindturbinene står for den største delen av investeringen er det naturlig å anta en levetid på 20 år for vindkraftverk i økonomiske beregninger.

I Norge er samtlige fullskala vindkraftverk yngre enn 20 år, slik at det er forholdsvis lite erfaring med såkalte opprusting av vindkraftverk, der turbiner og andre komponenter skiftes ut. Det er imidlertid sannsynlig at turbinene i noen av dagens store vindkraftverk vil bli skiftet ut i fremtiden, og dette er gunstig med tanke på gjenbruk av eksisterende infrastruktur og for å minimere naturangrep som følge av at vindkraftverk etableres i helt nye områder.

5.2.4 Beregning av energikostnad over levetiden (LCOE)

Det er beregnet energikostnad over levetiden for både referanseprosjektet for 2014 og gjennomsnittet av prosjektene som ble satt i drift fra 2011-2013.

Det fremgår av Figur 5-11 at normalårsproduksjonen er den viktigste parameteren for energikostnaden. For prosjektene i 2011-2013 har NVE gjort en skjønnsmessig vurdering av normalårsproduksjon for hvert prosjekt basert på oppgitte estimer, produksjonserfaringer og NVEs produksjonsindeks og kommet frem til at brukstiden for disse prosjektene sett under ett vil være om lag 2963 fullasttimer i året, som tilsvarer en kapasitetsfaktor på 33,8 %.

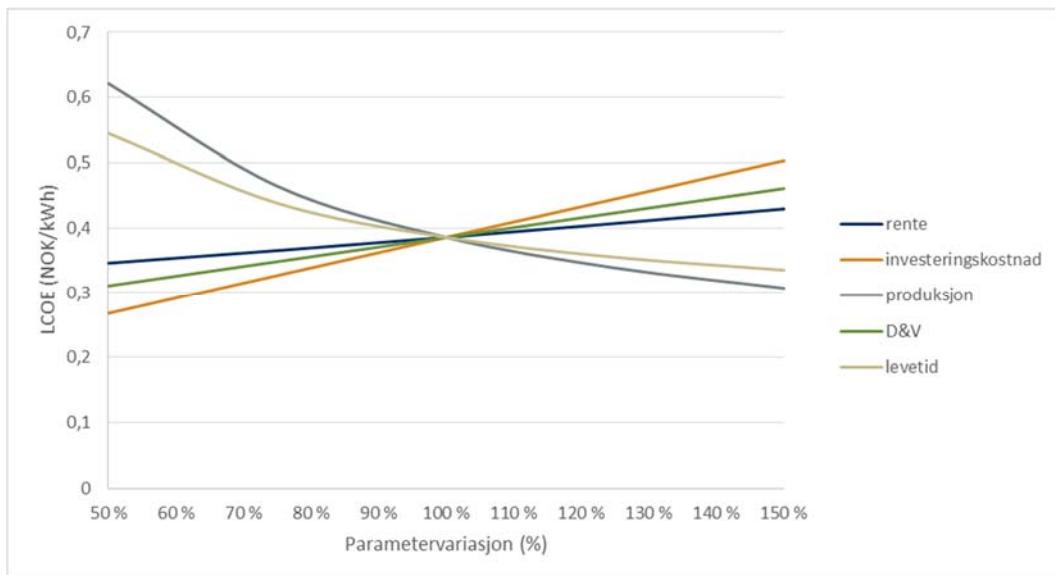
For referanseprosjektet er det også gjort en skjønnsmessig vurdering ut fra utviklinger i vindturbinteknologi, vindressurser ved prosjekter som har konsesjon eller er til behandling, og det som vil være nødvendig å oppnå for å være lønnsomt i sertifikatmarkedet. Her er det lagt til grunn 3200 fullasttimer i året. Dette kan virke høyt, men det er på nivå med de beste prosjektene som er i drift i Norge i dag. Det er rimelig å forvente at mange nye prosjekter vil kunne oppnå denne produksjonen ved fornuftig valg og plassering av vindturbinene.

Tabell 5-7 viser energikostnaden for vindkraftanlegg i denne rapporten med 4 og 6 prosent diskonteringsrente, grunnlaget for og beregningen av denne. Energikostnaden er beregnet til 40 øre/kWh for referanseprosjektet og 46 øre/kWh for prosjektene fra 2011-2013 ved 4 % kalkulasjonsrente. Resultatene ved 6 % kalkulasjonsrente er henholdsvis 44 og 52 øre/kWh for 2014 referanseprosjektet og prosjektene fra 2011-2013.

Tabell 5-7 Investerings- og produksjonskostnader for henholdsvis det teoretiske 2014 referanseprosjektet og gjennomsnittstall fra norske vindkraftverk som ble satt i drift i 2011-2013

		Referanseprosjekt 2014		Prosjekter 2011-2013	
LCOE ved 4 og 6 % rente (øre/kWh)		40	44	46	52
Total installert effekt		100		348	
		3200		2963	
Kostnadsfordeling		kr/kW	% andel	kr/kW	% andel
Turbiner		7 000	68,3 %	7 922	66,0 %
Fundament		600	5,9 %	620	5,2 %
Bygg/vei/kai/anlegg		1 200	11,7 %	1 684	14,0 %
internt nett		500	4,9 %	564	4,7 %
eksternt nett		500	4,9 %	378	3,1 %
Grunnvervelse & engangskostnader		150	1,5 %	160	1,3 %
Prosjektledelse		300	2,9 %	676	5,6 %
Total		10 250		12 005	
Byggetidsrenter		410		480	

Energikostnadene er som nevnt ovenfor spesielt følsomme for vindforholdene på stedet. Dette fremgår av Figur 5-11 som viser hvordan kostnadene, regnet i NOK/kWh produsert kraft, varierer med brukstiden. Lang brukstid, det vil si høy årlig produksjon i forhold til kraftverkets ytelse, bidrar til en vesentlig reduksjon av energikostnadene. Dette har sammenheng med at de faste kapitalkostnadene er vesentlig større enn driftskostnadene. I Norge har brukstiden, med noen unntak, variert mellom 2 000 og 3 000 timer. Dette er høyt i internasjonal sammenheng. Følsomhet for brukstid, levetid, investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader og kalkulasjonsrente er illustrert i Figur 5-11 under. Det fremgår av figuren, at etter brukstid, så er energikostnaden mest følsom for variasjonene i investeringskostnader og levetid.



Figur 5-11 Følsomhet i produksjonskostnad for vindkraft ved variasjon i brukstid, levetid, investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader (D&V) og kalkulasjonsrente.

5.2.5 Fremtidig teknologi- og kostnadsutvikling

Vindkraftindustrien har de siste tiårene vært gjennom en kraftig utvikling.

Kombinasjonen av reduserte kapitalkostnader og stadig større produksjonseffektivitet har ført til en markant reduksjon av vindkraftens energikostnader (LCOE).

Mye av potensialet for videre reduksjon av LCOE ligger i å forbedre vindturbinteknologien og å øke brukstiden. Vindkraftteknologien har de siste tiårene utviklet seg raskt gjennom flere teknologiske sprang. Fokuset for effektivitetsforbedringer har lenge vært rettet mot høyden på turbintårn og størrelsen på rotorbladene. Et større sveipt areal, samt høyere turbintårn betyr at mer av den tilgjengelige vindenergien kan utnyttes. I følge EWEA (2009) har forbedret turbinteknologi, høyere turbintårn og mer gunstig plassering av vindturbiner økt kapasitetsfaktoren med 2 - 3 % årlig gjennom de siste 15 årene.

5.2.5.1 Utvikling av investeringskostnader

Prognosør for utviklingen av investeringskostnadene fremover er utarbeidet ved bruk av lærekurver. For å anslå fremtidige investeringskostnader basert på denne metoden, må man anslå et nivå for fremtidig installasjon av turbiner, og forventet lærerate.

Ved beregning av lærerater vil det være mest relevant å se på det globale markedet for vindkraft. Dette kan begrunnes med at vindkraft er en global industri, hvor turbinprisene konvergerer, og teknologisk diffusjon skjer raskt mellom lands produsenter og installatører. Det forutsettes videre at akkumulert produksjon (av vindturbiner) tilsvarer akkumulert installert effekt.

Verdens samlede vindkraftytelse er ifølge IEA World Outlook 2013s New Policy Scenario (IEA, 2013), ventet å øke fra 282 GW i 2012 til 612 GW og 1130 GW i henholdsvis 2020 og 2035. Dette tilsvarer mer enn en dobbling av global installert effekt i vindkraftverk fra 2012 – 2020 og en firedobling fra 2012 – 2035.

Basert på en litteraturstudie av historiske og forventede lærerater gjort av NVE, er læreraten satt konstant til 10 % for perioden 2014- 2020 og 7 % for 2020- 2035.

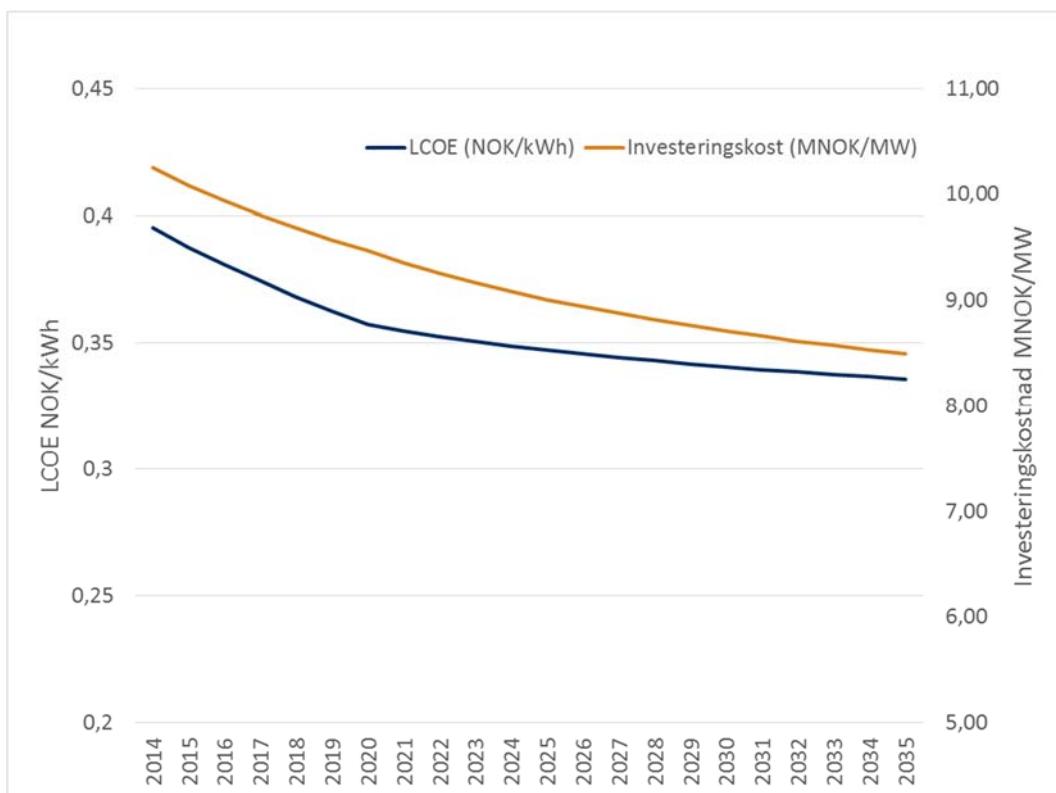
Læreraten er satt lavere i den siste perioden da læringseffekter er antatt avtagende over tid etter hvert som vinkraftindustrien modnes.

Tabell 5-8 oppsummerer forutsetninger for lærekurven og energikostnadsberegningene. Lærekurven gjelder for investeringskostnader, mens forutsetninger for fremtidige drifts- og vedlikeholdskostnader og brukstid er drøftet i de neste delkapitlene.

Tabell 5-8 Forutsetninger for fremskrivning av vindkraftkostnader

Faktor	Forutsetning
Lærerate for vindkraft (%)	2014 - 2020: 10
Vindkraft installert globalt (GW)	2020: 612
Investeringskost 2014 (MNOK/MW)	10,25
Levetid (år)	20
Kalkulasjonsrente (%)	44
Drift- og vedlikeholdskostnader	0,15
Brukstid (fullasttimer/år)	2014- 2020: økning av 1,5 % per år (fra 3200

Figur 5-12 viser kostnadsutviklingen for landbasert vindkraft, basert på forutsetningene i Tabell 5-8. Med disse forutsetningene lagt til grunn er investerings- og produksjonskostnadene for vindkraft beregnet å falle til henholdsvis 8,5 MNOK/MW og 0,34 NOK/kWh innen 2035. Dette tilsvarer en reduksjon i LCOE på om lag 16 %, noe som anses som konservativt sammenlignet med litteraturen, der mange forventer reduksjoner på 20-30 % innen 2030 (IEA Wind Task 26, 2012).



Figur 5-12 Et eksempel på kostnadsutvikling for vindkraft frem til 2035. Figuren viser fremskrivningen av investeringskostnader og produksjonskostnader (LCOE).

5.2.5.2 Utvikling av brukstid

Vindteknologien er i modning, og de største produktivitetsgevinstene knyttet til turbindesign og økte dimensjoner er trolig hentet ut. Fremover forventes effektivitetsforbedringer gjennom mer inkrementelle innovasjoner hvor turbindesignen optimaliseres, slik at mer av vindenergien kan utnyttes. Samtidig øker forståelsen av vindforhold og optimal plassering av vindturbiner.

Forbedringer av rotorenes aerodynamiske design, avanserte kontrollsystemer og rotorer som i større grad kan tilpasses variable vindforhold og turbulens vil kunne bidra til høyere brukstid og lavere energikostnad over levetiden. Slike forbedringer vil også kunne øke driftssikkerheten og redusere slitasjen og behovet for vedlikehold. Det vil også være viktig å konstruere mer fleksible og holdbare turbiner som kan opprettholde høy produksjon i flere timer av året, over en lengre levetid. Dette er særlig viktig i Norge, hvor klimaforholdene er mer ekstreme enn de fleste andre steder.

Ved hjelp av bedre teknikker for vindmåling og avansert dataeknologi vil utbyggerne også kunne ta i bruk landområder med bedre vindforhold, samt plassere turbinene på en mer optimal måte (*micrositing*).

5.2.5.3 Utvikling av drifts- og vedlikeholdskostnader

Nivået på fremtidige drifts- og vedlikeholdskostnader for landbasert vindkraft vil i stor grad bli bestemt av utviklingen i internasjonale priser på serviceavtaler. Den endelige prisen vil samtidig variere fra prosjekt til prosjekt, avhengig av utfallet av forhandlinger mellom utbygger og leverandør.

Det ligger et potensial for kostnadsreduksjoner i å optimalisere drifts- og vedlikeholdsstrategier. Bedre planlegging av vedlikehold og nedetid av turbiner, etter gjeldende produksjonsforutsetninger, vil kunne føre til økt tilgjengelighet, lavere kostnader og reduserte produksjonstap.

Samtidig vil bruk av avanserte kontrollsystemer for registrering og overvåking av klima- og vindforhold, og rotorer som tilpasser seg variable vindforhold og turbulens, kunne øke driftssikkerheten og redusere slitasjen og behovet for vedlikehold.

På grunn av manglende data er driftskostnader holdt konstant på 15 øre/kWh i fremskrivningen, slik at kostnadsreduksjonene kun reflekterer reduksjoner i investeringskostnader og marginal økning i brukstid.

5.2.6 Datagrunnlag

I 2013 foretok NVE en innhenting av revisorattesterte tall for investeringskostnader for samtlige utbyggete vindkraftverk i Norge. Investeringskostnadene var fordelt på følgende poster: turbiner, fundament, internt nett, eksternt nett, bygg/vei/kai/anlegg, grunnevervelse/engangskostnader og prosjektledelse. Det er disse dataene som ligger til grunn for beregning av det gjennomsnittlige kostnadsbildet. Produksjonen som er lagt til grunn for hvert vindkraftverk i beregning av energikostnaden er basert på en kombinasjon av forventet normalårsproduksjon, faktisk produksjon og NVEs produksjonsindeks.

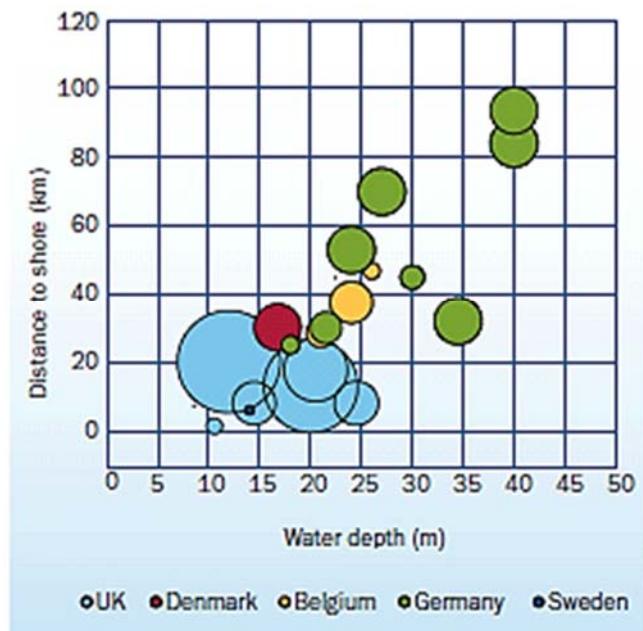
5.3 Havvindkraft

5.3.1 Teknologi, kraftproduksjon og ressursgrunnlag

Vindhastighetene på havet er generelt høyere og jevnere enn de er på land, noe som gir høyere energiproduksjon per installerte MW. Åpent hav kan også gi mulighet for å installere større vindturbiner med høyere ytelse i tillegg til at vindparkene stadig blir større enn det som er praktisk gjennomførbart å frakte og installere på land. Havet krever samtidig andre fundamentløsninger og installasjonsmetoder. Både installasjons-, drifts- og vedlikeholdsoperasjonene er gjerne mer kompliserte, særlig hvis vindkraftanlegget er plassert langt fra fastlandet. Frem til nå har de fleste vindturbinene som er installert til havs vært de samme turbinene som er installert på land, med kun mindre tilpasninger. De fleste store vindturbinprodusentene utvikler imidlertid konsepter som er spesialdesignet for offshore drift og installasjon. Det er flere grunner til dette:

- Det kreves bedre beskyttelse mot vannsprut og salt.
- Montering med lektere gir mulighet for større turbiner på sjøen enn på land.
- Høyere vindhastigheter gjør at det er økonomisk med større installert effekt per rotorareal.
- Lite problem med støy gjør at rotoren kan ha høyere turtall.
- Med høyere turtall kan slankere (mindre kordelengde) vinger benyttes. Slankere vinger kan gjøre karbonfiber og epoxy mer aktuelt enn dagens polyester og glassfiber. Høyere turtall gjør også at en kan redusere dimensjoner på aksler, gir og annet utstyr.

Gjennomsnittlig turbinstørrelse for havvindkraftverk ved utgangen av 2013 var rundt 4 MW. Mye av utviklingen som foregår dreier seg om å minimere vekten av alle komponenter i turbinhuset og tilrettelegge for systemer med lang levetid og mindre behov for vedlikehold. Tilsvarende spesialisering gjelder marine fartøy som er designet for å installere eller driftet havvindkraftverk, ikke minst under mer ekstreme vind- og bølgeførhold.



Figur 5-13 Avstand til land og havdybde for havvindkraftverk under bygging i Europa i 2013. Størrelsen på bølene indikerer størrelse på kraftverket (EWEA , 2014).

Områder med grunt vann og relativt kort avstand til land er de som har blitt bygget ut først i eksempelvis Danmark og Nederland, men det er begrenset med slike arealer i Europa og andre områder nær store forbrukssentere. Det er derfor naturlig at teknologiutviklingen for havvindkraftverk allerede har begynt å bli strekket mot dypere hav lengre fra land. Per i dag finnes to overordnede fundamentteknologier; bunnfaste fundamenter og flytende turbiner festet til havbunnen. Det er forventet at flytende turbiner vil ta over på sikt, men foreløpig er ulike løsninger for bunnfaste konsepter ledende i markedet. Noen av grunnene til dette er at egnede grunne områder for utbygging er begrenset, samtidig som bunnfaste fundamenter må tilpasses forskjellige dyp og bunnforhold. Dette gjør dem vanskeligere å masseprodusere.

De norske offshore vindressursene er svært gode, men en stor andel av havområdene er svært dype i kort avstand fra land. Det er for norske havområder gjennomført en strategisk konsekvensutredning for 15 utredningsområder (se Figur 5-17) der blant annet områdenes teknisk-økonomiske egnethet er vurdert (NVE, Desember 2012). Disse utredningene viser at middelvinden i de utvalgte områdene varierer mellom ca. 9 - 11 m/s. Beregnet kapasitetsfaktor er 37-51 prosent, tilsvarende en brukstid mellom 3240-4470 timer. Avstand til land for utredningsområdene varierer mellom ca. 0 og 25 km for de kystnære og opp mot 160 km for de lengre fra land. Områdene er utredet for utbygginger i størrelsesorden mellom 200 MW og 1000 MW. For en detaljert beskrivelse henvises det til rapporten Havvind (NVE, Desember 2012) og tilhørende fagrappporter.



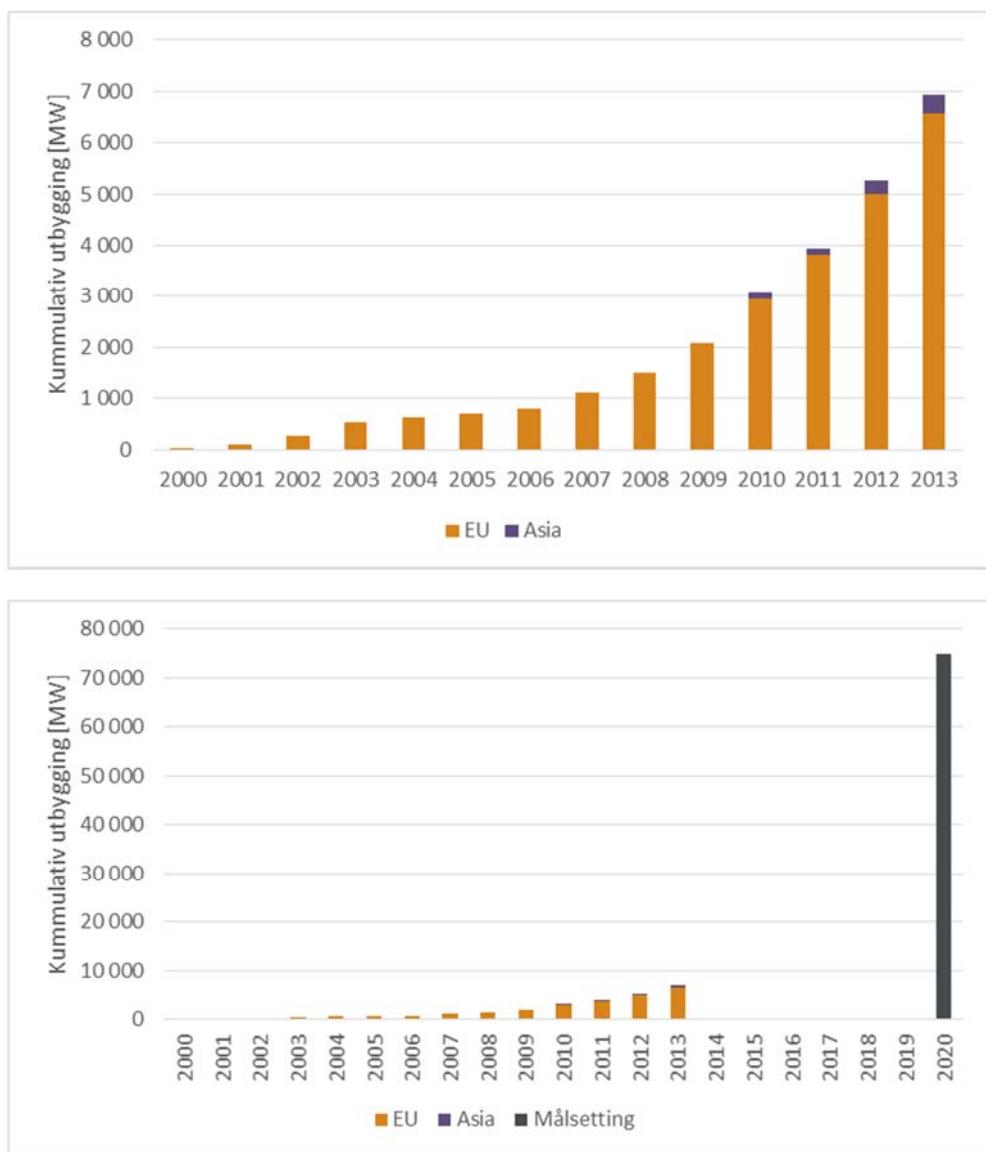
Figur 5-14 Kart over utredningsområdene som følger av strategisk konsekvensutredning og gruppering av områdene basert på områdene beskaffenhet. Kilde: (NVE, Desember 2012)

5.3.2 Verdikjede og marked

Som nevnt i 5.3 er mange av vindturbinene som installeres offshore de samme som de på land (se 5.2.1 og 5.2.2).

Det teoretiske potensialet for vindkraft til havs er svært stort og næringen er i vekst flere steder i verden. EU er i dag størst, men det er også stort potensial og interesse i USA og Kina. Ved første halvår 2014 var 73 havvindkraftverk knyttet til nettet i Europa (i 11 land) med en total kapasitet på 7 343 MW. 1200 MW er på samme tidspunkt under bygging. (EWEA, Juli 2014). Kina har i dag bygget ut 565 MW (the Carbon Trust, Mai 2014) mens flere kraftverk er under utvikling i USA. Den europeiske vindkraftforeningen (EWEA) estimerer en mulig utbygging i Europa på 40 GW innen 2020 og 75 GW på verdensbasis. Kina alene har målsetting om å bygge 30 GW innen 2020.

Det første havvindkraftverket sto ferdig i Danmark i 1991. og viser hvordan havvindkraftindustrien har vokst frem til 2013 og videre hvordan de politiske målsettingene har høye ambisjoner om fortsatt vekst og utvikling mot 2020.



Figur 5-15 Kumulert installert effekt for havvind frem til 2013 (øverst), og sammenlignet med 2020 målsetninger (nederst). Kilder: (EWEA, Juli 2014) og (Offshore windenergi, 2014)

Markedet og verdikjeden knyttet til havvindkraft er foreløpig relativt lite og alle muligheter for utvikling er ikke fullt utnyttet. Det ligger derfor en mulighet for og forventning om kostnadsbesparelser dersom markedet blir større. I det følgende beskrives verdikjeden og hvilke utviklingsmuligheter som kan ligge her. Avslutningsvis beskrives statusen i Norge.

Et havvindkraftverk krever store **havneanlegg** for både transport, eventuell montering og produksjon. Tilgang til, og eventuell tilpassing av havner vil påvirke økonomien i prosjekter og teknologiutvikling.

Det trengs flere ulike **fartøy** for å bygge og driftet et havvindkraftverk, knyttet til blant annet:

- Undersøkelse av prosjektområdet (for eksempel kartlegging av bunnforhold)
- Frakt av komponenter og personell til og fra kraftverket
- Installasjon av fundamenter
- Installasjon av turbiner og trafostasjoner
- Kabellegging

Etterspørselen etter spesialutviklede fartøy ventes å øke både i omfang og volum med en voksende havvindkraftindustri. Her vil det være nyttig med erfaringsoverføring fra maritim industri og petroleumsindustri som har lang erfaring med offshoreinstallasjoner og maritime operasjoner langt til havs. For Norge ligger det åpenbare potensialer for teknologi- næringsutvikling i synergieffektene mellom disse to industriene.

Elektrisk infrastruktur i havet er en utfordring både med tanke på begrenset kapasitet i bransjen (få leverandører), krav til teknologiutvikling ettersom sjøkablene stadig blir lengre og flere, samt utvikling av regelverk for eierskap, drift og vedlikehold. Sjøkabler har generelt høye investeringskostnader og lang leveringstid.

Det ligger et stort utviklingspotensial i produksjon og utvikling av **fundamenter**. Denne delen av verdikjeden er forholdsvis uavhengig av resten i den forstand at det ikke nødvendigvis kreves egen turbinproduksjon og at en har relativt lave teknologiske barrierer for markedsinngang. På denne måten ligger det gode muligheter for å etablere et hjemmemarked for fundamentene. I likhet med resten av verdikjeden finnes det gode synergieffekter med petroleumsindustrien med tanke på utvikling av nye konsepter. Bunnfaste fundamenter finnes i flere former, og må i stor grad tilpasses lokale bunn- og dybdeforhold mens flytende konsepter foreløpig ikke er bygget ut i større prosjekter.

Utviklingen av **turbiner** har vært nærmest sammenfallende med de på land, men det forventes at flere nye havmodeller vil kunne nå markedet det neste tiåret (EWEA , 2014). Utvikling av landbasert kontra havbasert vil likevel kunne forventes å være sammenfallende/drivende for hverandre.

5.3.2.1 Status i Norge

I Norge finnes det én fullskala flytende vindturbin til testing utenfor Karmøy i Rogaland. Denne krever havdyb på mer enn 100 meter. Det er i tillegg gitt konsesjon til ett havvindkraftverk med en mulig installert effekt på 350 MW, men det er i skrivende stund

ingen støtteordninger som gjør fullskala utbygging av havvind realistisk. I tillegg er det gjennomført strategiske konsekvensutredninger for 15 områder i norske havområder. Foreløpig er det ikke åpnet for konsesjonssøknader etter havenergiloven.

Selv om det i dag ikke finnes noe stort hjemmemarked for havvindkraft i Norge har norske leverandører bidratt i ulike deler av verdikjeden i flere havvindprosjekter i Europa og i USA.

5.3.3 Kostnadsbeskrivelse

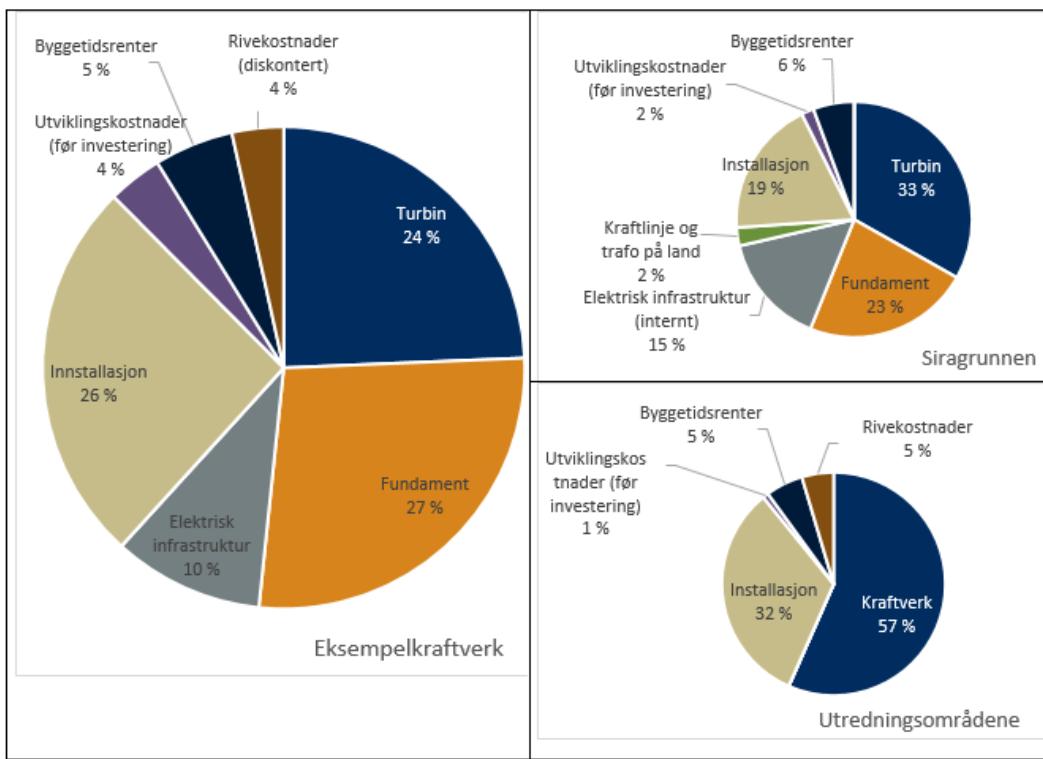
5.3.3.1 Investeringskostnader

Investeringskostnader er knyttet til engangskostnader for innkjøp av komponenter, materialer og utstyr samt installasjon av dette. Variasjonene mellom prosjekter kan være store men kostnader for turbiner og fundamenter utgjør normalt mer enn halvparten av investeringeskostnadene.

Det er så langt ikke bygget ut havvindkraftverk i norske havområder, og det finnes derfor ingen nasjonale erfaringstall. Kostnadstall innhentet fra utenlandske installasjoner (Danmark, Tyskland, Storbritannia, Belgia og Nederland) viser at investeringeskostnadene varierer mellom 23 000 og 37 000 NOK/kW med et gjennomsnitt på rundt 30 000 NOK/kW. Kostnadene inkluderer eksportkabel til land og er rapportert av utbyggerne. Til sammen utgjør disse anleggene over 1500 turbiner fordelt på 26 prosjekter som har idriftsettelse mellom 2012 og 2015. Anleggene bygges i vanndybder mellom 5 og 25 m og med en avstand til land fra 2 til 74 km. Med utgangspunkt i de oppgitte dataene ser det ikke ut til at dybdeforholdene eller avstand til land, innenfor dette intervallet, har noen avgjørende betydning for investeringeskostnadene. Ulike regimer for investeringer i nettanlegg vil imidlertid kunne påvirke hvilke kostnader til nettinvesteringer som er inkludert og kan gjøre anslagene noe lave.

Til sammenligning er de fleste av utredningsområdene i Norge i samme avstand til land men på dypere vann. Kostnadsestimatene varierer her mellom 26 000 og 31 000 NOK/kW, men tallene er ikke direkte sammenlignbare med de utenlandske installasjonene, da tallene forutsetter utbygging i 2020 med en tilhørende antatt kostnadsreduksjon (NVE, Desember 2012). Kostnadsestimatene i konsesjonssøknadene for Siragrunnen og Havsul ligger i intervallet fra 20 000 til 32 000 NOK/kW og er følgelig i samme størrelsesorden som de europeiske kraftverkene referert til over.

Figur 5-16 viser fordelingen av investeringeskostnader for et typisk havvindkraftverk. Figuren inkluderer også utviklingskostnader før investeringsbeslutning, byggetidsrenter og rivekostnader, selv om disse kostnadene ofte ikke inngår i anslag for investeringeskostnader. Det er også vist sammenlignende figurer for utredningsområdene i Norge (Multiconsult, 2012) og kostnadsfordelingen oppgitt i konsesjonssøknaden for Siragrunnen havvindkraftverk (Siragrunnen AS, 2012).



Figur 5-16 Fordeling av investeringeskostnader sammen med kostnader til prosjektutvikling, riving samt byggetidsrenter for et typisk havvindkraftverk med bunnfast fundament (til venstre). Basert på (Multiconsult, 2012). Figuren øverst til høyre viser antatt kostnadsfordeling oppgitt i konsesjonssøknaden for Siragrunnen havvindkraftverk. Nederst til høyre vises tilsvarende fordeling av kostnader for utredningsområdene (gjennomsnittsverdier) i Norge i 2020. Tallene er beregnet med 4% kalkulasjonsrente.

Eksempelkraftverket i Figur 5-16 er basert på (Multiconsult, 2012) og kostnadstall innhentet fra utenlandske installasjoner som har idriftsettelse mellom 2012 og 2015, og forsøker å fremstille kostnadsnivået og -fordelingen for et bunnfast havvindkraftverk som bygges i 2014. Det er tatt utgangspunkt i et kraftverk på 500 MW med en middelvind på 10 m/s. Kostnader for elektrisk infrastruktur er oppjustert noe i forhold til (Multiconsult, 2012) for å ta høyde for trafostasjoner og kabler til land (og dermed reduserte transmisjonskostnader i driftstiden). Kostnadsfordelingen oppgitt i konsesjonssøknaden for Siragrunnen havvindkraftverk er også presentert sammen med et gjennomsnitt av de beregnede kostnadene knyttet til de 15 norske utredningsområdene fra den strategiske konsekvensutredningen. Sistnevnte er imidlertid gitt med utgangspunkt i utbygging i 2020 og tilhørende kostnadsreduksjon (NVE, Desember 2012). Siragrunnen har ikke med kostnader til riving. Alle tre eksempler er forbundet med stor usikkerhet og illustrerer en spredning for ulike prosjekter men gir et forholdsvis likt bilde av kostnadsfordelingen.

I det følgende beskrives hva som inngår i de enkelte kostnadspostene i Figur 5-16. Det er også dette som er grunnlaget for beregningen av energikostnader i kapittel 5.3.5.

Turbin: Innkjøpskostnad for turbiner uten tårn.

Fundament: Kostnader for turbinfundamenter inkludert tårn.

Elektrisk infrastruktur: Omfatter elektrisk anlegg innenfor vindparken med kabler, transformatorstasjon(er), eksportkabel til land og tilkobling på land. Inkluderer ikke eventuelle forsterkninger eller utbygging av nettet på land.

Datagrunnlaget som er brukt som grunnlag for eksempelkraftverket i Figur 5-16 bygger i stor grad på prosjekter i Storbritannia der nettutbygging ut til kraftverkene er nettoperatørs ansvar. Dette kan bety at kostnadsandelen for elektrisk infrastruktur kan bli noe høyere med tanke på utbygging i Norge (samtidig som driftskostnadene blir tilsvarende lavere fordi man slipper såkalte transmisjonskostnader til netteier).

Med **kraftverk** menes en samlebetegnelse for alt innkjøp (turbiner, fundament, tårn og elektrisk infrastruktur).

Installasjon: Inkluderer installasjonskostnader og logistikk knyttet til turbiner, fundament og elektrisk infrastruktur. Ofte innebærer installasjonsfasen en operasjon *on-site* og en i havneanlegget på land. Det er i tillegg estimert en kostnad knyttet til usikkerhet relatert til logistikk, innkjøp og finansiering samt forsikringskostnader. Administrasjon og prosjektledelse knyttet til byggefaseen samt eventuelle krav til beredskap fra kystverket kan også bety kostnader for prosjektet i denne fasen og er i inkludert i *installasjon*.

Byggetidsrenter: For disse beregningene er det benyttet en kalkulasjonsrente på 4 % i henhold til finansdepartementets veileding (Direktorat for økonomistyring, 2014). Se også kapittel 4.1.6 for utdypning.

Utviklingskostnader: Se kapittel 5.3.4

Rivekostnader: Se kapittel 5.3.4.1. Merk at det for Siragrunnen ikke er oppgitt rivekostnader.

5.3.4 Utviklingskostnader

Med utviklingskostnader menes i denne rapporten kostnader knyttet til prosjekter før det tas en finansieringsbeslutning. Dette er for eksempel kostnader og avgifter knyttet til søknader om tillatelser og konsesjon, ressurskartlegging, konsekvensutredninger, prosjektutvikling, lønn og administrasjonskostnader. Denne kostnadsposten kan variere betydelig fra prosjekt til prosjekt men utgjør likevel en mindre del av den totale energikostnaden (1-2 %). Multiconsult anslår i sin rapport om teknologi og kostnadsutvikling at utviklingskostnadene spenner mellom 450 - 1400 NOK/kW avhengig av prosjektstørrelse og -beliggenhet samt omfanget av mulige konsekvenser og interessemotsetninger i området (Multiconsult, 2012).

5.3.4.1 Rivekostnader

Riving av et offshore kraftverk innebærer å reversere monteringsjobben. Kabler og fundamenter kuttes på en dybde under havbunnen som lite sannsynlig vil bløttes, og det gjennomføres miljøovervåkning i etterkant. Operasjonen antas generelt å ta minst ett år. Erfaringstall for rivekostnader finnes så si ikke, og det er følgelig en stor utsikkerhet knyttet til rivekostnaden for et havvindkraftverk. The Crown Estate anslår på sine

hjemmesider en kostnad på 3000-3500 NOK/kW når restverdier og kasseringeskostnader ignoreres.

I beregninger i denne rapporten er rivekostnaden beregnet ved å diskontere rivekostnaden til året etter den økonomiske levetiden (t) slik:

$$\frac{\text{Total rivekostnad}}{(1 + \text{rente})^{(t+1)}}$$

5.3.4.2 Prosjektspesifikke kostnader

Kostnadene for et gjennomsnittlig kraftverk kan variere betydelig, avhengig av størrelse og plassering på kraftverket, spesielt med tanke på avstand til land og havn samt havdybde i prosjektområdet. Bunnforholdene vil også spille inn på fundamentsløsningene og i hvor stor grad de må spesialtilpasses hver enkelt turbinplassering i vindkraftverket. Det samme gjelder transformatorstasjoner ute i havet og nettforbindelsen til land.

Spredning i kostnadene for enkelte prosjekter kan ha mange grunner, men blant de mest avgjørende er priser på vindturbiner, installasjon, infrastruktur og nett-tilkobling gitt at disse postene tilsammen utgjør om lag 80-90 % av investeringskostnadene.

Totalkostnadene i et prosjekt kan også bli høyere for prosjekter med dårlig vær, samtidig som høy middelvind gir høyere produksjon. Ventekostnader som følge av dette kan forekomme både i byggetiden, og i driftsperioden for eksempel i form av økte leiekostnader for installasjonsfartøy og kostnader til personell i bero og følgelig redusert driftstid for turbiner som trenger tilsyn.

I driftsperioden vil avstand til vedlikeholdshavn og land gi stor spredning i kostnadene. Bostasjoner vil også kunne være aktuelt dersom avstand til land er stor.

Krav til konsekvensutredninger før byggstart samt avhending etter endt driftstid vil også påvirke totalkostnadene og er i stor grad landavhengig.

5.3.4.3 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Som alt annet industrielt utstyr krever vindturbiner service og vedlikehold (se også kapittel 5.2.3.3). Drifts- og vedlikeholdsdata varierer svært mye fra prosjekt til prosjekt og reflekterer relativt liten driftserfaring på verdensbasis, ingen i Norge, spesielt for store kraftverk med mange turbiner.

Drift og vedlikehold av en havvindpark foregår i dag oftest fra en kontrollstasjon på land og for hver enkelt turbin. Det utføres både planlagte og ikke planlagte vedlikeholdsoperasjoner for å holde driftstiden høy og levetiden lang. Disse aktivitetene fører med seg kostnader til personell og materiell samt gjerne leie av ulike vedlikeholdsfartøy. I tillegg kommer innmatingskostnader og forsikringer som et minimum. Kostnadene vil variere med blant annet valg av operatør, lokalisering og størrelse på vindkraftverket.

Multiconsult anslår drifts- og vedlikeholdskostnader for et typisk havvindkraftverk til å ligge på nesten 2 NOK/MW per år, tilsvarende 0,5 NOK per kWh produsert elektrisitet over levetiden. Her utgjør over halvparten kostnader for nettoperatør

(transmisjonskostnader) (Multiconsult, 2012). Tilsvarende tall for utredningsområdene (i 2020) varierer mellom 0,5 og 0,6 NOK/kW per år, men da uten transmisjonskostnader (NVE, Desember 2012). For eksempelkraftverket referert til 2014 er det valgt å bruke 1,0 NOK/kW per år.

5.3.5 Beregning av energikostnad

Energikostnaden for et kraftverk tar hensyn til produksjon og kostnader over levetiden (se kapittel 4.1.7). Kostnader for kraftproduksjon fra havvindkraft i Norge har imidlertid stor usikkerhet siden det ikke finnes relevante erfaringstall for Norge. Kostnadene er derfor basert på internasjonale data i tillegg til utredningene som er gjort i forbindelse med strategisk konsekvensutredning (NVE, Desember 2012) og er i stor grad avhengig av beliggenhet og bunnforhold i tillegg til produksjon. Det er ikke tatt hensyn til mulige kostnadsbesparelser ved større utbygginger i enhetskostnadene.

Tabell 5-9 viser energikostnaden over levetiden (LCOE) for havvindkraft dersom det skulle blitt bygget i 2014. Kostnadene er delt opp i investerings- og driftskostnader i tillegg til kostnader til prosjektutvikling før investeringsbeslutning, byggetidsrenter og rivekostnader (se kapittel 5.3.3). Det er gitt data for et tenkt eksempelkraftverk i tillegg til et høyt og lavt anslag. Beregningene er gjort med 4 og 6 prosent diskonteringsrente.

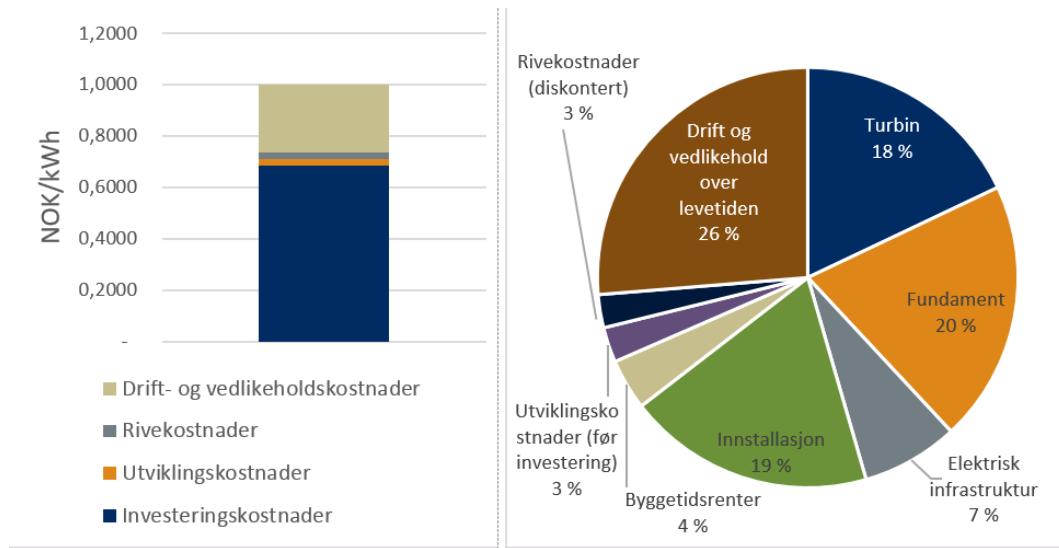
Tabell 5-9 Oversikt over kostnader for havvindkraft for eksempelkraftverk, samt et høyt og lavt estimat. 4 og 6 % diskonteringsrente

	Enhet	4 % rente			6 % rente	
		Eksempelkraftverk	Høy	Lav	Høy	Lav
Energikostnad (LCOE)	NOK/kWh	1,00	1,27	0,70	1,45	0,81
Kraftverkskostnader	NOK/kW	23 527	27 000	20 000	27 000	20 000
Installasjon	NOK/kW	9 829	13 000	6 000	13 000	6 000
Utviklingskostnader	NOK/kW	1 394	1 400	450	1 400	450
Byggetidsrenter	NOK/kW	2 028	2 432	1 581	3 672	2 387
Rivekostnader, totalt	NOK/kW	3	3,5	2,5	3,5	2,5
Drifts- og vedlikeholdskostnader	NOK/kW/år	1,0	1,5	0,5	1,5	0,5
Brukstid	timer/år	3 800	3800	3800	3800	3800
Levetid	År	20	20	20	20	20
Byggetid	År	2	2	2	2	2

Med 4 % kalkulasjonsrente anslås energikostnadene for et nytt havvindkraftverk å ligge mellom 70 og 127 øre per kWh. Tilsvarende ved 6 % rente er energikostnaden 81 og 145 øre/kWh. Figur 5-17 viser også hvordan kostnadene for eksempelkraftverket fordeler seg per produserte kWh over levetiden. Sammenliknet med vindkraft på land er andelen drifts- og vedlikeholdskostnader høyere i havet selv om investeringskostnadene fortsatt er høyest for begge teknologier. I dette eksemplet utgjør drift- og vedlikehold en relativt stor andel av energikostnaden. Dette vil variere svært mye fra prosjekt til prosjekt men det illustrerer også hvordan kraftverk i havet har mye å vinne på teknologi som er driftssikker, og vedlikeholdsoperasjoner med økende muligheter til å operere i dårlig vær. Forholdet mellom investerings- og driftskostnader vil også påvirkes svært mye av ulike nettregimer og ordninger for utbygging og drift av kraftnettet i havet. Dersom

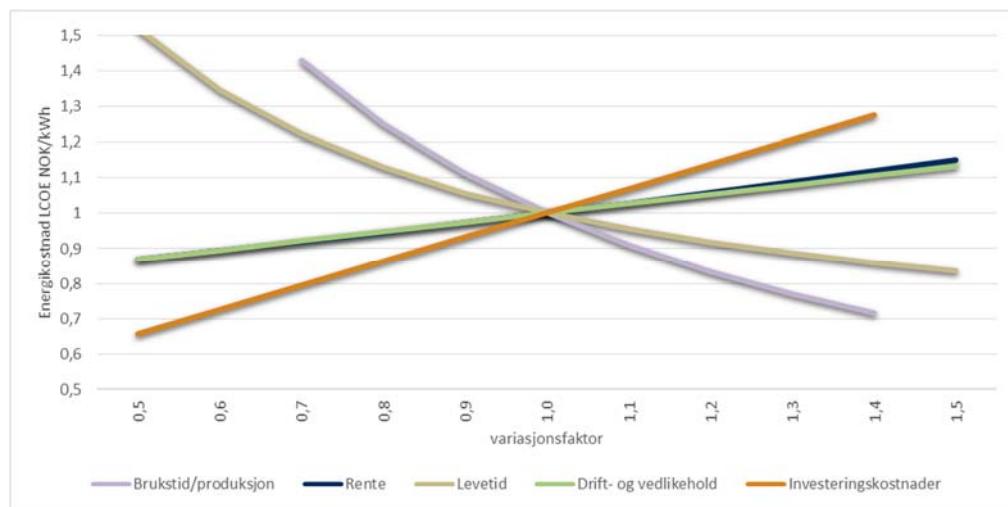
kraftverkseier ikke selv må bygge ut og eie kraftnettet inn til land, vil sannsynligvis driften bli dyrere som følge av transmisjonskostnader mens investeringskostnadene kanskje blir tilsvarende lavere. Dette er landavhengig.

Turbiner, fundamentet og elektrisk infrastruktur utgjør til sammen 45 prosent av energikostnaden. Drift og vedlikehold utgjør nesten en tredjedel (26 %) mens kostnader forbundet med installasjonen ligger på 19 prosent for eksempelkraftverket.



Figur 5-17 Til venstre: Fordeling av energikostnaden (LCOE) på kostnader til drift- og vedlikehold, riving, utvikling og investering for eksempelkraftverket. Kakediagrammet til høyre viser kostnadsfordelingen for energikostnaden i prosent over levetiden. Det er brukt 4% kalkulasjonsrente.

For å få et bilde av hvordan energikostnaden varierer når ulike kostnader og parametere varierer er det gjennomført en enkel sensitivitetsanalyse som er gjengitt i Figur 5-18. Her er en og en parameter (brukstid, rente, levetid, drift-og vedlikehold og investeringeskostnad) endret med faktoren på x-aksen. Kurvene viser variasjon i energikostnaden ved variasjoner av de ulike parameterene.



Figur 5-18 Variasjon i energikostnad (LCOE) gitt i NOK/kWh når brukstid, drift- og vedlikehold, rente, investeringeskostnader og levetid varierer (en faktor om gangen). Variasjonsfaktoren er gitt på x-aksen, utgangspunktet (variasjonsfaktor=1) er gitt av eksempelkraftverket forklart tidligere i dette kapittelet.

Av dette fremgår det at energikostnaden reduseres med henholdsvis 10 og 16 prosent dersom levetiden økes til 25 og 30 år. Den totale energikostnaden er også svært avhengig av hvilken kalkulasjonsrente som velges. Dette vil gjelde for alle investeringstunge teknologier. Dersom renten økes til 10 % øker energikostnaden med over 50 prosent, med 6 prosent rente øker energikostnaden over levetiden med 15 prosent i forhold til utgangspunktet.

På kostnadssiden vil en reduksjon i investeringskostnadene med 20 prosent (til 26 700 NOK/kW) gi en reduksjon i energikostnaden på 14 prosent (0,86 NOK/kWh) når alt annet holdes konstant. Drifts- og vedlikeholdskostnadene har mindre betydning for den totale produksjonskostnaden. Her vil en reduksjon på 20 prosent redusere energikostnaden med fem prosent (0,95 NOK/kWh).

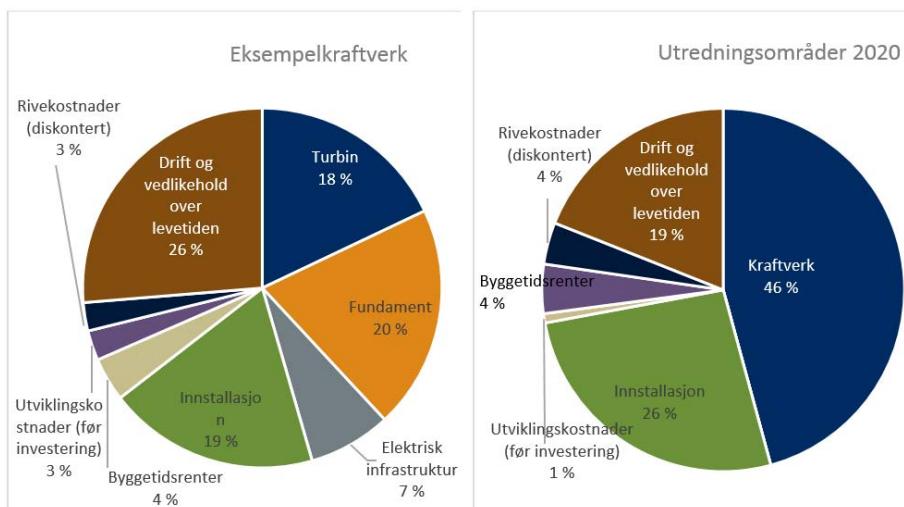
Dersom produksjonen forbedres med 10 prosent reduseres energikostnaden til 0,9 NOK/kW (med 9 prosent). Tilsvarende ved 20 prosent forbedring i produksjonen, reduseres energikostnaden med 17 prosent til 0,8 NOK/kWh.

5.3.6 Teknologisk utvikling og lærekurver

De norske vindressursene er svært gode, noe som betyr at man i Norge har gode sjanser for høy kraftproduksjon per MW installert vindkraft. Samtidig har man også dypere havområder enn det som til nå er bygget ut i Europa i kort avstand fra land. Kostnadene for havvindkraft i dag er avhengig av avstand til land og havdyp, noe som indikerer at norske havvindkraftverk vil kunne møte høyere investeringskostnader enn andre land, i alle fall så lenge det er snakk om bunnfaste konsepter. Det er i dette kapittelet tatt utgangspunkt i erfaringstall fra utbyggete kraftverk og utredninger som er gjort for norske havområder, deriblant et kostnadsestimat for utbygging i 15 norske havområder.

Estimatet er gitt i 2013-kroner, men med en forventet kostnadsreduksjon frem mot 2020.

Energikostnadene for eksempelkraftverket 2014 og gjennomsnittsverdier for utredningsområdene i 2020 er vist i Tabell 5-9.

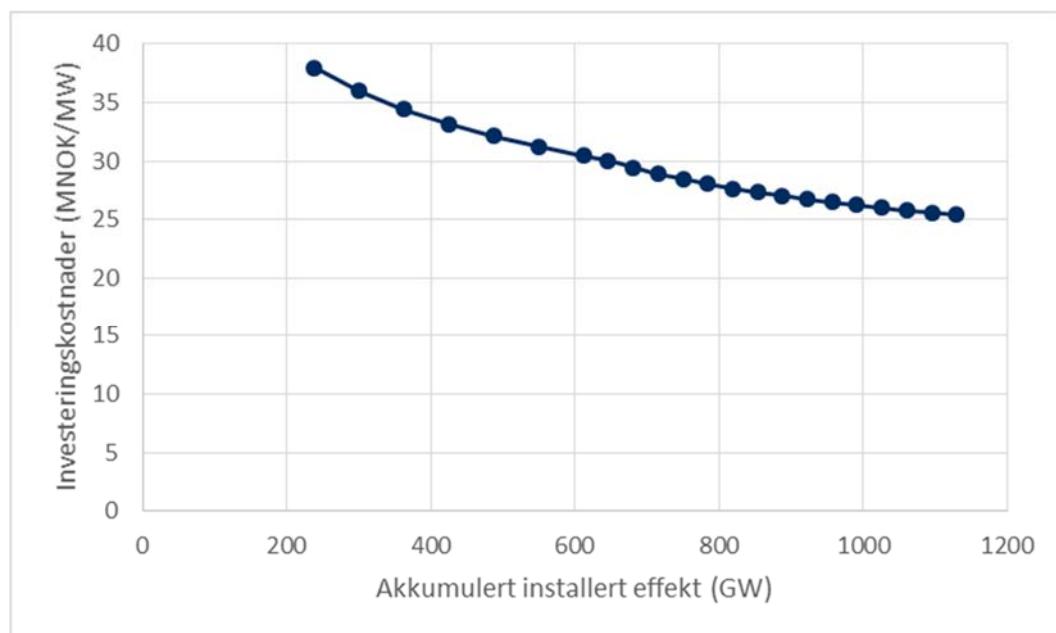


Figur 5-19 Fordeling av energikostnaden (LCOE) på kostnader til drift- og vedlikehold, riving, utvikling og investering for eksempelkraftverket (til høyre) og utredningsområdene (til høyre) i prosent over levetiden. Det er brukt 4% kalkulasjonsrente. I «kraftverk» inngår kostnader til turbin, fundament, elektrisk infrastruktur og installasjon.

Havvindkraft krever store investeringer i forbindelse med innkjøp av vindturbiner, fundament, elektrisk infrastruktur og installasjon av anlegget. Investeringskostnadene utgjør også en stor del av de totale kostnadene for et vindkraftverk beregnet over levetiden slik at en kostnadsutvikling knyttet til turbin, fundament og/eller installasjon vil påvirke den totale energikostnaden mye. Forventningene til kostnadreduksjoner er relativt høye, siden erfaringen med havvindkraftutbygginger er såpass begrenset.

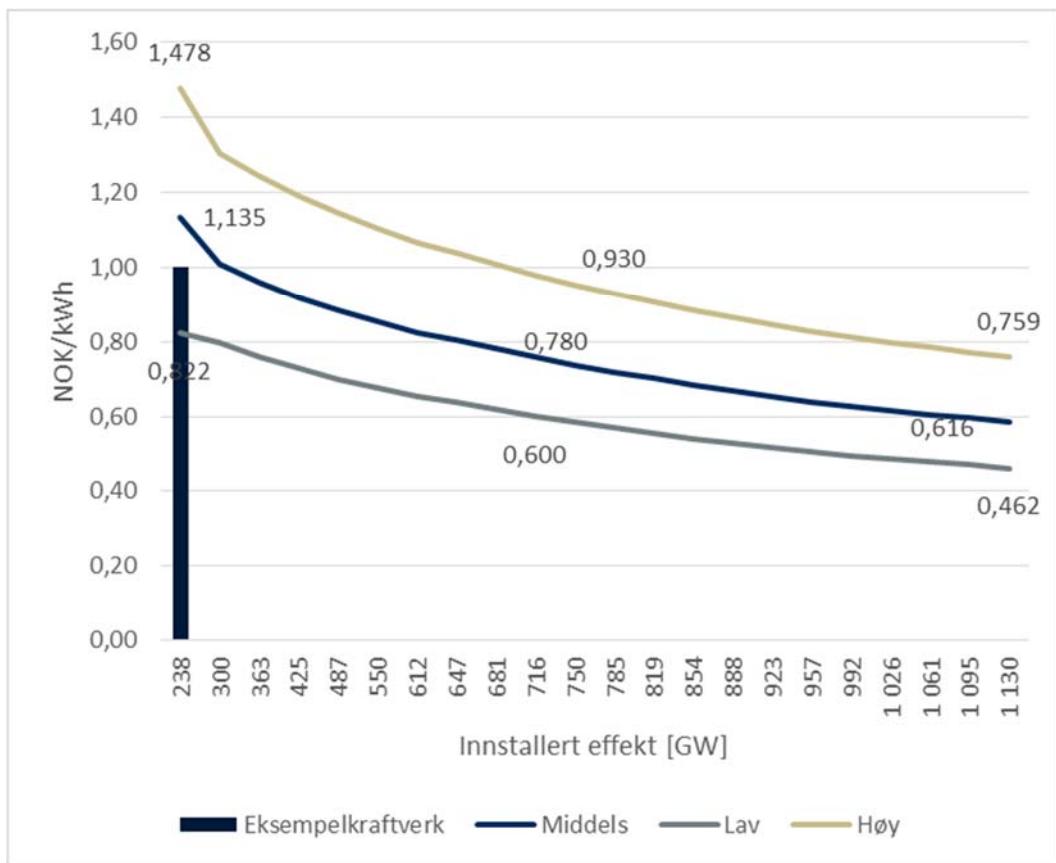
Effektivitetsforbedringer i turbinteknologien vil bidra til å senke investeringskostnadene per MW installert. Kostnader for fundament har dessuten potensial til å reduseres betraktelig dersom flytende konsepter blir kommersielt tilgjengelig. Flytende konsepter åpner for store materialbesparelser, enklere installasjon og vedlikehold og enklere masseproduksjon fordi bunnforhold påvirker konstruksjonen i mindre grad enn bunnfaste, enklere installasjon og vedlikehold. Drift og vedlikehold er på sikt forventet å utgjøre en mindre andel av totalkostnaden, fordi en finner mer spesialiserte løsninger finnes. Særlig fartøyene spesialdesignes, samtidig som turbinene utvikles slik at de krever mindre vedlikehold. Den store andelsredusjonen i drift og vedlikehold over levetiden i Figur 5-19 kan delvis også forklares med at det ikke er inkludert transmisjonskostnader for utredningsområdene.

Figur 5-20 viser en mulig lærekurve for investeringskostnadene til havvindkraft. Det er her antatt en lærerate på 15 prosent som etter hvert avtar til 10 prosent. Det er antatt at vindkraft på land og til havs har en felles global lærekurve og at forbedringer i teknologien på land i stor grad vil være gjeldene også i havet. Gitt denne lærekurven og en utbygging som antatt i «New Policy Scenario» i WEO (IEA, 2013) med mer enn en firedobling av verdens vindkraftkapasitet innen 2035, vil investeringskostnadene til havvindkraft i 2035 være redusert med ca. en tredjedel.



Figur 5-20 Mulig utvikling i investeringkskostnader for havvindkraft. 15% - 10% lærerate. Akkumulert effekt: all vindkraft sett under ett i verden

For å vise tilsvarende utvikling i energikostnaden er det antatt en reduksjon i drifts- og vedlikeholdskostnadene på 3 prosent per år, mens produksjonen forbedres med 1 prosent per år. Figur 5-21 viser resulterende utvikling i energikostnaden. Her er også eksempelkraftverket fra kapittel 5.3.5 vist. Det er laget et høyt, middels og lavt anslag i henhold til Tabell 5-9.



Figur 5-21 Utvikling i energikostnaden for havvindkraft. Antatt prosentvisforbedring av investeringskostnadene: 15 % - 10 % (lærerate), brukstid 1 % forbedring per år, drift og vedlikehold 3 % forbedring per år.

Tabell 5-10 Spesifisering av høy, lav og middels energikostnad

	Brukstid (timer/år)	Rente (%)	D&V (NOK/kWh)	Investeringsekostnader (NOK/kW)	Levetid (år)
Lav	4332 (+14%)	4 %	0,21 (-20%)	30 400 (-20%)	20
Middels	3800	6 %	0,26	38 000	20
Høy	3420 (-10%)	10 %	0,32 (+20%)	45 600 (+20%)	20

Teknologisk utvikling kommer ikke av seg selv, og kostnadsutviklingen følger heller ikke teoretiske kurver om kostnadsreduksjon. Men avhengig av hvor mye som bygges ut vil havvindkraft ha potensial til å nå en energikostnad på mellom 0,5 og 0,8 NOK/kWh ved

de forutsetningene som er gitt i dette kapittelet om lærekurver, prosentvis fordeling og utbygging. I så fall vil energikostnaden over levetiden reduseres med mellom 20 og 50 prosent sammenlignet med referansekraftverket.

5.4 Biokraftverk

Bioenergi spiller en viktig rolle i energiforsyningen i Norge. Årlig bruk av bioenergi i Norge økte fra 10 TWh i 1990 til 18 TWh i 2012. Ved i husholdninger utgjør den største andelen av bruk av bioenergi, etterfulgt av flis, avlut og rinvingsvirke brukt som brensel i produksjonsprosesser i industrien. Bruk av både flis og biobasert avfall som brensel i fjernvarmeanlegg har også økt. Biodrivstoff ble først tatt i bruk i 2006 og økte til 1,5 TWh i 2012.

I dette kapittelet beskrives kostnader for biobaserte anlegg som produserer bare kraft. Kostnader for anlegg som produserer både kraft og varme beskrives i kapittel 6.

5.4.1 Teknologi, kraftproduksjon og ressursgrunnlag

Bioenergi er energi som frigjøres ved forbrenning/omforming av forskjellige typer biologisk materiale. Energiproduksjonen kan også foregå ved omdannelse av biomasse gjennom forgassing, pyrolyse, våtoksidasjon eller biologisk omforming.

Biomasse foredles via mekaniske, termokjemiske eller biologiske prosesser til biobrensel som brukes videre til produksjon av kraft, varme eller til transportformål.

Produksjon av biokraft i Norge skjer i dag hovedsakelig i dampturbiner/dampmotorer ved direkte forbrenning av biomasse. Produksjonen skjer typisk i kraftvarmeanlegg som produserer *både* kraft og varme (beskrevet i kapittel 6). Slike anlegg er aktuelle i fjernvarmesystemer og treforedlingsindustri, som har både tilgang til rimelig brensel (for eksempel rest- og biprodukter) og stabilt etterspørsel etter produsert varme.

Biogass produsert/konvertert via anaerob nedbrytning og syntesegass produsert via gassifisering av fast biomasse kan brukes i gasturbiner/gassmotorer. I Norge benyttes biogass fra deponier og bioreaktorer i gassmotorer.

Teknologiene som brukes for kraft- og kraftvarmeproduksjon ved forbrenning av fast biomasse er dampturbin, dampmotor, Organic Rankine Cycle (ORC) og stirlingmotor. Det kan også brukes gassformige og flytende biobrensler ved forbrenning i motorer og turbiner. Oversikt over de teknologiene som er aktuelle for kraft- og kraftvarmeproduksjon basert på biobrensel finnes i Tabell 5-11. Biokraftverk som produserer både kraft og varme beskrives videre i kapittel 6. I det følgende omtales kun biokrafverk som produserer kraft.

Tabell 5-11. Oversikt over aktuelle teknologier for kraftproduksjon og kraftvarmeproduksjon (CHP) basert på biomasse. Kilde: (Norheim, Eikrem, Bernhard, Sollnesnes, & Bugge, 2011) og (Skreiberg, 2011)

Teknologi	Arbeidsmedium	Aktuell skala	Modenhet
Dampturbin	Damp	500 kW _e -500 MW _e	Kommersiell
Dampmotor	Damp	100 kW _e - 1 MW _e	Kommersiell
Gassturbin	Gass	500kW _e -250 MW _e	Demonstrasjon for biomasse
Mikrogassturbin	Gass	30 – 250 kW _e	Demonstrasjon for biomasse
Gassmotor	Gass	10 kW _e – 75 MW _e	Kommersiell
Biomass Integrated Gasification Combined Cycle	Gass og damp	10 – 300 MW _{th}	Demonstrasjon for biomasse
Organisk Rankine syklus (ORC)	Organisk oljedamp	500 kW _e – 1 MW _e	Nær kommersialisering
Stirlingmotor	Luft, helium eller hydrogen	20 kW _e – 100 kW _e	Demonstrasjon for biomasse
Varmluftturbin (eksternt fyrt gassturbin)	Luft og helium	20 kW _e -1 MW _e	Forskning og utvikling
Gassbrenselceller	Elektroner	5 kW _e – 2 MW _e	Demonstrasjon for biomasse
Karbonbrenselceller	Elektroner		Forskning og utvikling
SOFT-GT	Elektroner og gass		Forskning og utvikling

Sammenlignet med dampturbinanlegg som benytter fossile brensler har dampturbinanlegg som benytter biomasse litt lavere varmevekslertemperaturer og dampturbinens innløpsttrykk og temperatur. Dette skyldes sporstoffer i biobrenselet (alkaliemetaller, svovel og klor), særlig klor- og kaliumforbindelser som forårsaker korrosjon og avsetning på varmevekslerne og annen nedstrøms utrustning. Unge biomassefraksjoner (gress, halm, bark, GROT) har større mengde av sporstoffer enn stammevedflis.

Kondensasjonsturbiner produserer kun kraft ved å hente ut så mye energi som mulig fra dampen. Avhengig av størrelse på anlegget og brenseltype, kan en kondensasjonsturbin utnytte opp til 25-40 prosent av energien i brenselet.

Biomasse kan også brennes sammen med kull i kullkraftverk (co-firing). Co-firing i storskala anlegg er en av de mest kostnadseffektive måtene å utnytte biomasse til kraftproduksjon på. Dette krever tilpasninger i form av forbehandlingssystemer og systemer for mating av brensel. Storskala kullkraftverk har høyere virkningsgrad enn kraftproduksjon basert bare på biomasse. Biomasse kan også forgasses først, for så å brenne gassen sammen med kull. Forgassing bidrar til å oppnå en mer kontrollerbar forbrenning sammenliknet med direkte forbrenning av biomasse sammen med kull.

Dampmotorer er aktuelle for kraftproduksjon i mellomstor skala. Virkningsgraden er avhengig av trykk og temperatur i dampen, og av om en benytter ett eller flere

ekspansjonstrinn. Virkningsgraden kan variere mellom 6 -12 % og 12-20 % for henholdsvis ettrinns- og flertrinns ekspansjon. En fordel med dampmotoren er at den har en flat virkningsgradskurve, og dermed gir en god utnyttelse av brenslet helt ned mot 30 % av nominell effekt.

Organisk Rankine Syklus (ORC) bruker organisk olje med lavt kokepunkt i stedet for damp. Dette gjør det mulig å bruke lavtemperatur varme til kraftproduksjon, for eksempel geotermisk varme eller røykgassvarme. Fordeler med ORC-teknologi er at dampkjelen ikke må trykksettes, og at det er lite slitasje på turbinen. Teknologien har gode dellastegenskaper, noe som betyr at virkningsgraden er forholdsvis høy også ved lav ytelse. Virkningsgraden ligger på rundt 15 %. Sammenlignet med andre teknologier er dette lavt, og på nivå med dampturbiner med samme ytelse. Investeringskostnadene knyttet til ORC er høye.

Dieselmotorteknologi kan brukes for deponigass, biogass fra gassifisering og pyrolyseprosesser, biodiesel og trepulver. En dieselmotor kan oppnå en elvirkningsgrad på 40 %. Ved bruk av varmen fra kjølevannet og eksosen kan total virkningsgrad ligge på 90 %.

Biogass kan brukes som brensel i gassturbiner, men dette er foreløpig lite utbredt. En gassturbin vil ha en virkningsgrad på ca. 30-35 % ved drift med høy last, men virkningsgraden faller mye ved produksjon på dellast. Biogass fra gassifisering må rennes for partikler og tjærestoffer, for å unngå tilsmussing og gjentetting av tilførselskanaler og forbrenningsutrustning. Fordeler med kraftproduksjon fra gassifisert biomasse fremfor forbrenning av faste biobrensler for dampproduksjon, er at en ikke trenger trykksatt dampkjel. Gassmotor eller gassturbin har høyere elvirkningsgrad og lavere utslipp sammenliknet med dampturbiner på samme størrelse.

Gassturbin kan også kombineres med dampturbin i en *Biomass Integrated Gasification Combined Cycle* (BIGCC), ved at varme fra eksosen brukes til å produsere damp til dampturbinen. Slike anlegg kan oppnå høyere elvirkningsgrad enn for gassturbin alene.

Stirlingmotorer har en fordel sammenliknet med de andre stempelmotorene ved at forbrenningen ikke skjer inne i motorsylindrene, men på utsiden. Dette gjør det mulig å bruke et bredere spekter av biobrensler, inkludert fast biobensin. I tillegg er det lettere å kontrollere forbrenningsprosessen. Virkningsgrader for kraftproduksjon kan ventes å ligge på 20-30 %. På grunn av mulig forurensning og korrosjon i varmeveksleren på varm side, stilles det krav til brenselets renhet.

I brenselceller konverteres den kjemiske energien i brenselet direkte til elektrisk energi, og brenselcellene kan dermed oppnå høye virkningsgrader. Brenselcellen kan benytte biogass og alkoholer, men er følsomme for urenheter i brenselet. Brenselceller er beskrevet i kapittel 5.7.

5.4.1.1 Ressurspotensial i Norge

I 2012 ble det brukt om lag 18 TWh bioenergi i Norge (Melbye, Rørstad, & Killingland, Bioenergi i Norge, 2014-41). Utover husholdninger, som bruker 7 TWh bioenergi, hovedsakelig ved, er det skogsindustri og fjernvarme som er de største forbrukere av

bioenergi, henholdsvis 4,7 TWh og 3,5 TWh. Skogsindustrien er som regel selvforsynt med brensel i form av bi- og avfallsprodukter. Men billig og ofte lokalt tilgjengelig biobrensel benyttes også i fjernvarmeanlegg. Bioenergi til transport utgjør i dag ca. 1,5 TWh.

NVE vurderte potensialet for økt bruk av bioenergi i form av biobrensel (flis og biogass) for to scenarioer (Melbye, Rørstad, & Killingland, Bioenergi i Norge, 2014-41). Scenario 1 forutsetter en liten økning i avvirkning sammenliknet med dagens nivå, mens scenario 2 forutsetter en betydelig økning i avvirkning, opp til balansekvantum. Balansekvantum er den maksimale mengden tømmer som kan tas ut uten å måtte redusere framtidig avvirkning. Scenario 1 regnes som mer realistisk på kort- og mellomlang sikt (2020-2025) gitt dagens bruk av skog, dagens priser på tømmer og energi, samt dagens støttenivå. Ved økt bruk av trematerialer i bygg, som et utslippsreduserende tiltak, sammen med økt etterspørsel etter fornybar energi kan scenario 2 bli mer realistisk på lang sikt.

Det realistiske potensialet for økt bruk av bioenergi er vurdert til 12-16 TWh/år i scenario 1 og 22-24 TWh/år i scenario 2, hvorav skog utgjør den største kilden. I scenario 1 utgjør GROT (greiner og topper) nesten hele potensialet fra skog. Ved økt avvirkning, opp til balansekvantum (scenario 2), blir mer rundvirke (av massevirkekvalitet) også tilgjengelig for bioenergiformål. Dette kommer i tillegg til GROT, som fortsatt utgjør den største andelen.

Disse estimatene tar ikke hensyn til endringer i ressurspotensialet på grunn av omstrukturering i treforedlingsindustrien. Nedleggelse i treforedlingsindustrien kan føre til mindre biprodukter, som kan brukes til energiformål. Samtidig blir en større andel tremasse tilgjengelig for bioenergi. Foreløpig har nedleggelse i treforedling ikke påvirket avvirkningsnivået, men det har ført til redusert import og økt eksport av trevirke. Eksportert trevirke inngår ikke i potensialtallene, men hvis betalingsvilligheten blir høy nok, kan hele eller deler av det eksporterte massevirket isteden benyttes til energiformål i Norge.

Det ble brukt 0,5 TWh biogass i Norge i 2013. Potensialet er estimert til rundt 2,5 TWh, og kommer i hovedsak fra husdyrgjødsel, halm og industrielt avfall. Biogass er en mer kostbar ressurs enn skogressurser på grunn av transportkostnader, større geografisk spredning og høyre grad av foredling.

5.4.1.2 Teknologiens modenhet og utviklingspotensial

Modenheten til teknologiene som er aktuelle for kraft- og varmeproduksjon basert på bioenergi er vist i Tabell 5-11. Disse teknologiene ble først tatt i bruk og utviklet for å anvende fossile brensler, og de fleste er godt utviklet for bruk av disse. Utfordringene ligger i å bruke disse teknologiene til biobrensel. Biobrenslene er ikke homogene, verken kjemisk eller fysisk, og egenskapene kan variere mellom forskjellige leveranser. Biobrensel har for eksempel varierende fuktighetsnivå, noe som stiller ulike krav til mer robuste og kompliserte askesystem for anleggene. Lavt askesmeltepunkt for halm og kommunalt avfall begrenser teknologivalg og kan kreve spesielle teknologiske

tilpasninger. Biobrensel er mer korrosivt enn fossilt brensel. Foredlet biobrensel vil ha mer forutsigbare egenskaper. Men foredlingen medfører også ekstra kostnader.

Dampturbiner og dampmotorer er kommersielt tilgjengelige teknologier. Det samme gjelder gassturbiner/motorer som benytter deponigass.

Dampturbiner for biokraftproduksjon er en godt utviklet teknologi. Potensialet er knyttet til å utvikle kostnadseffektive materialer for varmevekslere og nedstrøms utrustning for å redusere korrosjon og avsetning. Økt trykk og temperatur for slike materialer bidrar til økt elvirkningsgrad.

Dampmotorer er også en godt utviklet teknologi, men med begrenset potensial for videreutvikling. Det samme gjelder for gassturbiner. Utviklingspotensialet ligger i produksjon og rensing av biogass som har høy brennverdi og stabil sammensetning.

Gassifiseringsanlegg er ikke kommersielt tilgjengelig i Norge.

Gassmotorer for naturgass er langt på vei en utviklet teknologi. Lavere brennverdi i biogass fører til redusert virkningsgrad. Det er i tillegg større behov for vedlikehold, dersom en ikke bruker biogass som er renset på forhånd.

ORC er i tidlig kommersiell fase for biomasse. Teknologien utvikles og testes i storskala produksjon.

Stirlingmotorer er ikke fullt ut kommersielle. De er i utviklingsstadium for størrelser opp til 200 kWel. Utfordringene ved å ta i bruk biobrensel ligger i å redusere korrosjon og avsetning på varm side av varmeveksleren. Eksternt fyrt gassturbin har de samme utfordringene, og er under forskning og utvikling.

Brenselceller er en teknologi som fortsatt er under utvikling. Det ligger et forbedringspotensial i å øke kvaliteten til biogassen og utvikling av materialer som tåler høy urenhet i brenselet.

I løpet av de siste årene har teknologier for kraftvarmeproduksjon fra biobrensel blitt videreutviklet. Bioenergi til kraftvarmeproduksjon er et betydelig satsingsområde i Finland, Sverige, Danmark og i store deler av resten av Europa. Dette gir forventninger om kostnadsreduksjoner og læring.

5.4.2 Kostnadsbeskrivelse

Kostnader for kraftproduksjon basert på biomasse varierer med teknologi og størrelse på anlegget, i tillegg til kvalitet og kostnader for tilgjengelig råstoff.

Dette kapittelet omhandler kostnader for dampturbinanlegg som produserer kun kraft (kondensasjonsanlegg). Kostnadene er beregnet for tre typer brensel: fuktig flis (50 % fuktighet), tørr flis (10 % fuktighet) og pellets. Det antas at anleggene benyttes til grunnlast. Utviklings- og rivekostnader er ikke inkludert i kostnadsanslagene for biokraftverk.

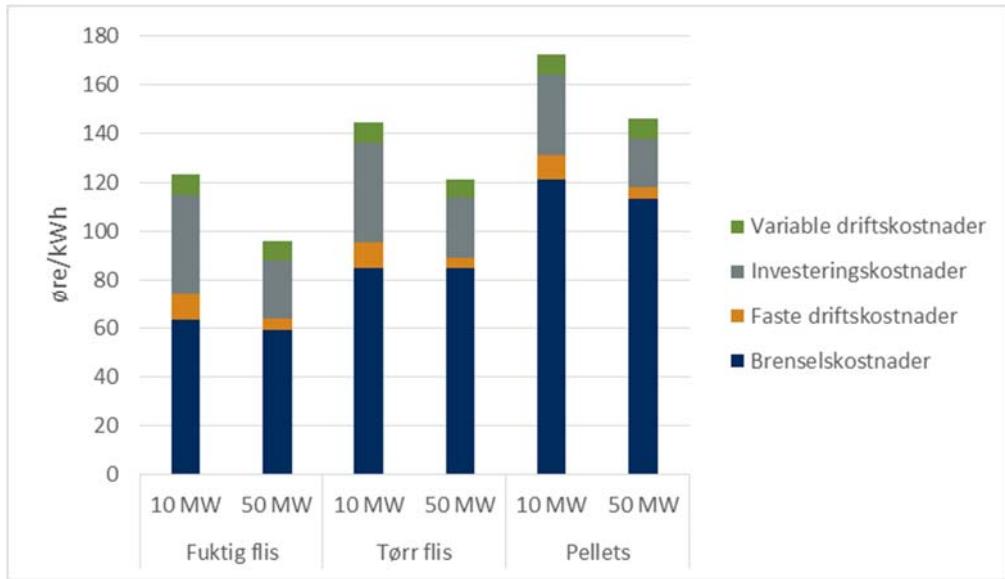
5.4.3 Beregning av energikostnad (LCOE)

Kostnader og forutsetninger for beregning av energikostnad for kraftproduksjon for biokraftverk er vist i Tabell 5-12. Fordeling av investeringskostnader er diskutert i kapittel 4.1.3.

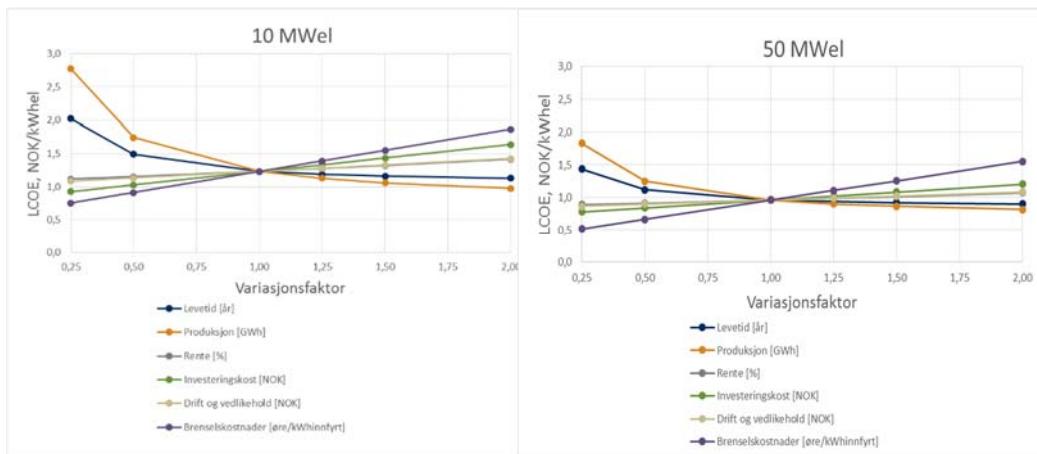
Tabell 5-12 Kostnader for biokraftverk. Kilde: erfaringstall fra Norconsult og Calambio.

Biokraftverk		Fuktig flis (50 %)		Tørr flis (10 %)		Pellets		
Ytelse	Enheter	MW _{el}	10	50	10	50	10	50
Elvirkningsgrad			28 %	30 %	29 %	29 %	29 %	31 %
Fullasttimer	timer/år	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000
Investeringeskostnader								
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}	29 900	18 000	29 900	18 000	24 000	14 400	
Byggekostnader	kr/kW _{el}	9 300	5 600	9 300	5 600	7 400	4 500	
Nettilknytning	kr/kW _{el}	230	170	230	170	230	170	
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	7 000	4 200	7 000	4 200	5 600	3 400	
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	3 814	2 298	3 814	2 298	3 059	1 846	
Sum investeringeskostnader	kr/kW _{el}	50 244	30 268	50 244	30 268	40 289	24 316	
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	840	360	840	360	770	340	
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh _{el}	1,53	1,43	0,75	0,75	0,74	0,69	
Brenselspris	øre/kg	39,66	39,66	110,4	110,4	161,0	161,0	
NOx-avgift	øre/kWh	1,19	1,11	1,05	1,02	1,09	1,02	
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh _{el}	61,91	57,78	83,81	83,78	120,05	112,31	
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _{el}	8,5	7,8	8,4	7,6	8,4	8,4	
LCOE	øre/kWh _{el}	122,4	95,3	144,4	121,4	172,1	145,9	

Resultatet av beregningene av energikostnader for tre typer biobrensler er vist i Figur 5-22. Figuren viser at brenselskostnadene utgjør cirka halvparten av energikostnaden for anleggene på 10 MW, og en noe mindre andel for de større anleggene. Energikostnaden for store anlegg er mer følsom for endringer i brenselspriser enn de små anleggene, mens det er motsatt for investeringeskostnader (se Figur 5-23). Følsomhetsanalyse viser at i tillegg til brensels- og investeringeskostnader er energikostnad (LCOE) følsom for produsert energi (fullasttimer).



Figur 5-22. LCOE for biokraftverk fordelt på investerings-, drifts- og brenselskostnader.



Figur 5-23 Følsomhetsanalyse for LCOE for biokraftverk.

5.4.3.1 Prosjektspesifikke kostnader

Kostnadene som er presentert her er kostnader for nye og komplette anlegg med alle servicefunksjoner inkludert. Det kan være store variasjoner i investeringeskostnader på grunn av at anleggene må tilpasses stedspesifikk etterspørsel etter varme (og kraft), eksisterende infrastruktur og tilgjengelig areal, både for hele anlegget og for biomasselagring. Lokale miljøkrav kan påvirke investeringeskostnadene. Behov for akkumulatortank eller røykgasskondensering bidrar også til variasjoner i investeringeskostnadene. Biobrensel er ikke homogent. Sammensetningen av brenselet varierer mellom forskjellige typer brensel. Men også for samme type brensel kan sammensetningen variere fra leveranse til leveranse. Dette fører til at ulike leveranser kan ha forskjellig askeinnhold, størrelse, fuktighetsgrad osv. Det er generelt dyrere å investere i anlegg som er designet for å utnytte flere typer biobrensel. Levetiden er beskrevet i metodekapittelet.

5.4.4 Fremtidig kostnadsutvikling

Forventet kostnadsutvikling kan uttrykkes i lærerater som viser kostnadsreduksjon ved dobling av installert effekt eller produksjon. Læreratene varierer med teknologimodenhet. Umodne teknologier har ofte større potensial for kostnadsreduksjon. Lærerater for samme teknologi varierer over tid, og det må tas hensyn til dette når man anvender historiske lærerater.

Bioenergi omfatter mange teknologier med forskjellig grad av modenhet (se kapittel 5.4.1). Analyse av kostnadsutvikling er komplisert på grunn av stor variasjon i kostnader som en følge av variasjon i biobrensel, teknologi, anleggsstørrelse og stedsspesifikke kostnader. Utviklingen kan skje både ved reduksjon av kostnader for biobrensel på grunn av forbedring i logistikk, bedre foredling av bioråvarer og ved reduksjon av investeringskostnadene. I tillegg vil erfaring bidra til reduksjon i driftskostnadene. Et bioanlegg når typisk fulldrift først etter noen år, når nødvendig erfaring med driften er oppnådd og oppstartsproblemer er løst. Historiske data for svenske kraftvarmeanlegg viser at kapasitetsfaktoren for kraftproduksjon øker fra 10 % til 40 % i løpet av de første ti driftsårene (Junginger, et al., 2006).

Bioenergi vil trolig spille en viktig rolle i bevegelsen mot lavutslippssamfunnet. Bioenergi kan brukes til produksjon av kraft, varme og til biodrivstoff. Bioråvarer kan lagres og bioenergiproduksjon kan tilpasses variasjoner i etterspørsel og balansere volatil energiproduksjon fra andre fornybare energikilder. I følge prognosérer fra IEA vil etterspørselen etter bioenergi øke med 450-900 Mtoe frem til 2035, fra 1 300 Mtoe i 2011 (IEA, 2013). Potensialet for å øke tilgangen til biobrensel ligger i at det tas i bruk flere biologiske restprodukter, mer bruk av avfall fra skogbruk, jordbruk, skog- og andre typer industri samt forbedring av eksisterende og utvikling av mer avanserte konverterings- og produksjonsteknologier.

Utviklingen innen konverteringsteknologi for biobrensel er i hovedsak knyttet til økt utbytte fra råstoff og forbedring av kvaliteten til biobrenselet. Dette er spesielt viktig for restprodukter og avfall. Mer homogent biobrensel gir en mer forutsigbar forbrenningsprosess, øker effektiviteten og reduserer utslippen i forbrenningen. Utvikling i konverteringsteknologier, som for eksempel torrefication, reduserer behovet for et spesifikt brenselhåndteringssystem, og dette vil igjen føre til en reduksjon av investeringskostnadene. Økt energitetthet kan redusere logistikkostnadene, siden det bidrar til reduksjon av transport- og lagringskostnader. Historisk lærerate for logistikk-kostnader for skogsflis i Sverige er estimert til 12-15 % for 1975-2003 (Junginger, Faaij, Björheden, & Turken, 2005). De viktigste driverne for den historiske kostnadsreduksjonen har vært læring ved hogst og utkjøring samt utvikling i fliseutstyr.

Tilgjengelig litteratur for lærerater for kraft- og varmeproduksjon basert på biomasse fokuserer på forbrenningsteknologien *fluidisert seng*. (Junginger, et al., 2006) estimerer en lærerate på mellom 7 og 10 % for slike anlegg, basert på internasjonale data fra 1975. Samme studie viser at kjelprisene sank enda raskere, med en lærerate mot 58 %. For kraftvarmeanlegg i fjernvarmesektoren i Sverige estimerer studien en lærerate på 8-9 % i perioden fra 1990 til 2002. Hoveddriverne i teknologiutviklingen var oppskalering, krav

til bedre miljøprestasjon og fleksibilitet i forhold til brensel (evne til å bruke brensel av varierende kvalitet).

OECD/IEA bruker en lærerate på 5 % for bioenergi ved beregning av kostnadene for kraftproduksjon mellom årene 2008 og 2035 (OECD/IEA, 2010). I denne sammenhengen omfatter bioenergi ressurser fra lavverdig biomasse, skog- og treavfall, avfall fra jordbruk og skogsindustri, avfall fra slakteri, fiskeindustri, husdyrgjødsel, avløpsvann og slam og matavfall. Biomasse til biodrivstoffproduksjon er ikke inkludert.

I følge IEA kan investeringskostnader for selve bioanlegget bli redusert med 20 % og virkningsgraden forbedret med 5 % innen 2030 (IEA, 2012). Typisk elvirkningsgrad i 2030 er prognosert å nå 16-20 % for anlegg mindre enn 10 MW, 23-38 % for 10-50 MW og 33-45 % for storskala anlegg over 50 MW. Som hoveddrivere nevnes standardisering av anleggsdesign og strengere standardisering for biobrensel. Det er også prognosert at gassifisering tas i kommersiell bruk og spiller en viktig rolle etter 2030.

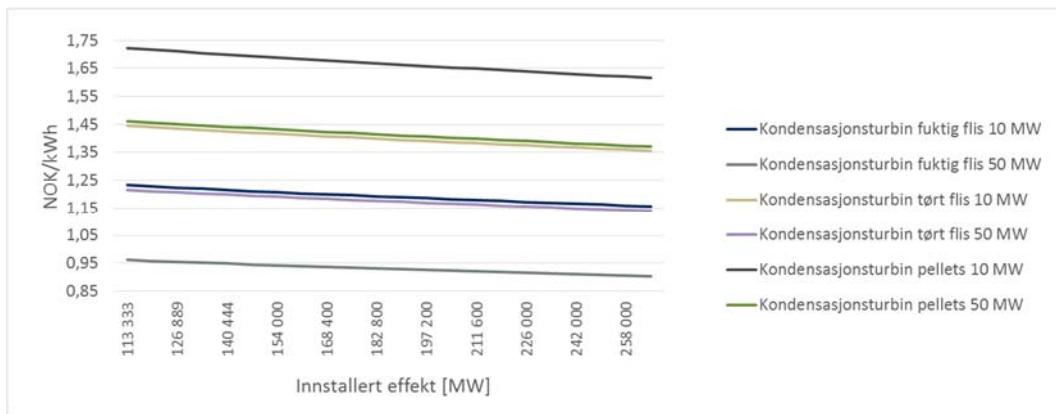
I denne rapporten er det begrenset til kostnadsutvikling for dampmaskiner i medium- og storskala biokraftverk. Som nevnt over er dampmaskiner en moden teknologi. Potensialet for kostnadsreduksjon er begrenset, og ligger i tilpasning og effektivisering av teknologien til bruk av biobrensel. Da verktøy og maskineri er en internasjonal handelsvare, kan man anta at investeringskostnadene synker i takt med læring på det globale markedet. Læring ved bygging og drift av anlegget skjer lokalt, men smarte løsninger kan importeres, og graden av erfaringsutveksling mellom landene kan derfor spille en viktig rolle for kostnadsutviklingen.

Det er valgt å bruke internasjonal utvikling i installert kapasitet for investerings- og driftskostnader, mens brenselskostnadene er antatt å bli liggende på samme nivå som i 2014 (se kapitel 4.3.1.6). Forbedring i konverteringsteknologi og logistikk bidrar til reduksjon i brenselskostnadene, mens økt etterspørsel etter biobrensel internasjonalt virker i motsatt retning.

Det er valgt å bruke en lærerate på 5 prosent for investeringskostnader. Driftskostnadene er antatt å følge samme trend. I tillegg er det lagt inn 5 prosent forbedring i elvirkningsgraden i 2030. Når man legger til grunn IEAs prognose om en økning i global installert effekt for biokraft fra 2014 til 2035 (IEA, 2013), utgjør kostnadsreduksjonen om lag 6 prosent (se Figur 5-24).

Reduksjonen på 6 prosent er ganske moderat sammenliknet med vind- og solkraft, som har både høyere lærerater og raskere utbyggingstakt. I tillegg viser rapporten *Medium-Term Market Report for Renewable Energy* for 2014 (IEA-SHC, 2014) at kraftproduksjon basert på biomasse ikke øker like mye som prognosene tilsa i 2013 (IEA, 2013). Det er verdt å nevne at bioenergiproduksjon kan tilpasses til variasjon i etterspørsel, mens vindkraft og solenergi er ikke regulerbare.

Den relativt flate kostnadsutviklingen skyldes også at det er antatt konstante brenselspriser fremover. Brenselskostnadene utgjør en vesentlig andel av de totale energikostnadene (se Figur 5-22), og fremtidige brenselspriser er derfor en svært viktig faktor for kostnadsutviklingen (som ikke kommer frem i Figur 5-24).

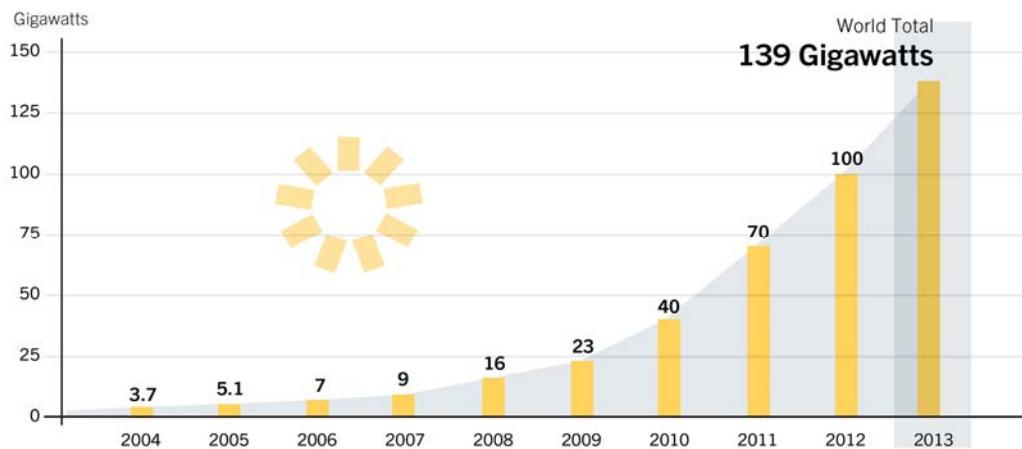


Figur 5-24. Utvikling i LCOE for biokraftverk.

Utviklingen for umodne teknologier (se Tabell 5-11) skjer raskere. For eksempel vil gassifisering med påfølgende kraftproduksjon i motor eller brenselceller kunne bli konkurransedyktig på lang sikt. De mest umodne teknologiene er imidlertid ikke i kommersiell bruk i dag, og det er stor usikkerhet knyttet til fremtidige kostnader. Kostnadene for umodne teknologier er ikke vurdert her.

5.5 Solstrøm

Globalt ble det i løpet av 2013 satt ny rekord for installert effekt på ett år for solceller (PV), hele 39 GW. Totalt var det ved utgangen av samme år installert en akkumulert kapasitet på 139 GW på verdensbasis. Til sammenligning var det installert cirka 4 GW akkumulert kapasitet i 2004. Denne økningen er illustrert i Figur 5-25 (EPIA, 2014).



Figur 5-25 Totalt installert solcelle- kapasitet på verdensbasis i perioden 2004-2013. Kilde: EPIA

5.5.1 Teknologi, kraftproduksjon og ressurser

Solceller lages av halvledermaterialer og produserer strøm når de blir eksponert for solinnstråling. Det finnes flere typer solceller, de viktigste er:

- Waferbaserte silisium solceller, med en markedsandel på opp mot 90 %. Disse kan deles inn i:
 - Monokrystallinske silisium solceller, effektivitet 20-24 %
 - Polykristallinske silisium solceller, effektivitet 14-18 %
- Tynnfilm-solceller, disse har lavere effektivitet enn wafer-baserte solceller, typisk rundt 8-12 %, og er teknologisk mer umodne. Markedsandelen er økende, kanskje særlig for bygningsintegrerte solceller (BIPV).

De mest vanlige solcellene er de polykristallinske. I praksis settes solcellene sammen til solcellemoduler bestående av cirka 60 solceller. Typisk størrelse på en PV-modul er omtrent 1 x 1,6 m.

Et PV-system består i hovedsak av solcellemoduler, vekselretter, styringssystem og annet elektrisk utstyr som kabler og sensorer. Størrelsen på PV-systemene varierer, det kan typisk deles inn i tre forskjellige typer:

- Enebolig, 0 - 10 kW_p
- Næringsbygg, 10 - 100 kW_p
- Frittstående bakkemonterte anlegg, > 100 kW_p

Ytelsen til en solcelle/modul angis i kW, det vil si solcellens ytelse under helt konkrete betingelser, såkalte «standardized test conditions» (STC), hvor lufttemperatur, solinnstråling og solspektrum er fast. Konkret kreves det en strålingsintensitet på 1000 W/m², lufttemperatur på 25 °C og lysspektrum på AM 1,5 det vil si det spektrumet som fås når sollyset går 1,5 ganger gjennom atmosfæren (skrå vinkel). Et anlegg på 10 kW_p vil altså yte 10 kW under disse spesielle betingelsene.

Solinnstråling er en av de viktigste faktorene når potensialet for utnyttelse av solenergi skal vurderes. Det største potensialet har de mest solrike stedene i verden med en solinnstråling på opptil 2500 kWh/m² år målt mot en horisontal flate. I Norge varierer innstrålingen fra ca 1100 kWh/m² år i sør til ca 700 kWh/m² år i nord. Solinnstrålingen som mottas utnyttes i hovedsak enten til produksjon av varme ved hjelp av solfangere (solvarme) eller til produksjon av elektrisitet ved hjelp av solceller (solstrøm).

5.5.2 Verdikjedestruktur og markedskrefter

Markedet for solenergi i Europa har endret seg kraftig de siste årene. Reduserte priser har ført til kraftig vekst i solkraftmarkedet. Prisfallet skyldes i stor grad overproduksjon av solceller på grunn av mange nye produsenter, ikke minst kinesiske aktører som bidrar aktivt til å holde prisene nede. Siden 2013 har imidlertid veksten flatet ut i Europa, mens Asia og Kina seiler opp som ledende i markedet.

Markedet for utnyttelse av solcelleteknologi har i mange år vært drevet av Tyskland. I 2010 vedtok Tyskland det politiske programmet Energiewende, som satte mål for energieffektivisering, redusert CO₂-utslipp og økt andel fornybar energi i Tyskland i 2050. Det ble i den sammenheng vedtatt store subsidieordninger for blant annet PV-installasjoner, noe som førte til at kapasiteten vokste dramatisk.

5.5.2.1 Status i Norge

Prisfallet på solceller er en av grunnene til økende interesse for solenergi i Norge, men andre grunner har også betydning. Nye krav til fornybar energiforsyning i tekniske forskrifter (TEK), energieffektivisering, energiproduserende bygninger (passivhus og plusshus) samt økende interesse for miljø bidrar til at solenergi blir mer aktuelt.

Den totale installerte effekten i Norge ligger på 10-11 MW_p. Det har vært en økning på ca. 1,7 MW_p hittil i 2014 (november), til sammenligning var veksten i 2013 på ca. 0,6 MW_p i 2013.

5.5.3 Kostnadsbeskrivelse

Den største kostnadskomponenten i et PV-anlegg er investeringskostnadene. Disse kan igjen splittes opp i materialkostnader og installasjonskostnader. I tillegg kommer kostander til drift og vedlikehold. Størrelsen og forholdet mellom kostnadskomponentene varier avhengig av størrelsen på anlegget.

5.5.3.1 Investeringskostnader

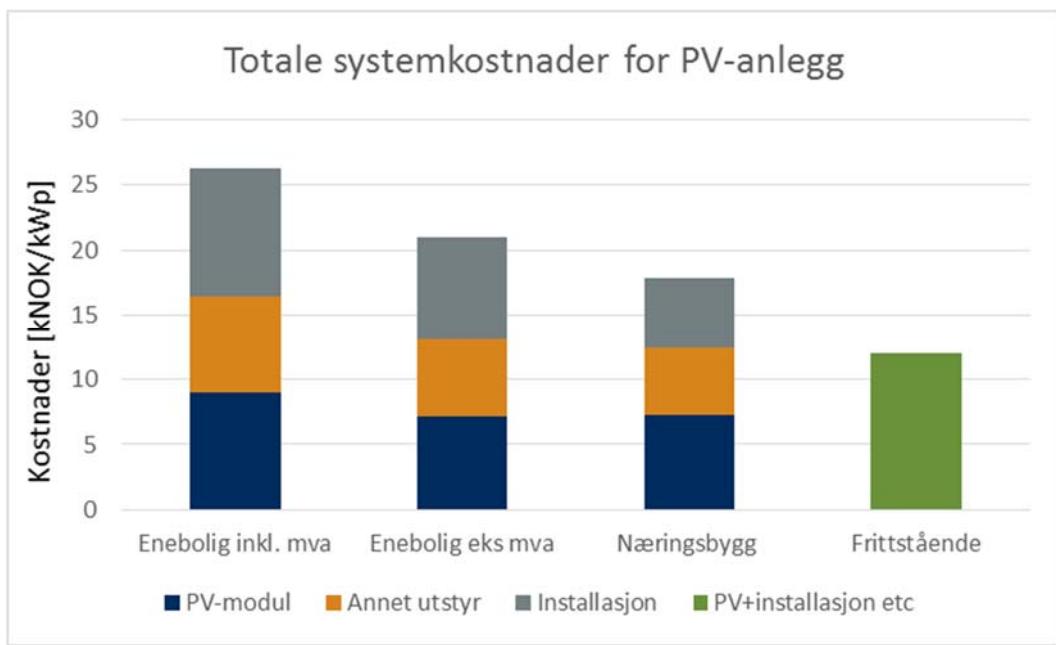
Det kreves relativt høye kapitalinvesteringer ved etablering av et PV-anlegg. Inntil for noen få år siden stod PV-modulene for mellom 70-80 % av de totale systemkostnadene, de resterende kostnadene omfatter vekselretter, styringssystemer, elektrisk og mekanisk utstyr samt installasjon. Prisfallet på solceller har ført til at modulene nå utgjør bare 40-50 % av totalinvesteringene. Prisene på de andre komponentene har også falt, men ikke like mye. Denne fordelingen baserer seg på tall hentet fra Tyskland (Fraunhofer ISE, 2013).

I Norge ses noe av det samme bildet, forskjellene er i hovedsak knyttet til at installasjonskostnadene er høyere. Dette skyldes i hovedsak et mer umodent marked, både leverandør og installatør, med også få installerte anlegg og dermed mindre erfaring blant handverkerne som installerer. Etterhvert som flere anlegg installeres kan det forventes at disse kostnadene vil synke.

Figur 5-26 viser investeringskostnadene fordelt på PV-modul, installasjon og diverse annet utstyr deriblant vekselretter. Kostnadene er vist for tre typer solcelleanlegg; enebolig, næringsbygg og frittstående anlegg. Kostnadstallene er i hovedsak hentet fra *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013* (Enova, 2013), som også gir flere detaljer enn det som er presentert her. Tall fra rapporten viser at totale investeringskostnader for tre ulike typer anlegg er som følger:

- Enebolig 21 kNOK/kW_p (eks mva) / 26 kNOK/kW_p (inklusiv mva) ± 20 %
- Næringsbygg 18 kNOK/kW_p ± 10-30 %
- Bakemonterte 12 kNOK/kW_p ± 20 %

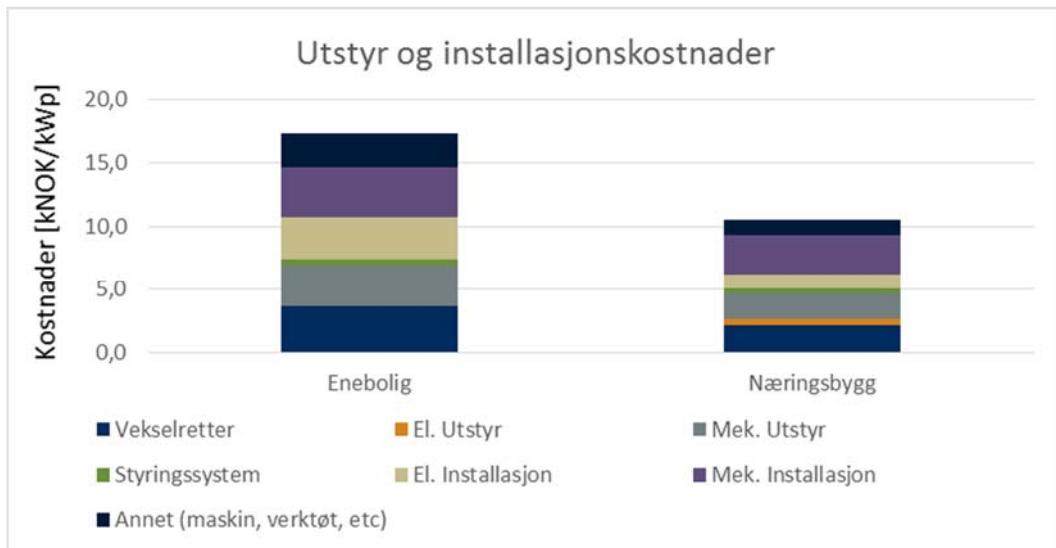
Tallene viser at PV-modulene utgjør cirka 34 % av totalkostnadene for eneboliger, mens for næringsbygg utgjør de 41 %. For frittstående anlegg har det ikke vært mulig å skille på de forskjellige kostnadskomponentene.



Figur 5-26 Totale investeringskostnader for forskjellige typer solcelleanlegg fordelt på PV-modul, installasjon og diverse annet utstyr deriblant vekselretter.

Installasjonskostnadene utgjør 30-40 % av de totale investeringskostnadene, som vist i Figur 5-26. Dette fordeler seg i hovedsak på kostnader til vekselretter, mekanisk og elektrisk utstyr, styringssystem og mekaniske og elektriske installasjonskostnader.

Fordelingen mellom de forskjellige komponentene er vist i Figur 5-27, hvor vekselretter og mekanisk installasjon skiller seg noe ut.



Figur 5-27 Detaljerte utstyr- og installasjonskostnader for forskjellige typer PV-anlegg.

5.5.3.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader for PV-anlegg utgjør en forholdsvis lav andel av energikostnaden. Det er antatt 0,5 % av investeringskostnaden for eneboliger, 1,5 % for næringsbygg og 2,5 % for frittstående anlegg (Enova, 2013).

5.5.3.3 Levetid og reinvestering

Et solcelleanlegg regnes å ha en økonomisk levetid på ca. 20 – 30 år, men ofte kan den reelle levetiden være lengre. Vekselrettere har ofte kortere levetid enn modulene og må ofte skiftes i løpet av tiden anlegget er i drift. Det er i denne rapporten ikke regnet med utskifting av vekselretter. I de følgende kostnadsberegningene er det antatt 25 års levetid.

5.5.4 Beregning av energikostnad LCOE

De viktigste faktorene som inngår i beregningene av energikostnad over levetiden er investeringskostnader, produsert energi, diskonteringsrente og drifts- og vedlikeholdskostnader. Investeringskostnadene vil variere avhengig av anleggstype og størrelse, som beskrevet i foregående kapittel. Produsert energi fra et solcelleanlegg avhenger av mengden solinnstråling det mottar, som igjen avhenger av geografisk plassering.

I tillegg til forutsetningene presentert i kapittel 5.5.3 er beregningene av energikostnad basert på følgende forutsetninger:

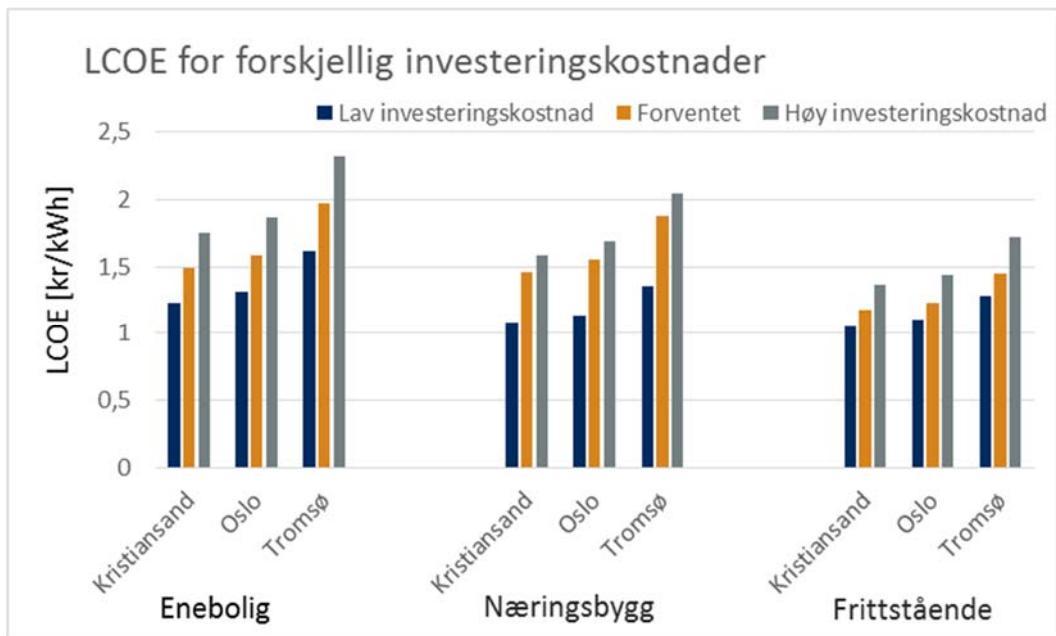
- Kalkulasjonsrente – 4 %
- Hellingsvinkel 30-40 grader
- Solinnstråling – 965 kWh/m²år, 876 kWh/m²år, 700 kWh/m²år i horisontalplanet for henholdsvis Kristiansand, Oslo og Tromsø

Beregningene av energikostnadene tar utgangspunkt i eksempler på typiske anleggsstørrelser for enebolig, næringsbygg og frittstående. Det er også vist representative utfallsrom ved å variere både investeringskostnadene og geografisk plassering. Investeringskostnadene er presentert for tre nivåer; lav, middels og høy investeringskostnad (Enova, 2013). Ressursgrunnlaget er basert på representative innstrålingstall for Kristiansand, Oslo og Tromsø.

Resultatene av beregningene vist i Tabell 5-13 for Oslo, og Figur 5-28 for Oslo, Kristiansand og Tromsø.

Tabell 5-13 Energikostnaden over levetiden (LCOE) for forskjellige typer PV-anlegg og investeringskostnader i Oslo

Systemtype	LCOE -lav investeringskostnad [NOK/kWh]	LCOE - middels investeringskostnad [NOK/kWh]	LCOE - høy investeringskostnad [NOK/kWh]
Enebolig	1,31	1,59	1,87
Enebolig (5 kW _p) – inkl. mva	1,59	1,94	2,29
Næringsbygg (100 kW _p)	1,13	1,55	1,69
Frittstående (1000 kW _p)	1,10	1,23	1,44

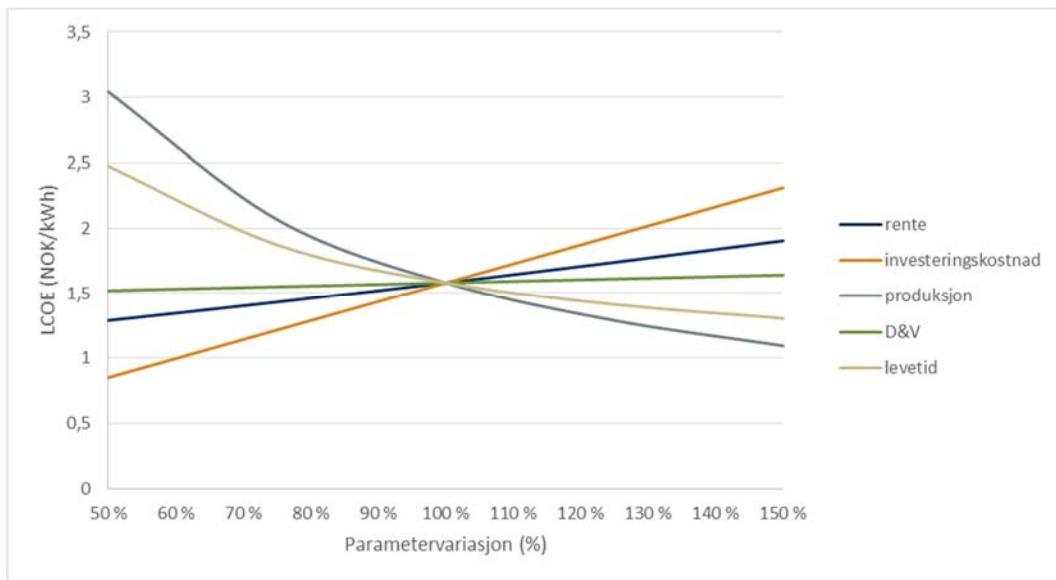


Figur 5-28 LCOE for tre scenarier med lav, medium og høy investeringskostnad og forskjellig solinnstråling.

Figuren viser hvordan energikostnadene avtar med økende størrelse på anleggene. Likeså øker energikostnadene når solinnstrålingen avtar. Frittstående anlegg er de mest konkurrsedyktige med en energikostnad fra 1,1 – 1,4 kr/kWh avhengig av geografisk plassering. Det er viktig å understreke at disse kostnadene ikke inkluderer kostnader forbundet med arealer (grunnervervelse) og nettilknytninger og er dermed ikke direkte sammenlignbare med energikostnadene for solcelleanlegg i tilknytning til eneboliger og næringsbygg. Energikostnadene for enebolig i Oslo ligger på ca. 1,6 kr/kWh (eks. mva) og for næringsbygg på ca. 1,7 kr/kWh. Årsaken til at anlegg tilknyttet næringsbygg har høyere energikostnader enn eneboliganlegg er knyttet til drifts og vedlikeholdskostnaden, som er forholdsvis lav for eneboliger.

5.5.4.1 Følsomhetsanalyse

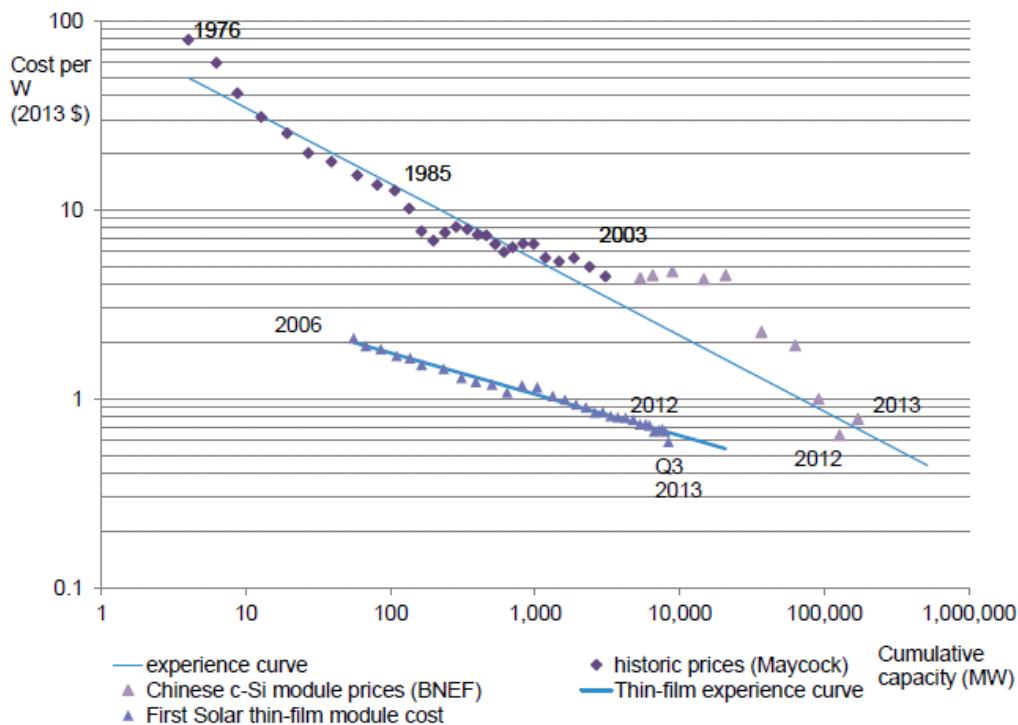
Det er foretatt en følsomhetsanalyse med hensyn til produksjon, levetid investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader (D&V) og kalkulasjonsrente med utgangspunkt i et eneboliganlegg (medium scenario i Oslo, se Tabell 5-13). Dette er gjort på generell basis for å vise hvordan energikostnaden (LCOE) varierer ved variasjon av disse parameterne. Figur 5-29 under viser at energikostnaden avhenger sterkest av produksjonen, som igjen er avhengig av geografisk plassering. I tillegg avhenger energikostnaden i stor grad av investeringskostnadene. Fallende priser fra solcellemoduler de siste årene har derfor hatt stor betydning for energikostnaden. Kostnadene for drift og vedlikehold har minst betydning for LCOE verdiene.



Figur 5-29 Følsomhetsanalyse for energikostnaden (LCOE) for et lite PV-anlegg for enebolig

5.5.5 Lærekurver

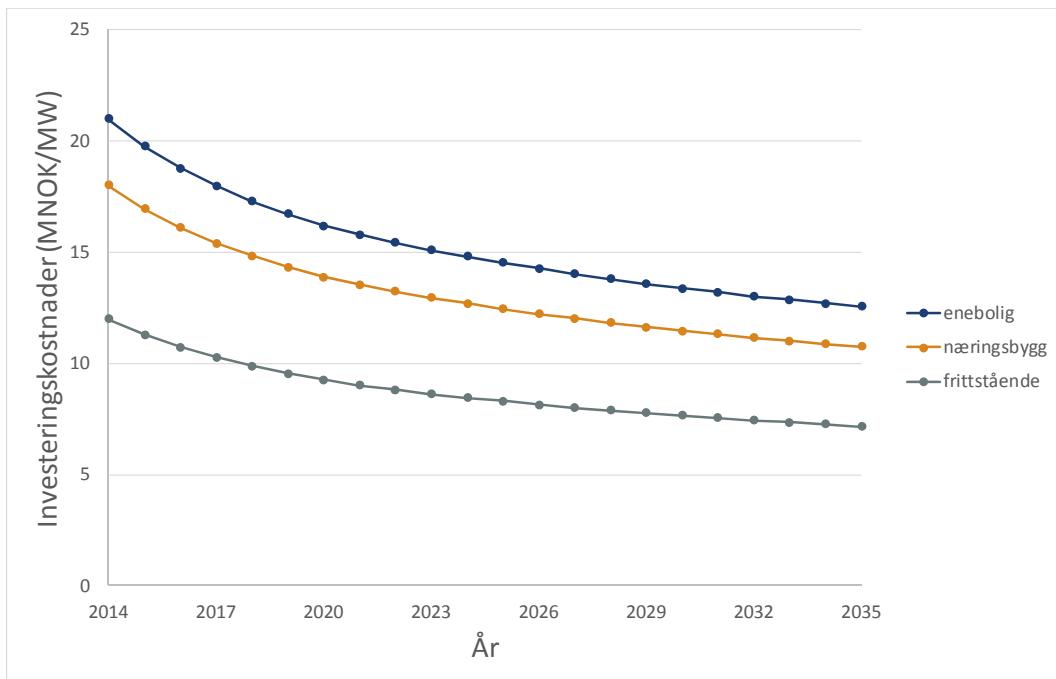
Kostnadene for PV-moduler har falt betydelig de siste årene. Dette skyldes i hovedsak at prisene på solcellemoduler har gått kraftig ned, men også bedre og mer effektiv teknologi og økt erfaring med installasjon har betydning. Figur 5-30 viser prisutviklingen for PV-moduler de siste 30 årene, samt lærekurver beregnet av Bloomberg New Energy Finance. Ut fra figuren ser man at priser per watt for solceller har falt fra ca. 80 USD/Watt i 1976 til under 1 USD/Watt i 2013. Lærekurven for PV modulene viser at modulprisene har falt med 20 % for hver dobling av kapasitet (akkumulert produsert moduler) de siste 30 årene, og dette stemmer godt med medianverdien for lærerater fra diverse studier på 21 % som er funnet i litteraturstudien *Modeling Technology Learning for Electricity Supply Technologies* (Bedilion, 2013).



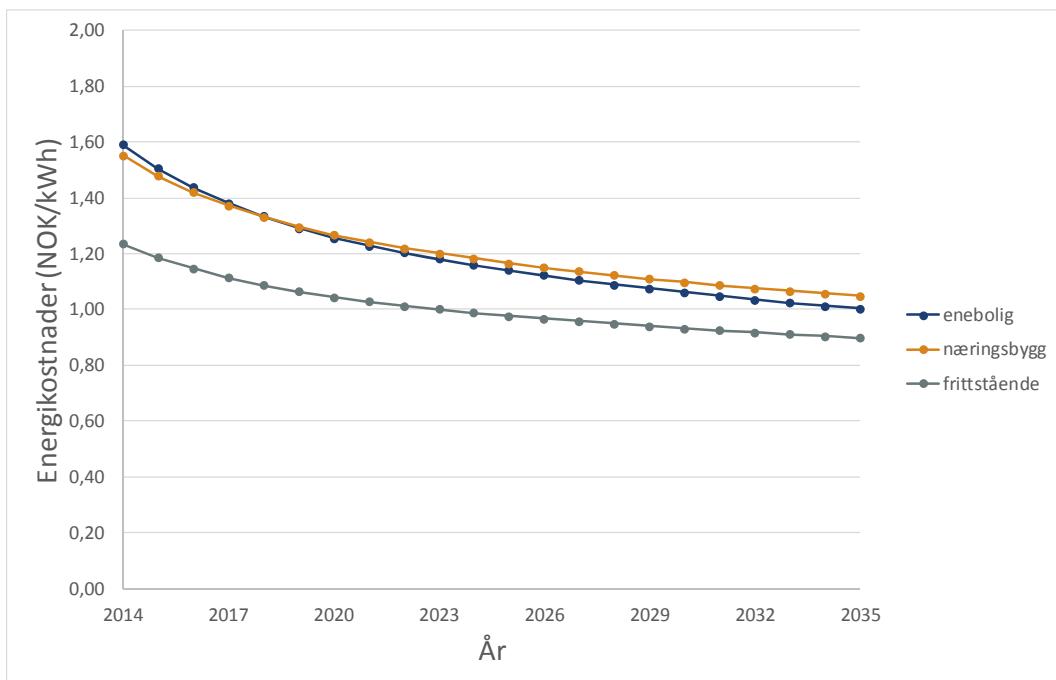
Figur 5-30 Historisk prisutvikling for PV-moduler i 2013 \$/W. Kilde: Paul Maycock, Bloomberg New Energy Finance

For å fremskrive totale investeringskostnader og resulterende energikostnader må man benytte en lærerate som representerer hele systemet, og ikke bare PV-modulene. I denne rapporten er det gjort en forenkling ved å anta den samme læreraten (20 %) for totale investeringskostnader som for PV-modulene. Dette er begrunnet med at det kan ventes en læring i installasjons- og utstyrskostnader også, gitt at det norske markedet for PV ikke kan anses som modent per 2014. Drifts- og vedlikeholdskostnader er holdt konstant.

Når det gjelder utvikling i effekt frem mot 2035 er det tatt utgangspunkt i IEAs World Energy Outlook New Policy Scenario, som spår en utvikling i installert effekt globalt til 690 GW i 2035 (IEA, 2013). Dette tilsvarer ca. en femdobling i installert effekt i forhold til den akkumulerte effekten i 2014. Med disse forutsetningene får man eksempler på fremtidig utvikling av investeringskostnader og energikostnader som vist Figur 5-31 og Figur 5-32.



Figur 5-31 Et eksempel på utvikling av investeringskostnader for solcelleanlegg, basert på New Policies Scenarioet til IEA [WEO 2013].



Figur 5-32 Et eksempel på utvikling i energikostnaden for solcelleanlegg, basert på New Policies Scenarioet til IEA [WEO 2013]

Med de forutsetningene som er lagt til grunn, får man en reduksjon i investeringskostnadene i 2035 på ca. 40 % for alle solcelleanlegg i forhold til 2014 kostnadene. Den tilsvarende reduksjonen i energikostnadene er på ca. 30 %. Årsaken til energikostnadene for anlegg tilknyttet næringsbygg ligger over eneboliger i 2035 er at det her foretas en reduksjon kun i investeringskostnader, mens det er antatt en vesentlig større andel drifts-kostnader for næringsbygg.

5.6 Kjernekraft

Det er ingen kraftproduksjon fra kjernekraftverk i Norge. Men kjernekraft utgjør en betydelig produksjon i det nordiske og europeiske kraftmarkedet. Kjernekraft kjennetegnes av store, kostbare installasjoner, med stabil drift og lave brenselkostnader. Det er omfattende skepsis til kjernekraft i mange land og store utfordringer med lagring av radioaktivt avfall. Likevel gjør kravet om globale kutt i utsipp av klimagasser at kjernekraft forventes å fortsette å spille en viktig rolle i det internasjonale kraftmarkedet.

5.6.1 Teknologi og kraftproduksjon

I et kjernekraftverk spaltes atomkjerner av uran i en kontrollert kjedereaksjon, det friges store mengder termisk energi og dette utnyttes til kraftproduksjon i en dampeturbin. Det finnes mange ulike reaktortyper og teknologier for kjernekraft. Operative kraftverk tilhører 2. generasjon, kraftverk som bygges i dag kalles 3. generasjon, og fremtidige 4. generasjonsteknologier er under utvikling.

Kjernekraft var tidligere hovedalternativet til fossil kraftproduksjon. Etter store utbygginger på 60- og 70-tallet har det etter Tsjernobyl-ulykken i 1986 blitt bygget få reaktorer. På bakgrunn av internasjonale avtaler om reduksjon av klimagassutslipp var kjernekraft ventet å få en renessanse. Men ulykken ved det japanske kjernekraftverket Fukushima i 2011 førte igjen til økt skepsis. Flere land har besluttet å avvike sin nukleære kraftproduksjon, mens andre har stoppet videre utbygging. Likevel antar IEA at kjernekraft vil få en økt betydning i fremtidens kraftforsyning da dette er en av få muligheter til kraftproduksjon i stor nok skala til å redusere globale CO₂-utslipp. Det vesentligste av fremtidig utbygging er ventet i land utenfor OECD. Kjernekraft er ikke ansett som politisk aktuelt i Norge.

Det er i dag 435 operative sivile kjernekraftverk for kraftproduksjon i verden og 71 anlegg er under oppføring (inkludert ombygginger). (World Nuclear Association, 2014)

I Europa er bare få kjernekraftverk under bygging. Finland bygger sitt femte kjernekraftverk (Olkiluoto 3), som er basert på den nye EPR-reaktoren (Evolutionary Power Reactor). Dette blir Europas første 3. generasjons kjernekraftverk. Anlegget ble påbegynt i 2005, men er sterkt forsinkel. Ferdigstillelse estimeres nå til 2016, med oppstart i 2018. Flere kraftverk er under utbygging, vesentlig i Asia, og en rekke verk som er i drift skal moderniseres.

Kjernekraft egner seg best for stabil kraftproduksjon (base load), og kan i liten grad respondere på endret pris eller etterspørsel. Anleggene er i kontinuerlig drift, og stoppes normalt bare for planlagt vedlikehold.

Kjernekraft utgjorde i 2013 11 % av global kraftproduksjon med en installert kapasitet på 392 GW. IEA forventer at den globale kapasiteten øker med 60 % til 624 GW innen 2040, og da vil utgjøre 12 % av global kraftproduksjon (IEA, 2014). Norge har ikke egen kjernekraftproduksjon, men i det nordiske kraftmarkedet utgjorde kjernekraft 12 GW i 2011, eller 12,4% av kraftproduksjonen (IEA-RETD, 2013).

Kjernekraft utgjør en stor andel av kraftproduksjonen i flere land i Europa (IEA, 2010):

• Frankrike	75 %
• Sverige	38 %
• Finland	33 %
• Tyskland	27 %
• Storbritannia	18 %

5.6.2 Verdikjedestruktur

Det bygges få kjernekraftanlegg, markdet er internasjonalt og preges av en håndfull aktører. Hvert kraftverk er forskjellig, og deler og utstyr er spesialbygget. Dersom antallet reaktorer økes vil noe stordriftsfordeler kunne oppstå, slik man har sett for reaktorer i asiatiske markeder, men som tidligere beskrevet er det lite som tyder på stor utbygging i Europa. Størrelsen på kraftverkene og sikkerhetsforanstaltningene medfører svært store anleggsarbeider som må gjøres lokalt og dermed er avhengig av det lokale lønnsnivået.

5.6.3 Kostnadsbeskrivelse og beregning av LCOE

Bygging av kjernekraftverk er forbundet med store kapitalkostnader. Anleggene er svært store og krever lang planleggingstid og byggetid. Prosesen fra vedtak om bygging til ferdig igangsatt anlegg har i enkelte tilfeller tatt mer enn 10 år. Tiden fra byggestart til ferdigstillelse er her antatt å være 8 år.

Kapitalkostnadenes andel av totalkostnadene varierer på bakgrunn av nasjonale støttesystemer, finansieringsordninger og subsidierte renter. Produktionskostnadene for de enkelte verk kan variere avhengig av anleggenes alder, driftstid o.l.

Aktuelle kostnadsdata er oppgitt i Tabell 5-14. Kostnadstallene er befeftet med stor usikkerhet da kun få kjernekraftverk er under bygging eller har vært bygget i Europa i den senere tid. Det er få publiserte kostnadstall, og det er i flere tilfeller usikkert om tallene inkluderer byggetidsrenter eller regnes som «overnight cost». Investeringskostnadene i tabellen bygger på en samlet vurdering av tilgjengelige tall fra anlegg under bygging (Norconsult, 2014), (Elforsk, 2011). Kjernekraftverket som er under bygging i Finland vil få en installert ytelse på 1600 MW_{el} (4500 MW_{termisk}) og koste ca 63 milliarder kr i henhold til de siste offentliggjorte kostnadsanslagene (høsten 2012). Et tilsvarende anlegg bygges i Flamanville i Frankrike. Prosjektet har medført over 50 % kostnadsoverskridelser, og de forventede kostnadene ble i 2012 oppjustert til ca. 63 milliarder kr. Anlegget ble påbegynt i 2006, og forventet ferdigstillelse er utsatt til 2016.

I Storbritannia planlegges et EPR-anlegg kalt Hinkley Point C, bestående av 2 stk 1600 MW_{el} reaktorer. Det franske kraftselskapet EDF har inngått avtale med britiske myndigheter om en fast garantipris på 0,85 kr/kWh (£92.5/MWh) (2012-valuta). Avtalen er kritisert fordi kraftprisen er om lag det dobbelte av dagens kostnader for fossil termisk kraftproduksjon. Anlegget er planlagt ferdigstilt i 2023 med driftstid på 60 år. Totale byggekostnader er anslått til 147 mrd kr. Investeringsbeslutning er ventet i løpet av 2014.

Samtidig bygges kjernekraftverk i Midtøsten og Asia til ned mot halvparten av de europeiske prisene. De store regionale kostnadsforskjellene skyldes blant annet lønnsnivå og valgt teknologi.

Driftskostnader er hentet fra faktiske kostnader fra svenske kjernekraftverk og korrigert til norsk prisnivå. For kjernekraftverk som er drift (ca. 435 stk) ligger elvirkningsgraden stort sett i overkant av 30 %. Det finske anlegget som er under bygging vil ha en virkningsgrad på 36 %. De 4. generasjons kjernekraftteknologiene som er under utvikling, skal arbeide ved prosesstemperaturer på 500 °C og høyere, og det er ventet at disse verkene vil kunne få en elvirkningsgrad på opp mot 50 %.

Prisen på uran har de siste årene gjennomgått store prisvariasjoner. Råvarekostnaden for uran utgjør under 50 % av brenselprisen, mens prosessen for foredling og anriking til ferdig brensel er mer stabil. Prisen, omregnet til energipris, har variert mellom 2 og 8 øre/kWh_{el}. Men dette har i liten grad påvirket kostnadene for produsert elektrisitet da energiprisen bare utgjør en mindre del av totalkostnadene (5-20 %). I beregningene i Tabell 5-14 er det lagt til grunn en utbrenningsgrad på 45 MWd/kg (megawattdag/kg). Dette gir en brenselpris på 14000 kr/kg som tilsvarer 3,8 øre/kWh (World Nuclear Association, 2014).

Flere leverandører arbeider med å utvikle prototyper for småskala kjernekraftverk (< 100 MW_{el}) (World Nuclear Association, 2014). Med typegodkjente anlegg kan det legges til rette for serieproduksjon, noe som vil bidra til reduserte kostnader og kortere anleggsperiode. Selv om utviklingen er kommet langt, vil det fremdeles gå flere år før de er kommersielle. Det er antydet at slike anlegg vil kunne produsere elektrisitet til en kostnad på 30-70 øre/kWh.

Tabell 5-14 Kostnadsfordeling og LCOE for kjernekraftverk Kilde: Norconsult

Kjernekraftverk		
Ytelse	Enheter	MW _{el}
Fullasttimer	timer/år	7 800
Elvirkningsgrad		34 %
Investeringskostnader		
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}	20680
Byggekostnader	kr/kW _{el}	6400
Nettilknytning	kr/kW _{el}	120
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	4800
Byggetidsrenter	kr/kW	6 331
Sum investeringskostnader	kr/kW	38 331
Rivetidspunkt	år	60
Faste driftskostnader	kr/kW/år	800
Utbrenningsgrad	MWd/kg	45
Brenselspris	kr/kg	14000
Brenselskostnader	øre/kWh	3,8
Avfallshåndtering	øre/kWh	3,0
Variable kostnader eks brensel og avfallshåndtering	øre/kWh	0,6
LCOE (4% rente)	øre/kWh	42,5
LCOE (6% rente)	øre/kWh	53,4

5.6.3.1 Prosjektspesifikke kostnader

I kostnadsdataene for kjernekraft har en inkludert både avfallshåndtering og fremtidig avvikling (rivingskostnader). Avfallshåndtering og riving er samlet anslått å koste ca. 3 øre/kWh og omfatter også varig deponering av kjernefysisk avfall. Alle land med kjernekraftproduksjon er forpliktet til å håndtere langlivet radioaktivt avfall, men ingen anlegg for permanent lagring er foreløpig ferdigstilt. Det er liten erfaring med avvikling av gamle kjernekraftverk og kostnadene for dette er usikre. Tallene i denne rapporten er basert på avgiftene svenske kraftverk betaler til fremtidig avfallshåndtering. Det er i Sverige foreslått å øke avgiftsnivået, men eventuelle endringer er ikke tatt med i denne rapporten. På bakgrunn av forlenget levetid for mange operative reaktorer er det lagt til grunn at riving først blir aktuelt etter 60 år.

Det er heftet stor usikkerhet rundt kostnadene ved nedlegging av kjernekraftverk, da dette i liten grad er gjort i praksis. Det fryktes at kostnadene blir høyere enn tidligere antatt. I flere land avsetter kjernekraftverkene en avgift pr produsert MWh til å dekke nedleggingskostnader. Dersom kraftverket har produsert mindre kraft enn de ble designet for er det dermed avsatt færre midler enn forutsatt, og det fryktes at regningen for nedleggingen blir lagt på fremtidige generasjoner.

5.6.3.2 Beregning av LCOE

Basert på tallene i Tabell 5-14 beregnes LCOE til 42,5 øre/kWh ved 4 % kalkulasjonsrente, og 53,4 øre/kWh ved 6 % kalkulasjonsrente. Med mange usikre kostnadskomponenter må dette ansees som grove anslag, men tallene samsvarer med andre publiserte data. Elforsk i Sverige oppgir en elproduksjonskostnad ved 6 % rente til 54,5 øre/kWh (Elforsk, 2014). World Energy Council angir LCOE til 55 øre/kWh, med et ytter spenn fra 53 – 86 øre/kWh (Bloomberg New Energy Finance, 2013).

5.6.3.3 Levetid og reinvestering

Dagens operative reaktorer (2. generasjon) ble bygget for 40 års levetid. Men inspeksjoner har vist at mange av anleggene kan godkjennes for forlenget drift. Reaktorene som i dag er under bygging planlegges for 60 års drift.

5.6.4 Fremtidig kostnadsutvikling

5.6.4.1 Modenhetsprinsippet på teknologi

Kjernekraft har vært brukt til kraftproduksjon siden 1950-tallet, og er en moden teknologi. De fleste av dagens operative reaktorer tilhører 2. generasjons kjernekraftteknologi, mens anleggene under bygging tilhører 3. generasjon. Det forskes stadig på utvikling av sikrere reaktorer og teknologi for å redusere mengden høyradioaktivt avfall. Fremtidige 4. generasjonsreaktorer skal kunne forbrenne større andel av brenselet og resultere i avfall med kortere halveringstid. Nye reaktorer skal også i større grad bruke avfall fra gamle reaktorer som brensel og kunne bruke en andel høyanriket uran for uskadeliggjøring av gamle atomvåpen.

5.6.4.2 Lærekurve

Kjernekraft er en moden teknologi, og på tross av utvikling av nye generasjoner anlegg kan det ikke forventes vesentlig reduksjon i kostnader. Antall anlegg er få, og skjerpede krav til miljø- og terrorsikkerhet gjør installasjonene kostbare. Kompleksiteten gjenspeiles i stadige forsinkelser og kostnadsoverskridelser ved anleggene som er under bygging. Disse faktorene er trolig mer drivende for kostnadene i fremtiden enn evt. læreeffekter. Gitt den store usikkerheten rundt fremtidige kostnader, og generelt manglende datagrunnlag er det valgt å ikke fremskrive kostnader for kjernekraft i lærekurver, og heller forutsette dagens nivå også i fremtiden.

5.7 Brenselceller

Brenselceller er en lovende teknologi for kraftproduksjon uten forbrenning og med høy virkningsgrad. Anvendelsene spenner fra portable strømkilder i forbrukerelektronikk til store kraftverk med effekt på mange MW. Brenselceller er derfor ventet å få en økende utbredelse de nærmeste årene.

5.7.1 Beskrivelse av teknologien inkl. ressursgrunnlag i Norge

Brenselceller genererer elektrisitet ved en elektrokjemisk reaksjon, der oksygen sammen med et brensel som er rikt på hydrogen, reagerer for å danne vann sammen med andre avfallsstoffer i avgassen avhengig av brensel. Elektrisitet produseres i denne reaksjonen ved at hydrogen splittes til H^+ -ioner og elektroner på anodesiden. På katodesiden splittes oksygen til O^{2-} -ioner. Hydrogenionene og oksygenionene tiltrekker hverandre og danner vann. Mellom anoden og katoden er det en elektrolytt som transporterer ioner mellom anoden og katoden slik at brenselcellen leverer strøm.

Brenselceller kan drives med hydrogen, biogass, metanol eller naturgass som brensel. Ved hydrogendrift er vanndamp eneste restprodukt, mens drift med karbonholdig brensel resulterer i CO₂-utslipp.

Det finnes fire hovedtyper brenselceller. Disse er Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC), Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC), Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) og Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC). Disse har forskjellige bruksområder og opererer i forskjellige temperaturområder. Felles for brenselcelleteknologiene er at de enten er på forskningsstadiet eller på vei til å bli kommersielle teknologier.

Status for hver av teknologiene er listet opp under:

MCFC er den av teknologiene som har best fotfeste i Europa for større anlegg, og selges globalt under kommersielle og konkurransedyktige vilkår. MCFC opererer ved høye temperaturer, er fleksibel i forhold til brensler og har høy toleranse for urenheter i brenselet. Den har høy elektrisk virkningsgrad og er egnet for kombinert kraft- og varmeproduksjon (CHP), som igjen øker totalvirkningsgraden for anlegget.

PAFC er omtalt som den første generasjonen av moderne brenselceller. Den har lavere elektrisk virkningsgrad enn andre brenselcelleteknologier og har lavere energitetthet, noe som gjør dem mer plasskrevende og tyngre enn de konkurrerende teknologiene.

SOFC opererer i likhet med MCFC ved høye temperaturer, noe som gjør at denne er egnet for CHP. Teknologien har høy elektrisk virkningsgrad og er fleksibel i forhold til brensler. Den har lavere toleranse for urenheter i brenselet og har lang oppstartstid.

PEMFC opererer med lave temperaturer ned til 50 °C. Den har høy energitetthet, noe som gjør enhetene meget lette og kompakte i forhold til de andre teknologiene nevnt her. Den har også rask oppstart og god reguleringsevne i forhold til pådrag. På grunn av den lave temperaturen, er ikke denne teknologien aktuell for CHP. Den benytter platinumbaserte elektroder, som er meget kostbare. Den har lav toleranse for urenheter i brenselet og krever meget rent hydrogen for å unngå degradering.

Brenselceller kan produseres for et stort spenn av effekt og kraft, avhengig av valgt brenselcelleteknologi og ønsket bruk. Anvendelsesområder for brenselceller spenner fra små enheter for forbrukerelektronikk og frittstående telekominstallasjoner til nødstrømsaggregater og større kraftverk. Små brenselceller til forbrukerelektronikk og mobiltelefoner er allerede kommersielt tilgjengelige og ventes å få stor utbredelse de nærmeste årene.

I enkelte markeder selges et stort antall stasjonære brenselceller som frittstående system for varme- og kraftleveranse til bolighus. Brenselcelledrevne gaffeltruckar til varelagre har fått stor utbredelse i USA. Til innendørs bruk ønskes utslippsfrie kjøretøy, og hydrogendrevne brenselceller fortrekkes fremfor batterier grunnet raskere fylltid enn batteriladetid og lavere vekt. Brenselceller er ventet å spille en viktig rolle for fremtidige mål om en utslippsfri transportsektor. Flere produsenter av personbiler planlegger å lansere kommersielle brenselcellebiler de nærmeste årene.

Globalt ble det levert 180 MW_{el} brenselceller i 2012 alene (Elforsk, 2012). Japan er landet med flest brenselceller i bruk. Det var ved årsskiftet 2012/2013 installert 43000 stasjonære brenselceller i hus og bygninger i Japan. Dette skyldes særlig støtteordninger etter Fukushima-ulykken og påfølgende nedleggelse av japanske kjernekraftverk.

5.7.2 Kostnadsbeskrivelse

Det er valgt å beskrive kostnader for to eksempler på brenselceller. Tabell 5-15 viser kostnader for brenselceller (MCFC) med 0,5 og 1,4 MW_{el}. Brenselcellen med 1,4 MW_{el} har en høyere energikostnad (279,25 kr/kWh_{el}) enn brenselcellen med 0,5 MW_{el} (250,99 kr/kWh_{el}). Det er altså den største enheten som har høyest energikostnad. Dette skyldes at det mindre anlegget brukes som grunnlast, mens det større anlegget brukes som spisslast. Disse brenselcellene ble valgt ut fra hvilke typer det var mulig å oppdrive reelle tall for.

I tabellen er det antatt drift med naturgass, og brenselprisen inneholder derfor også CO₂-avgifter.

Tabell 5-15 Kostnader for en brenselcelle (MCFC) med 0,5 og 1,4 MW_{el}.

Brenselcelle			
Ytelse	Enhet	0,5	1,4
MW_{el}	timer/år	7 000	4 000
Fullasttimer		85 %	85 %
Virkningsgrad		56 %	56 %
Elandel		44 %	44 %
Varmeandel			
Investeringeskostnader			
MCFC – Brenselcelle	kr/kWel	32 000	31 000
Byggetidsrenter	kr/kWel	1280	1240
Sum investeringeskostnader	kr/kWel	33 280	32 240
Spesifikt brenselforbruk	Sm3/kWhel	0,21	0,21
Energipris inkl CO ₂ -avgift	kr/Sm3	2,63	2,63
Energikostnader (brenselkostnader)	øre/kWhel	56,20	56,20
*Variable kostnader eks energi	øre/kWhel	88	42
LCOE	øre/kWhel	250,99	279,25

5.7.3 Prosjektpesifikke kostnader

Den generelle utfordringen for brenselceller er høye kostnader, både materialer, installasjonskostnader og driftskostnader, samt kort levetid på grunn av degradering. Flere av teknologiene er avhengige av dyre materialer i elektroder og membraner (såkalte sjeldne jordarter). Det forskes derfor for å finne alternative materialer for å få ned kostnadene og for å øke levetiden.

5.7.4 Modenhet på teknologi

Brenselceller er en lovende teknologi. Det drives mye forskning på å øke den tekniske levetiden av brenselceller. Noen av brenselcelleteknologiene er kommersielt tilgjengelige, mens for flere av teknologiene må levetiden økes og kostnadene reduseres betydelig for at brenselceller blir et konkurransedyktig alternativ.

5.7.5 Levetid og reinvestering

Levetiden til brenselceller avhenger blant annet av teknologi, størrelse og bruk. SOFC og PEMFC har levetid på omtrent 30 000 timer, MCFC omtrent 40 000 timer, og PAFC har levetid på 60 000 timer. IEA estimerer at PEMFC, SOFC og MCFC vil ha en levetid på 40 000 timer og PAFC vil ha en levetid på 60 000 timer rundt år 2020-2025. Den økonomiske levetiden er satt til 5 år i våre beregninger.

5.7.6 Fremtidig kostnadsutvikling

Brenselceller er en lovende teknologi, og flere av brenselcelletypene er kommersielt tilgjengelige. Det er ventet en vesentlig større utbredelse av brenselceller de nærmeste årene, og dermed følger kostnadsreduksjoner fra masseproduksjon. Likevel er fortsatt materiakkostnader og levetid utfordringer som må løses før teknologien er moden.

5.8 Gasskraftverk

5.8.1 Teknologi og kraftproduksjon

Et gasskraftverk kan være et rent gassturbinanlegg eller et gassfyrt kombikraftverk.

Et gassturbinanlegg består av én eller flere gassturbiner som er mekanisk koblet til en strømgenerator for elektrisitetsproduksjon. Det er kun den mekaniske energien fra gassturbinen som utnyttes, mens energi lagret i eksosvarmen går til spille.

I et gassfyrt kombikraftverk gjenvinnes eksosvarmen fra en gassturbin i en dampkjel. Denne produserer damp som igjen brukes i en dampturbin. Dermed produseres kraft gjennom to trinn, i en gassturbin og deretter i en dampturbin. På denne måten kan elvirkningsgraden økes i forhold til et rent gassturbinverk. Elproduksjonen på slike anlegg fordeler seg grovt med 2/3 på gassturbinen og 1/3 på dampturbinen. I de senere årene er elvirkningsgraden stadig forbedret. De beste anleggene har elvirkningsgrader på rundt 60 %. I år 2020 forventes den å øke til 64 % (IEA ETSAP, 2012).

Et gassturbinverk brukes ofte som spisslast, mens et gassfyrt kombikraftverk brukes vanligvis som grunnlast. Dersom lasten i et kombikraftverk nedreguleres til for eksempel halv last, synker virkningsgraden med 5-7 %.

Et stort gassfyrt kombikraftverk vil ved kaldstart kunne kjøres opp i full last i løpet av to til fire timer. Kaldstart er oppstart ved temperaturer som er relativt lave sammenlignet med systemets driftstemperatur. Dampdelen krever lengre oppkjøringstid. Gassturbinen kan begynne å produsere energi etter fem minutter og være inne med full effekt etter 20 minutter, men dersom avgassen ikke ledes ut gjennom varmegjenvinningsenheten (dampkjelen) fordi dampdelen krever lengre oppstartstid, må gassturbinen da kjøres opp langsmmere. Dette har sammenheng med skadelige materialspenninger i kjelsystemet og dampturbinen, som kan oppstå ved hurtig oppvarming. Et kombikraftanlegg vil ved en varmstart være inne med full effekt etter 45 minutter. Varmstart er oppstart ved temperaturer nærmere driftstemperaturen.

Gassturbiner brukes i oljevirksomheten i Nordsjøen. De fleste er i størrelsesorden 20-30 MW og er for det meste rene gassturbinanlegg. Elvirkningsgraden for disse varierer mellom 30-38 %. Nyere gassturbinanlegg har høyere elvirkningsgrader enn eldre anlegg, omrent 35 %. På tross av degradering av eksisterende gassturbiner gjør nye anlegg at den totale gjennomsnittlige elvirkningsgraden øker noe. På fastlandet i Norge er det installert et fåtall mindre gassturbinanlegg som reserveaggregater og lignende, men disse er normalt ikke i bruk.

Anvendelse av gassfyrt kombikraftverk på norsk sokkel er avhengig av kraft- og varmebehov. Teknologien er mest kostnadseffektiv på større anlegg. Hvis varmebehovet er stort blir det mindre overskuddsvarme tilgjengelig for dampturbinen. Siden størrelsen og vekten av dampkjelene har vært en utfordring ved å ta i bruk teknologien ble det utviklet mer kompakte dampkjeler. Dieselmotor kombikraftverk er en annen teknologi som er tatt i bruk på feltene Snorre A, Oseberg D og Eldfisk 2/7-E (Oljedirektoratet, 2011).

5.8.1.1 Karbonfangst og -lagring

CO₂-gass fra et kraftverk kan fanges opp og lagres under bakken eller havbunnen for å redusere global oppvarming. Dette kalles for karbonfangst og -lagring (Carbon Capture and Storage, CCS). Det har blitt estimert at CCS skal bidra med å redusere mellom 20 og 30 % av CO₂-utlippene i Norden i 2050 (IEA, 2013).

Gasskraftverket Peterhead CCS er et eksempel på et gassfyrt kombikraftverk med CCS. Det er et prosjekt i Storbritannia, utviklet av Royal Dutch Shell med Scottish and Southern Energy (SSE) som strategisk partner. Et karbonfangstanlegg basert på karbonfangst etter forbrenning skal legges til en av de tre eksisterende gassturbinene med 385 MW_{el} installert effekt. Prosjektet planlegges ferdigstilt i 2020, og vil være verdens første kommersielle gassfyrt kombikraftverk med fullskala karbonfangst (Power-technology.com, 2014).

CO₂ skilles ut fra andre gasser i røykgassen når den strømmer gjennom fangstanlegget. Deretter komprimeres CO₂-strømmen og sendes videre til transport.

Det er tre hovedteknologier for CO₂-fangst:

1. Fangst av CO₂ fra røykgass nedstrøms kraftverket (post-combustion). Denne typen fangstanlegg vil ikke være integrert med forbrenningsprosessen, og kan derfor installeres i røykgasssystemet til eksisterende forbrenningsanlegg/kraftverk. Den mest modne og brukte teknologien per i dag er fangst etter forbrenning ved bruk av aminprosesser. Det er denne teknologien som er lagt til grunn i kostnadstabellene i rapporten. Det er antatt 85 % reduksjon i CO₂-utsipp. Bruk av denne teknologien for CO₂-fangst fører til reduksjon i virkningsgrader med 8-12 prosentpoeng.
2. Fangst av CO₂ før forbrenning (pre-combustion). Teknologien baserer seg på å frigjøre karbon fra brenselet før forbrenning. Denne typen CO₂-fangstanlegg vil være integrert i kraftverket og er kun aktuelt for nye anlegg.
3. CO₂-fangstanlegg der det i forbrenningsprosessen av kull eller naturgass benyttes rent oksygen (oxy-fuel) som forbrenningsluft. Dette gir en røykgass som i hovedsak vil bestå av CO₂ og vann. Det er dermed enklere å skille ut CO₂ enn fra konvensjonell avgass.

Det jobbes mye med ulike varianter for fangst før forbrenning, samt metoder for å separere oksygen fra luft. Disse teknologiene kan bli mindre kostnadskrevende i fremtiden.

Transport av komprimert CO₂-gass til aktuelt permanent lagringssted i havbunnen vil være via rørledninger eller skip. Ved skipstransport må gassen gjøres flytende før transport. Kostnadene knyttet til det er inkludert i transportkostnader.

For transportkostnadsestimatene i denne rapporten er transport med offshore pipeline lagt til grunn, dimensjonert for en fangst på 2,5 Mtonn CO₂ per år og en avstand på 250 km fra fangstanlegg til lagringssted. Transportkostnadene er 140 kr/tonn CO₂, der 90 % er investeringeskostnader og 10 % er driftskostnader.

Lagring av CO₂ under havbunnen baserer seg på at man injiserer CO₂ i nedstengte oljefelt eller inn i naturlige reservoar. Naturlige reservoar er geologiske formasjoner bestående av felt av porøse bergarter dekket med lag av tette bergarter. De porøse bergartene har hulrom som kan opppta CO₂, og lokket av tette bergarter forhindrer at CO₂-gassen siver ut og unnslipper til atmosfæren. For at CO₂ skal bli mer lagringsvennlig bør det lagres i væskeform. Reservoaret må derfor ligge på en minimumsdybde på cirka en kilometer der trykket er så høyt at CO₂ komprimeres til væske.

For CO₂-lagring i rapporten er det tatt utgangspunkt i lagring i Nordsjøen, som både teknisk og kommersielt ansees som den mest realistiske løsningen.

5.8.1.2 NO_x-reduksjon

For det største gassfyrt kombikraftverket (450 MW), og kullkraftverket (740 MW), er det antatt at de er utstyrt med Selective Catalytic Reduction (SCR) for å redusere utsippene av nitrogenokside (NO_x). SCR er den mest aktuelle og mest effektive teknologien for å redusere NO_x-utsippene.

SCR-teknologien kan gi en reduksjon på 80-95 % av NO_x-utslipp fra forbrenningsprosessen. I SCR-teknologien benyttes det et reduksjonsmiddel og en katalysator for å redusere utslipp av NO_x. Reduksjonsmidler som kan benyttes i prosessen er vannfri ammoniakk, vannholdig ammoniakklosning eller en urealösning. For større industrielle kraftverk er vannholdig ammoniakklosning med 25 % ammoniakk mest anvendt. Fra reduksjonsprosessen vil det være tap av reduksjonsmiddel, kalt ammoniakkslip. Katalysatoren inneholder aktive katalysatorer og er typisk bygget opp av keramisk materiale med titanstruktur.

Reduksjonsmiddel i gassform sprøytes inn i avgassen fra forbrenningsprosessen. Røykgasstemperaturen ved innsprøytingspunktet bør ligge rundt 350 °C. Røykgassen sendes så videre til katalysatoren hvor reduksjonsprosessen finner sted. I reduksjonsprosessen brytes NO_x ned og det dannes nitrogen, vann og CO₂.

Investeringskostnad for komplett SCR-system for de to ovennevnte anleggene ligger på omrent 15 millioner kroner for det gassfyrt kombikraftverket og 150 millioner kroner for det kullfyrt kondenskraftverket.

Innholdet av NO_x i avgassen avhenger av brenselet. Kull gir betydelig høyere NO_x-innhold i avgassen enn naturgass, og har tilsvarende økt tap av reduksjonsmiddel fra reduksjonsprosessen. Løpende utgifter knyttet til SCR er reduksjonsmiddel, kompressordrift, oppvarming og utskifting og renhold av katalysator.

Det er antatt et blandingsforhold mellom reduksjonsmiddel og NO_x i avgassen på 1 til 1 ppm (parts per million) for reduksjonsprosessen. Årlig forbruk av ammoniakklosning er oppgitt til henholdsvis 400-800 tonn for gassfyrt kombikraftverk med opptil 90 % rensegrad og 8 000 tonn for kullfyrt kondenskraftverk med opptil 80 % rensegrad. Prisen for ammoniakklosning er ca. 2 300 kr/tonn.

For SCR-teknologi for kull vil det i forbindelse med renhold av katalysator være et årlig forbruk på 800 000 m³ trykkluft ved 4 bar og 10 000 tonn damp ved 25 bar.

Med hensyn til utskifting av katalysator er det angitt at dette normalt ikke er nødvendig for gassfyrt anlegg. For det kullfyrt anlegget må det etter det tredje driftsåret påregnes en kostnad på omtrent en million kroner knyttet til utskifting av deler av katalysatoren. Deretter vil det være behov for videre utskifting av katalysator hvert andre til tredje år med en kostnad på en halv million kroner.

Kostnads- og forbrukstall knyttet til SCR er hentet inn fra leverandør.

SCR reduserer den elektriske virkningsgraden med rundt 0,2 prosentpoeng. Endring i virkningsgrad skyldes økt mottrykk for gassturbinen på grunn av trykktap gjennom NO_x-katalysatoren, samtidig som reduksjonsprosessen er en eksotermt prosess som tilfører noe varme til røykgassen og som dermed kan gi økt dampproduksjon i dampkjelen.

5.8.2 Kostnadsbeskrivelse og beregning av energikostnad

Kostnader i et gasskraftverk vil variere med en rekke forhold som anleggsstørrelse, maksimal virkningsgrad, gassrensing og om det er utstyrt med CCS. Kostnader knyttet til gassforsyningsledning er ikke inkludert her, men beskrevet i kapittel 9.4. Det er heller ikke forutsatt tankanlegg for reservebrensel.

Tabell 5-16 og Tabell 5-17 viser kostnader for gassturbinverk med installert effekt på 10 og 100 MW_{el} som brukes til å dekke henholdsvis grunnlast og topplast. Merk at elvirkningsgrader er momentanvirkningsgrader som, i motsetning til årvirkningsgrad, ikke tar høyde for variasjonen gjennom året. Forskjellen mellom grunnlastverk og topplastverk ligger i brukstiden. Et grunnlastverk er i drift nesten hele året, mens et topplastverk dekker kraft- eller varmebehovet når etterspørselen er høy. I praksis blir de fleste gassturbinverk i Norge (og i verden) kun brukt som topplastverk eller brukt som en tørrårssikring for bruk i perioder med mangel på kraft.

Elvirkningsgradene til topplastverket er redusert med 3 prosentpoeng i forhold til grunnlastverket for å illustrere at elproduksjonen reduseres ved dellast. Tabellene viser at topplastverket har høyere LCOE, altså kostnader per produsert energi, enn grunnlastverket. De viser også at de større kraftverkene på 100 MW_{el} har en lavere LCOE enn de mindre kraftverkene på 10 MW_{el}. Det er brukt samme gasspris for store og små gasskraftverk, men i realiteten vil store gassforbrukere få lavere gasspris.

Tabell 5-16. Kostnader for et gassturbinverk som brukes til å dekke grunnlast. *Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: Vurdering av Norconsult basert på (EIA, Independent Statistics and Analysis, 2013) (Sinclair Knight Marz, 2011) og samtale med Svensk Kärnbränslehantering AB.

Gassturbinverk (grunnlast)				
Ytelse	Enhet	MW_{el}	10	100
Fullasttimer	timer/år		7 600	7 600
Elvirkningsgrad*			29 %	36 %
Investeringskostnader				
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}	3330	2640	
Byggekostnader	kr/kW _{el}	1100	810	
Netttilknytning	kr/kW _{el}	230	150	
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	800	600	
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	332	255	
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	5 792	4 455	
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	270	135	
Spesifikt brenselforbruk	Sm ³ /kWh _{el}	0,4	0,3	
Brenselspris	øre/Sm ³	197,1	197,1	
CO ₂ -avgift	øre/kWhel	23,1	18,6	
NOx-avgift	øre/kWhel	1,0	0,8	
CO ₂ -kvoter	øre/kWhel	4,9	3,9	
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh _{el}	98,1	79,0	
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _{el}	9	6,0	
LCOE	øre/kWh _{el}	116,7	91,5	

Tabell 5-17. Kostnader for et gassturbinverk som brukes til å dekke topplast. *Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: Vurdering av Norconsult basert på (EIA, Independent Statistics and Analysis, 2013), (Sinclair Knight Marz, 2011), samtale med Svensk Kärnbränslehantering AB.

Gassturbinverk (topplast)			
Ytelse	Enhet	10	100
	MW_{el}		
Fullasttimer	timer/år	1 500	1 500
Elvirkningsgrad*		26 %	33 %
Investeringskostnader			
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}	3330	2640
Byggekostnader	kr/kW _{el}	1100	810
Nettilknytning	kr/kW _{el}	230	150
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	800	600
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	332	255
Sum investeringkskostnader	kr/kW _{el}	5 792	4 455
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	300	150
Spesifikt brenselforbruk	Sm ³ /kWh _{el}	0,4	0,3
Brenselspris	øre/Sm ³	197,1	197,1
CO ₂ -avgift	øre/kWh _{el}	25,8	20,3
NOx-avgift	øre/kWh _{el}	1,1	0,9
CO ₂ -kvoter	øre/kWh _{el}	4,7	3,7
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh _{el}	108,6	85,6
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _{el}	9	6,0
LCOE	øre/kWh _{el}	164,1	121,9

Tabell 5-18 viser kostnader for gassfyrt kombikraftverk med yteler på 100 og 450 MW_{el}. Det er lagt til grunn at kombikraftverkene kjøres som grunnlast. De består av en stor gassturbin med avgasskjel, uten tilleggsfyring, og en dampstasjon. Kraftverkene er utstyrt med lav-NO_x-brennere og NO_x-renseanlegg. Gassturbinen i kombikraftverket med og uten CCS kjøres kun med naturgass som brensel. LPG (Liquefied Petroleum Gas) kan være aktuelt for små gasskraftverk (under 10 MW).

På grunn av storskalafordeler har større kombikraftverk lavere kostnader enn mindre.

Tabell 5-18. Kostnader for gassfyrt kombikraftverk uten CCS. *Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: Norconsult sine vurderinger basert blant annet på (ZEP, 2011).

Gassfyrt kombikraftverk uten CCS			
Ytelse	Enheter MW _{el}	100	450
Fullasttimer	timer/år	7 000	7 500
Elvirkningsgrad*		54 %	57 %
Investeringskostnader			
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}	4 600	3 650
Byggekostnader	kr/kW _{el}	1 500	1 200
Nettiknytnings	kr/kW _{el}	150	130
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	1100	900
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	525	420
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	7 875	6 300
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	280	160
Spesifikt brenselforbruk	Sm ³ /kWh _{el}	0,19	0,2
Brenselspriser	øre/Sm ³	197,05	197,1
CO ₂ -avgift	øre/kWh _{el}	12,43	11,8
NOx-avgift	øre/kWh _{el}	0,52	0,5
CO ₂ -kvoter	øre/kWh _{el}	2,61	2,5
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh _{el}	52,7	49,9
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _{el}	3,0	1,9
LCOE	øre/kWh _{el}	67,6	59,9

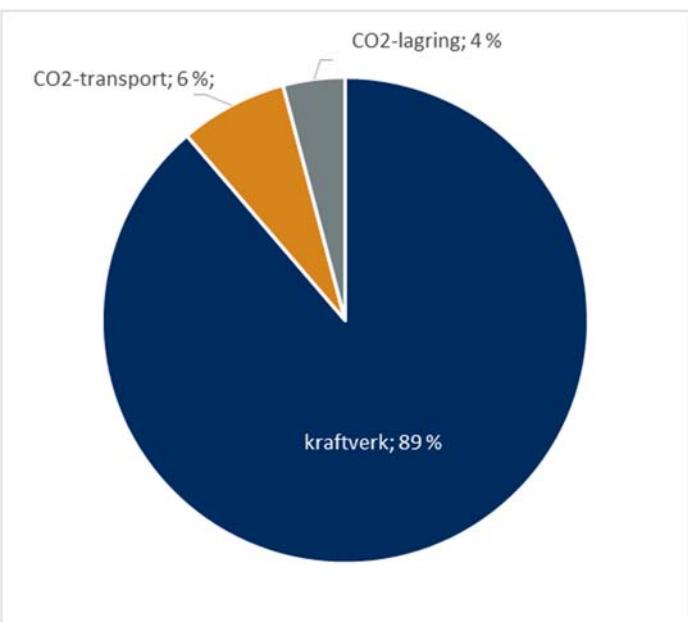
Sammenlignet med kullkraftverk, har gasskraftverk lavere investeringskostnader, høyere brenselspris og mindre klimagassutslipp. Mindre klimagassutslipp fører til lavere miljøavgifter som reduserer forskjellen mellom brenselskostnadene for kullkraftverk og gasskraftverk (se Figur 6-11).

Tabell 5-19 viser kostnader for et gassfyrt kombikraftverk med CCS etter forbrenning (post-combustion) med en ytelse på 385 MW_{el}. Ytelse for kraftverk med CCS ble valgt for å vise reduksjon i ytelse for referansekraftverk på 450 MW_{el} som skyldes at CO₂-håndteringen reduserer virkningsgrad med 8 prosentpoeng. Forutsetningene for CO₂-håndtering er beskrevet i kapittel 5.8.1.1. Det er forutsatt at kraftverk med CCS er frittatt for CO₂-avgift. Som en kan se medfører CCS høyere investerings- og driftskostnader for et gasskraftverk (Figur 5-34), men noe lavere kostnader knyttet til CO₂-utslipp (CO₂-avgifter og CO₂-kvoter).

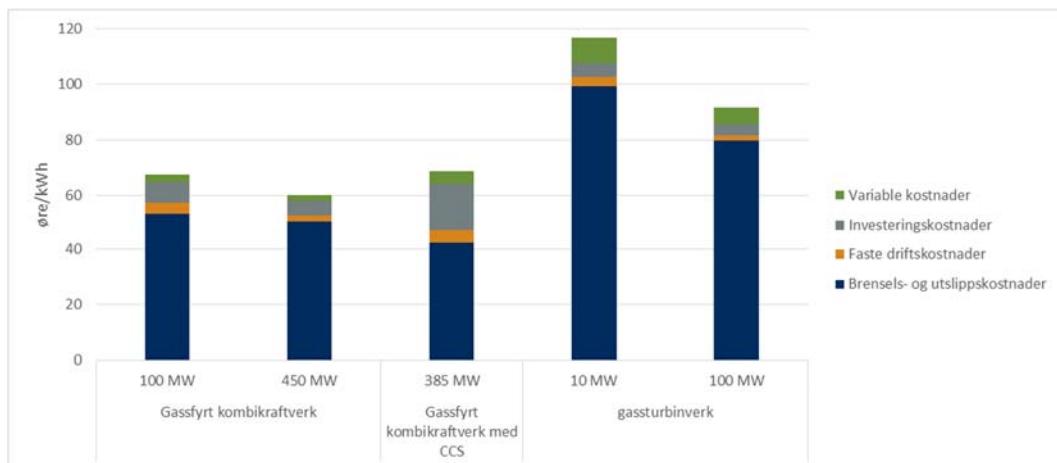
Tabell 5-19. Kostnader for gassfyrt kombikraftverk med CCS. *Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: Norconsult sine vurderinger basert blant annet på (ZEP, 2011).

Gassfyrt kombikraftverk med CCS		
Ytelse	Enheter	
	MW_{el}	385
Fullasttimer	timer/år	7 500
Elvirkningsgrad*		49 %
Investeringskostnader		
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}	7 760
Byggekostnader	kr/kW _{el}	2 500
Nettilknytning	kr/kW _{el}	140
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	1800
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	871
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	13 071
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	360
Brenselforbruk	Sm ³ /kWh _{el}	0,2
Brenselspris	øre/Sm ³	197,1
CO ₂ -avgift	øre/kWhel	0,0
NOx-avgift	øre/kWhel	0,6
CO ₂ -kvoter	øre/kWhel	0,4
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWhel	42,0
Variable kostnader eks energi	øre/kWhel	2,5
Transport av CO ₂	øre/kWhel	4,8
Investeringskostnader CO ₂ transport	øre/kWhel	4,3
Driftskostnader CO ₂ transport	øre/kWhel	0,5
Lagring av CO ₂	øre/kWhel	2,8
Investeringskostnader CO ₂ lagring	øre/kWhel	1,1
Driftskostnader CO ₂ lagring	øre/kWhel	1,7
LCOE	øre/kWhel	68,8

Over hele levetiden utgjør kostnader knyttet til transport og lagring av CO₂ henholdsvis 6 % og 4 % av alle kostnader (Figur 5-33).



Figur 5-33. Andel for kostnader knyttet til transport og lagring av CO₂ i sum kostnader.



Figur 5-34. LCOE for gasskraftverk fordelt på investerings-, drifts- og brensels- og utslippskostnader.

5.8.2.1 Levetid og reinvestering

Gassturbinverk og gassfyrt kombikraftverk både med og uten CCS har en antatt økonomisk levetid på 25 år. Ofte er det en gradvis utskifting av forskjellige deler av kraftverkene, slik at gasskraftverkene uten CCS blir stående i opp mot 40 til 50 år. Det er den økonomiske lønnsomheten som avgjør om et kraftverk skal rives eller om det skal reinvesteres i enkeltkomponenter. Noen av rørene har gjennomstrømmende gass med temperaturer så høye som 800 °C, og må derfor skiftes ut etter for eksempel 15 år. Andre deler kan brukes i opptil 50 år.

Følsomhetsanalyse er beskrevet i kapittel 6.6.

5.8.3 Teknologisk utvikling og lærekurver

Se kapittel 6.5 for diskusjon om kostnadsutvikling for kraftverk som benytter fossile brensler.

5.9 Kullfyrt kondenskraftverk

5.9.1 Teknologi og kraftproduksjon

Et kullfyrt kondenskraftverk (kullkraftverk) fyres med kull. Varmen fra kullet varmer opp vann til vanndamp som driver en dampturbin, som igjen driver en generator for strømproduksjon. Et typisk kullkraftverk har elvirkningsgrad på opp til 46 %, men nye kullkraftverk kan ha virkningsgrader opp til 50 % (IEA ETSAP, 2010). Nye kullkraftverk kjennetegnes primært med lavere utslipp av CO₂, NO_x og støv.

I et kullforgassingsanlegg produseres gass fra kullet, som driver en gassturbin. Gassen varmer opp vann, og vanndampen fra vannet driver en dampturbin. Slike anlegg har høyere elvirkningsgrader enn vanlige kullkraftverk.

CO₂-gass fra et kullfyrt kondenskraftverk kan fanges og lagres for å redusere global oppvarming. Dette kalles for karbonfangst og -lagring (Carbon Capture and Storage, CCS). Dette gjøres ved å fange CO₂-utslipp fra kraftverket og lagre det under bakken eller havbunnen. Se kapittel 5.8.1.1 som beskriver teknologistatus for karbonfangst og lagring og antagelser som er lagt til grunn for kostnadsberegningene i rapporten. CCS med etterforbrenningsanlegg (post-combustion) har akkurat den samme teknologien for et kullkraftverk som for et gasskraftverk, men et typisk kullkraftverk har dobbelt så mye CO₂ i avgassen som et typisk gasskraftverk. Dette medfører at kullkraftverket har en mer effektiv fangstprosess.

5.9.2 Kostnadsbeskrivelse og beregning av energikostnad

Investeringer i et kullfyrt kondenskraftverk vil variere med anleggsstørrelse, maksimal virkningsgrad, og om det er utstyrt med CCS. Kostnadene for anleggene inkluderer kull- og askehåndtering og anlegg for avsvøvling av røykgass (de-SO_x-utrustning). Det er lagt til grunn at kraftverk er utstyrt med Selective Catalytic Reduction (4.5.2) for å redusere NO_x-utslipp. Beskrivelse av SCR og antagelse som er brukt i kostnadsberegningene finnes i kapittel 4.5.2.

Tabell 5-20 viser kostnader for et kullfyrt kondenskraftverk uten CCS med en ytelse på 740 MW_{el}.

Et kullkraftverk har høyere investeringskostnader og større klimagassutslipp enn et gasskraftverk. Med dagens priser for CO₂-kvoter, gass og kull har kullkraftverk lavere brenselskostnader enn et gasskraftverk.

Tabell 5-20. Kostnader for et kullfyrt kondenskraftverk uten CCS. *Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: Norconsult sine vurderinger basert blant annet på (ZEP, 2011).

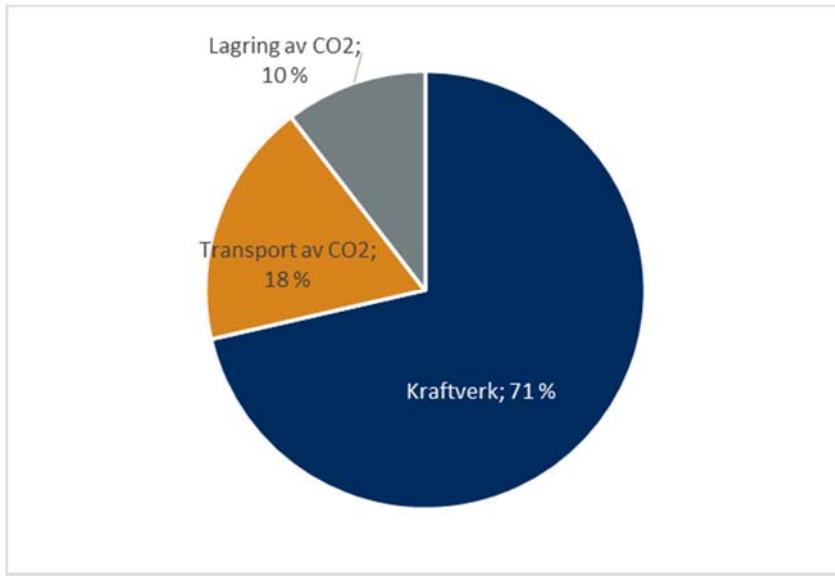
Kullkraftverk uten CCS		
Ytelse	Enheter	MW _{el}
Fullasttimer	timer/år	8 000
Elvirkningsgrad*		42,5 %
Investeringeskostnader		
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}	8 400
Byggekostnader	kr/kW _{el}	2 600
Nettiknytning	kr/kW _{el}	120
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	1900
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	1 355
Sum investeringeskostnader	kr/kW _{el}	14 375
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	300
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWhel	0,4
Brenselpris	øre/kg	56,1
NOx-avgift	øre/kWhel	0,5
CO ₂ -kvoter	øre/kWhel	5,6
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh	25,7
Variable kostnader eks brensel	øre/kWhel	1,1
LCOE	øre/kWh	42,5

Tabell 5-21 viser kostnader for et kullkraftverk med CCS og en ytelse på 600 MW_{el}. Ytelse for kraftverk med CCS ble valgt for å vise reduksjon i ytelse for referansekraftverk på 740 MW_{el} som skyldes CCS.

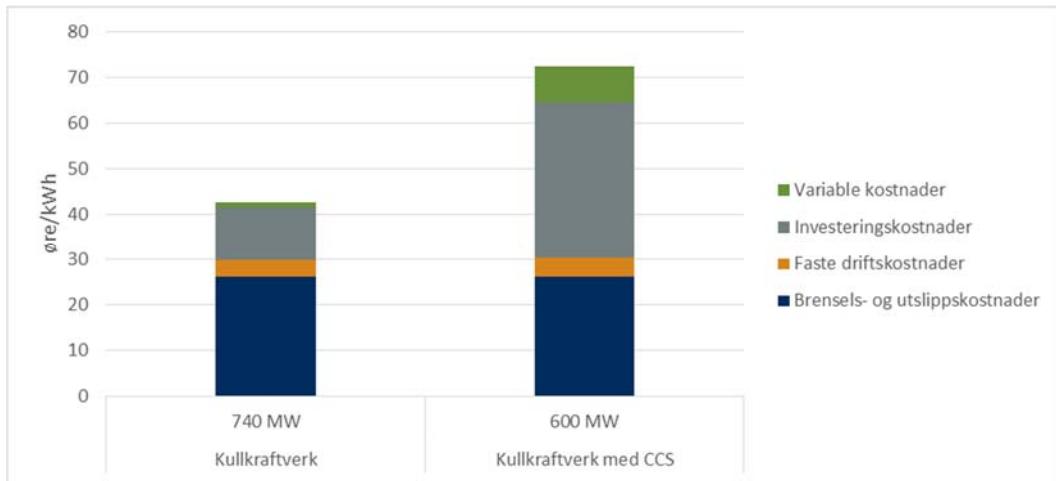
Tabell 5-21. Kostnader for et kullfyrt kondenskraftverk med CCS. *Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: Norconsult sine vurderinger basert blant annet på (ZEP, 2011).

Kullkraftverk med CCS		
Ytelse	Enheter	
	MW_{el}	600
Fullasttimer	timer/år	8 000
Elvirkningsgrad*		34,5 %
Investeringskostnader		
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}	14 170
Byggekostnader	kr/kW _{el}	4 400
Nettilknytning	kr/kW _{el}	130
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	3300
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	2 290
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	24 290
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	323
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWhel	0,4
Brenselpris	øre/kg	56,1
NOx-avgift	øre/kWhel	0,6
CO ₂ -kvoter	øre/kWhel	1,03
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh	25,9
Variable kostnader eks brensel	øre/kWhel	1,8
Transport av CO ₂	øre/kWhel	13,0
Investeringskostnader CO ₂ transport	øre/kWhel	11,5
Driftskostnader CO ₂ transport	øre/kWhel	1,5
Lagring av CO ₂	øre/kWhel	7,5
Investeringskostnader CO ₂ lagring	øre/kWhel	3,0
Driftskostnader CO ₂ lagring	øre/kWhel	4,5
LCOE	øre/kWh	72,4

Over levetiden utgjør kostnader knyttet til transport og lagring av CO₂ henholdsvis 18 % og 10 % av totale kostnader (Figur 5-35).



Figur 5-35. Andel av kostnader for transport og lagring av CO₂ i totale kostnader.



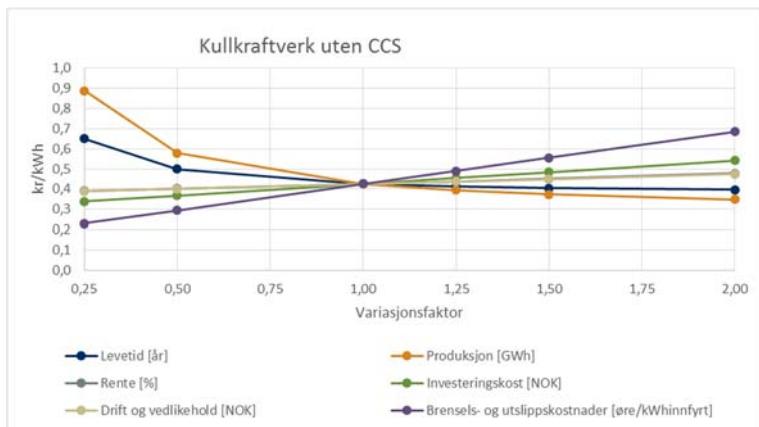
Figur 5-36. LCOE for kullkraftverk fordelt på investerings-, drifts- og brenselskostnader.

Kraftverk med CCS har lavere virkningsgrad enn kraftverk uten CCS. Dette bidrar til høyere brenselskostnader. Samtidig har det lavere kostnader knyttet til CO₂-kvoter.

5.9.3 Levetid og reinvestering

Kullfyrte kondenskraftverk både med og uten CCS har en økonomisk levetid på 25 år. Ofte skjer en gradvis utskifting av forskjellige deler av kraftverkene, slik at gasskraftverkene uten CCS kan bli stående opp til 60 år. Den økonomiske lønnsomheten avgjør om et kraftverk skal rives eller om det skal reinvesteres i enkeltkomponenter.

Sensitivitetsanalyse viser at energikostnaden er spesielt følsom for brensels- og investeringskostnader, i tillegg til produksjonen (Figur 5-37).



Figur 5-37. Sensitivitetsanalyse for kullkraftverk uten CCS.

5.9.4 Teknologisk utvikling og lærekurver

Fremtidig utvikling av kostnader er beskrevet i kapittel 6.5.

5.10 Dieselkraftverk

5.10.1 Teknologi og kraftproduksjon

Et dieselkraftverk består av en eller flere stempelmotorer som er mekanisk koblet til en strømgenerator for elektrisitetsproduksjon. Den mekaniske energien fra stempelmotoren(e) utnyttes, mens energien bundet til eksosvarmen går til spille.

Dieselkraftverk anvendes på enkelte plattformer i Nordsjøen til produksjon av elektrisk energi. I fastlands-Norge brukes dieselkraftverk mest til beredskapsmessige formål, men det kan også brukes som topplastverk eller som tørrårssikring. Brukstiden er vesentlig kortere og enhetskostnadene tilsvarende høyere når dieselkraftverk brukes som topplastverk eller som tørrårssikring.

5.10.2 Kostnadsbeskrivelse og beregning av energikostnad

I dette kapittelet er det lagt til grunn at dieselkraftverk brukes som grunnlast. Tabell 5-22 viser kostnadstall for dieselkraftverk med installert effekt på henholdsvis 0,1, 1 og 10 MW. Tabellen viser at LCOE reduseres med anleggets størrelse.

Investeringeskostnadene omfatter aggregatet, bygninger, oljetank, kjølevannsopplegg og prosjektering. Investeringeskostnadene kan bli lavere dersom dieselkraftverket skal brukes som nødstrømsaggregat og plasseres i en eksisterende bygning, uten ekstra dieseltank.

I kostnadsberegningene er det lagt inn ett enkelt aggregat tilpasset oppgitt effektnivå. Det er ikke tatt hensyn til reservekapasitet. Derfor vil investeringeskostnaden være høyere i normale dimensjoneringer. Anleggene på 100 kW og 1 MW er kapslet og forutsatt plassert i et eksisterende rom, noe som reduserer investeringeskostnadene, mens anlegget på 10 MW er plassert i en container. Levetiden for dieselmotorene er satt til 45 000 timer, slik at det er lagt inn en utskifting av dieselmotorene hvert femte år. Normal økonomisk levetid for dieselkraftverkene er 25 år.

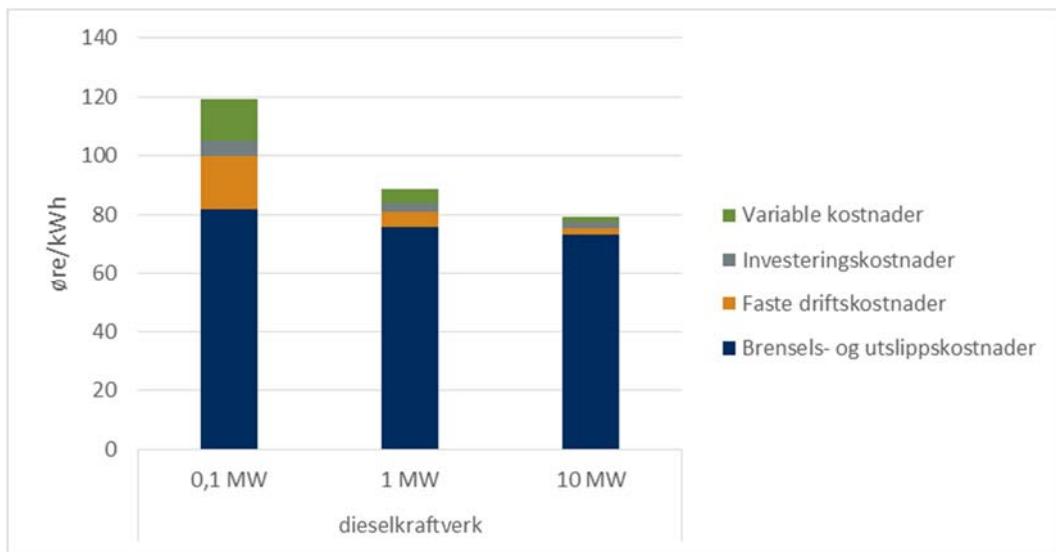
Olje, naturgass og LPG (Liquefied Petroleum Gas) kan brukes som brensel. LPG kan bestå av propan, butan, isobutan eller en blanding av disse. Det er lagt til grunn at LPG er

propan, da dette er mest aktuelt for slike kraftverk i Norge. Tabellen viser hvordan LCOE varierer med type brensel for disse eksempelkraftverkene. LCOE er høyest ved bruk av lettolje og lavest ved bruk av naturgass som brensel.

Tabell 5-22. Kostnader for dieselkraftverk. *Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: Erfaringstall fra Norconsult basert på priser fra leverandører i Norge.

Dieselkraftverk					
Ytelse	Enheter MW _{el}	0,1	1	10	
Fullasttimer	timer/år	8 500	8 500	8 500	
Elvirkningsgrad*	%	33 %	38 %	41 %	
Investeringskostnader					
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}	4 250	2 100	1 880	
Byggekostnader	kr/kW _{el}	1 275	630	375	
Nettilknytning	kr/kW _{el}		660	230	
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	830	410	340	
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	254	152	113	
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	6 609	3 952	2 938	
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	1 520	442	185	
Spesifikt brenselforbruk:					
Olje	liter/kW _{el}	0,268	0,232	0,215	
Naturgass	Sm ³ /kW _{el}	0,308	0,268	0,248	
LPG	kg/kW _{el}	0,237	0,206	0,191	
Brenselspriser					
Lettolje	øre/liter	892,4	892,4	892,4	
Naturgass	øre/Sm ³	197,1	197,1	197,1	
LPG	øre/kg	718,8	718,8	718,8	
CO ₂ -avgift					
Lettolje	øre/kWh _{el}	65,2	56,6	52,5	
Naturgass	øre/kWh _{el}	20,3	17,7	16,4	
LPG	øre/kWh _{el}	23,5	20,4	18,9	
NO ₂ -avgift	øre/kWh _{el}	0,0	4,6	4,2	
CO ₂ -kvoter					
Lettolje	øre/kWh _{el}	0,0	0,0	3,4	
Naturgass	øre/kWh _{el}	0,0	0,0	3,0	
LPG	øre/kWh _{el}	0,0	0,0	3,4	
Brensels- og utslippskostnader					
Lettolje	øre/kWh _{el}	303,9	268,5	252,3	
Naturgass	øre/kWh _{el}	81,1	75,0	72,4	
LPG	øre/kWh _{el}	193,9	173,0	163,8	
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _{el}	14,0	4,5	1,4	
LCOE					
Lettolje	øre/kWh _{el}	344,4	284,2	260,8	
Naturgass	øre/kWh _{el}	119,2	88,6	79,1	
LPG	øre/kWh _{el}	233,2	187,6	171,3	

Brenselskostnader utgjør den største andelen i kostnader (Figur 5-38), noe som gjør at den er mest følsom for karbon- og brenselspris.



Figur 5-38. LCOE for dieselkraftverk fyrte med naturgass, fordelt på investerings-, drifts- og brenselskostnader.

5.10.3 Fremtidig kostnadsutvikling

For fremtidig kostnadsutvikling se kapittel 6.5.

6 Kraft- og varmeproduksjon (CHP)

I et kraftvarmeverk gjenvinnes deler av varmen som genereres under kraftproduksjonen. Det er en kombinasjon av kraft- og varmeproduksjon (kogenerering, Combined Heat and Power production (CHP)). På denne måten kan totalvirkningsgraden (dvs. andelen nyttiggjort energi) bli høyere enn Carnotvirkningsgraden (se kapittel 4.1.7.1). De fleste storskala varmeformål krever en temperatur på mellom 50-100 °C. For at varmen skal kunne utnyttes, må dermed kjølevannstemperaturen heves sammenlignet med forholdene ved et ordinært varmekraftverk. Dette medfører at den elektriske virkningsgraden synker (jf. formelen for Carnotvirkningsgraden i kapittel 4.1.7.1), mens anleggets totalvirkningsgrad øker. Forholdet mellom elvirkningsgrad og totalvirkningsgrad blir således avhengig av andelen levert varme.

For oppvarming med småskala CHP av boliger kan det brukes lavtemperatur vannbårne systemer med store flater, f.eks. gulv-, tak- og veggvarme, med typisk turtemperatur på 35 °C. Dette tas i økende grad i bruk i Europa der man har god tilgang på en distribuert gass infrastruktur.

For store grunnlastverk i Norge som benytter kull eller naturgass, vil varmen som kan leveres til verkets omgivelser bare unntaksvis utgjøre en vesentlig del av anleggets totale ytelse. Noen forbedring av anleggets totalvirkningsgrad av betydning kan derfor ikke påregnes. Eksemplet nedenfor, som tar utgangspunkt i et grunnlastverk som yter 410 MWel, eksemplifiserer dette:

En bebyggelse for 10 000 mennesker, oppvarmet med fjernvarme, vil ha et varmebehov på ca. 60 GWh per år eller et midlere effektbehov på årsbasis på 7-8 MW.

Varmeleveranser fra et grunnlastverk til et boligområde av denne størrelsen vil gi små virkningsgradsforbedringer (under 1 %). Det kan for sammenligning nevnes at Hafslund Varme produserte ca. 1,7 TWh i Oslo i 2013, noe som tilsvarer oppvarmingsbehovet til omrent 170 000 boenheter (Hafslund, 2014). Det er først i denne størrelsесorden at økningen av totalvirkningsgraden blir betydelig (ca. 10 %).

Kraftvarmeproduksjon, altså samtidig produksjon av kraft og varme, er bedre egnet for mindre anlegg (distribuert produksjon). For store grunnlastverk med dampsyklus er det normalt viktigere å plassere disse på et sted hvor det er god tilgang på kaldt kjølevann enn å plassere dem et sted hvor det kan leveres en liten andel varme til omkringliggende brukere. En senkning av kjølevannstemperaturen med 10 °C vil øke virkningsgraden med omrent 1 %.

I rapporten beskrives det kraftvarmeverk (CHP) basert på biobrensel avfall og naturgass.

6.1 Biobrenselkraftvarme

6.1.1 Teknologi og ressursgrunnlag

CHP-anlegg kan være fra 1 kW opp til noen hundre MW avgitt elektrisk effekt og er aktuelle der hvor det finnes etterspørsel etter kraft og varme samt tilgjengelig brensel. Konvensjonelle teknologier som brukes i dag er dampstasjon, forbrenningsmotor og gassturbiner. I fremtiden kan brenselceller og stirlingsmotorer spille en viktig rolle (se beskrivelse av teknologiene og modenhet i kapittel 5.4.1).

I rapporten beskrives det kostnader for dampstasjonen som er mest utbredt i Norge. Teknologien er moden og kommersiell tilgjengelig. Mottrykksturbiner gjør det mulig å bruke dampen etter turbinen til prosess- eller varmeformål. Totalvirkningsgraden for anlegg som produserer både kraft og varme (CHP) kan være opp til 80-85 %. Elandelen blir imidlertid mindre enn ved et rent varmekraftverk (omtalt i kapittel 7), avhengig av temperaturen til levert varme. Det er vanlig å dimensjonere mottrykksturbinen slik at 20-30 % av innvunnet varme i kjelen omdannes til elektrisitet. Produksjon av kraft sammen med varme øker brukstiden for anlegget og gjør driften mer fleksibel. En totalvirkningsgrad på opptil 85-90 % oppnås i et rent varmekraftverk. Oppgradering av varmekraftverk til CHP krever økte investeringer i høytrykkskjel, mottrykksturbin og generator. Dampstasjoner er mest aktuelle ved en elektrisk effekt på over 500 kW, helst større.

Ressursgrunnlag for bioenergi er beskrevet i kapittel 5.4.1.1.

6.1.2 Kostnadsbeskrivelse

Kostnader er avhengig av teknologi, størrelse på anlegget, kvalitet og kostnader for råstoff i tillegg til tilgjengelig etterspørsel etter varme. Kostnadene er vurdert for tre typer brensel: fuktig flis (50 % fuktighet), tørr flis (10 % fuktighet) og pellets. Det antas at anleggene benyttes til grunnlast. Kostnader er delt opp i investerings-, drifts- og brenselkostnader. Brenselkostnader er beskrevet i kapittel 4.3.1.6. Utviklings- og rivekostnader er ikke inkludert i kostnadsanslagene for biokraftverk. Kostnader og beregning av energikostnad (LCOE) vises i Tabell 6-1.

Elvirkningsgraden er avhengig av bruksområdet for anlegget. Her er det lagt til grunn typiske verdier for fjernvarme. Behov for et høyere mottrykk reduserer elvirkningsgraden. Selv om kraftproduksjon i denne type anlegg (CHP) skjer med mindre varmetap og dermed er rimeligere enn med kondensasjonsanlegg (Tabell 5-12), fører høye kapitalkostnader til at kraftproduksjon basert på biomasse er forholdsvis dyrt.

Bioanlegg har skalafordeler så størrelsen er som regel avgrenset av tilgjengelig biobrensel og mulig avsetning for varme. Anlegg med høyere installert effekt kan oppnå høyere elvirkningsgrad. Anlegg rundt 1 MW har som regel elvirkningsgrad på 8-12 %, kondensasjonsanlegg mellom 5 og 10 MW har elvirkningsgrad på 20-25 %, mens storskala anlegg over 100 MW kan oppnå 35-40 % (IEA, 2012).

Større anlegg som bruker brensel med fuktighet på mellom 40 % og 60 % kan ta i bruk røykgasskondenserende teknologi, som gjør det mulig å utnytte varmeenergien i røykgassen og redusere utslipp. Røykgasskondensering stiller krav til temperaturen på

returvannet som må være lavere enn røykgassens kondensasjonspunkt. I denne rapporten er det ikke forutsatt røykgasskondensering.

CHP anlegg er avhengig av stabil etterspørsel etter varme, noe som er mer krevende for større anlegg. Større anlegg er derfor egnet for industrier med stort varmeetterspørsel og fjernvarme. Småskala anlegg har bedre mulighet å finne avsetning for varme og ta i bruk lokale bioressurser.

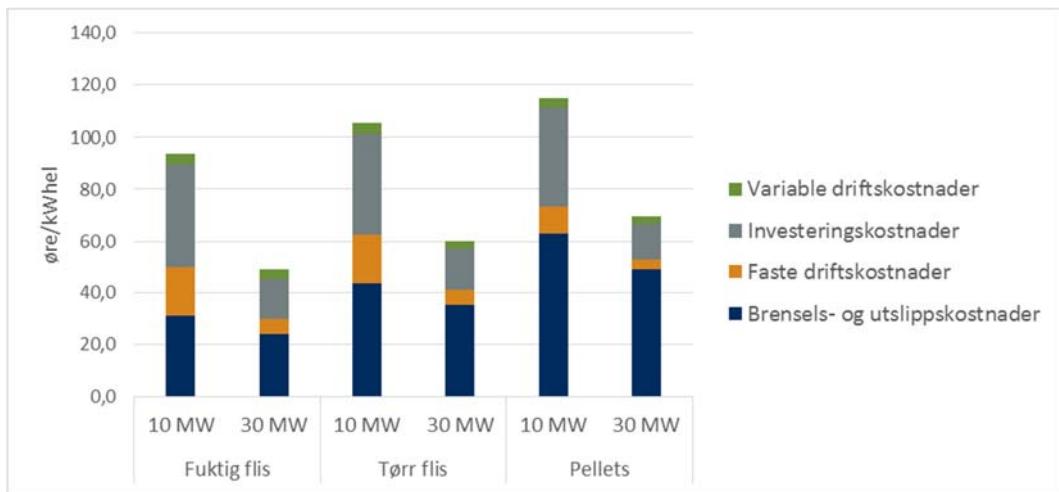
Valg av fullasttimer er basert på antagelse om at anlegget leverer varmen til fjernvarme og stoppes i sommermånedene. I tilfeller der varmen leveres til industrielt formål kan antall fullasttimer være noe høyere.

Levetiden for anlegg er beskrevet i kapittel 4.1.5. Prinsippet som er lagt til grunn for fordeling av kostnader mellom produksjon av kraft og varme er beskrevet under kapittel 4.1.1.

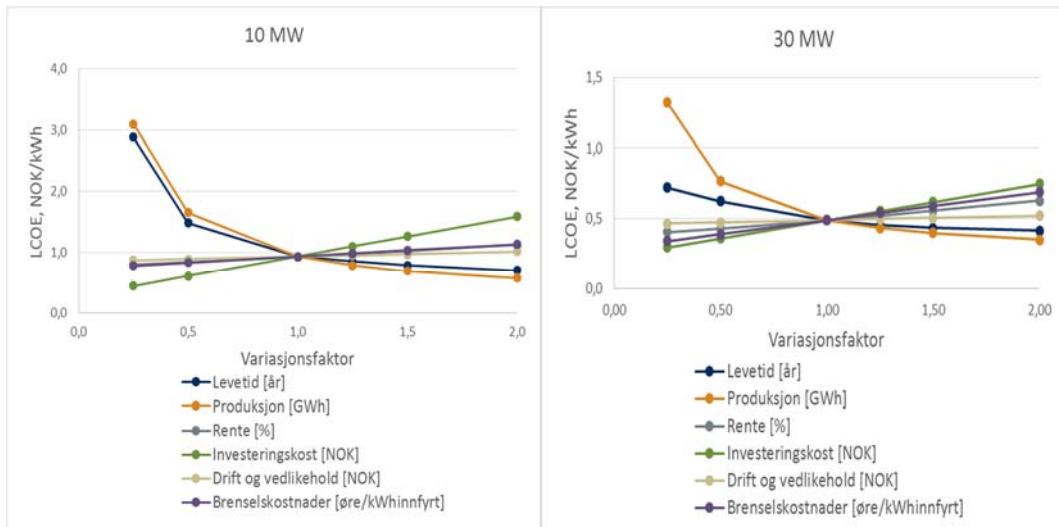
Tabell 6-1. Kostnader for kraftvarmeanlegg basert på biobrensel. *Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: erfaringstall fra Norconsult og Calambio.

Biokjel med mottrykksturbin								
Kjelkapasitet	Enheter MW	Fuktig flis		Tørr flis		Pellets		
		10	30	10	30	10	30	
Fullasttimer	timer/år	5 600	5 600	5 600	5 600	5 600	5 600	
Virkningsgrad*		89 %	89 %	90 %	90 %	91 %	91 %	
Elandel		24 %	29 %	24 %	29 %	24 %	29 %	
Investeringskostnader								
Anleggskostnader	kr/kW	15 100	11 700	14 300	11 300	13 500	10 100	
Installasjon	kr/kW	40	10	40	10	40	10	
Byggetidsrenter	kr/kW	921	712	872	688	823	615	
Sum investeringskostnader	kr/kW	16 061	12 422	15 212	11 998	14 363	10 725	
Faste driftskostnader	kr/kW/år	670	260	670	260	360	180	
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh	0,48	0,48	0,24	0,24	0,24	0,24	
Brenselspris	øre/kg	39,66	39,66	110,40	110,40	161,00	161,00	
NOx-avgift	øre/kWh	0,65	0,65	0,37	0,37	0,38	0,38	
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh	19,75	19,75	27,04	27,04	38,29	38,29	
Variable kostnader ekskl. brensel	øre/kWh	2,6	3,3	2,5	2,4	2,3	2,1	
LCOE	øre/kWh _{el}	93,6	49,0	105,4	60,1	115,2	69,4	

Kostnader for kraftproduksjon over levetiden (LCOE) fordelt på investerings-, drifts og brenselskostnader er vist i Figur 6-1. Det er basert på forutsetningen om at kostnadsfordeling er samme for kraft- og varmeproduksjon. For små anlegg utgjør investerings- og faste driftskostnader en større andel enn for store anlegg. Det fører til at LCOE er mer følsom for endringer i disse kostnadene for små enn for store anlegg (se Figur 6-2). LCOE for større anlegg er mer følsom til endringer i brenselskostnader.

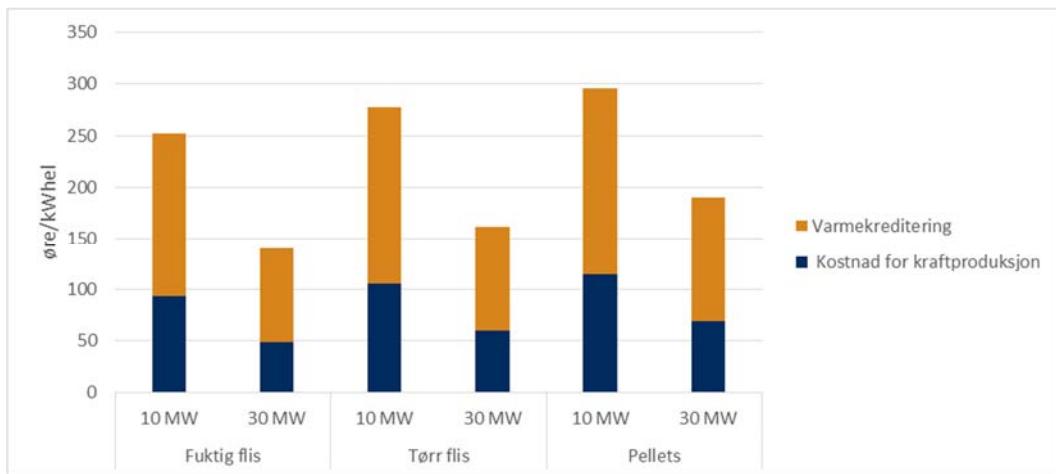


Figur 6-1. LCOE for kraftproduksjon i biokraftvarmeverk fordelt på investerings-, drifts- og brenselskostnader.



Figur 6-2. Følsomhetsanalyse for CHP med kjelkapasitet på 10 MW og 30 MW som benytter fuktig flis.

Figur 6-3 viser hvordan total produksjonskostnad fordeles mellom kraft og varme i henhold til den valgte måte for varmekreditering (se kapittel 4.1.1). Varmekreditering nesten halverer kostnadene.



Figur 6-3. Fordeling av totale kostnader mellom produksjon av kraft og varme.

6.1.2.1 Prosjektspesifikke kostnader

Kostnader som er presentert her er kostnader for nye og komplette anlegg med alle servicefunksjoner inkludert. Det kan være en stor variasjon i investeringskostnader på grunn av at anlegget må tilpasses til stedspesifikk etterspørsel etter varme (og kraft), eksisterende infrastruktur og tilgjengelig areal for hele anlegget og for biomasselagring. Lokale miljøkrav kan påvirke investeringskostnader. Behov for akkumulatortank eller røykgasskondensering bidrar også til variasjon i investeringskostnadene.

Biobrensel er ikke homogen, det er variasjon i sammensetning og kvalitet ikke bare mellom forskjellige typer av biobrensel, også ofte mellom forskjellige leveranser. Dette fører til variasjon i egenskaper til biobrensel, som fuktighet, askeinnhold, størrelse osv. Design av anlegget og kostnader er avhengig av tilgjengelig biobrensel. Anlegg som er beregnet for flere typer biobrensel har generelt større investeringskostnader.

6.1.3 Fremtidig kostnadsutvikling

Fremtidig kostnadsutviklingen for bioenergi er diskutert mer detaljert i kapittel 5.4.4

I rapporten er det begrenset til kostnadsutvikling for dampturbiner i medium- og storskala biokraftvarmeverk (CHP). Som nevnt over er damp turbiner en moden teknologi.

Potensial for kostnadsreduksjon er begrenset og ligger i tilpasninger av teknologien til biobrensel. Da verktøy og maskineri er en internasjonal vare kan man anta at investeringskostnadene synker i takt med læring på det globale markedet. Læring ved bygging og drift av anlegget skjer lokalt, men smarte løsninger kan importeres og erfaringsutveksling mellom landene spiller også en viktig rolle.

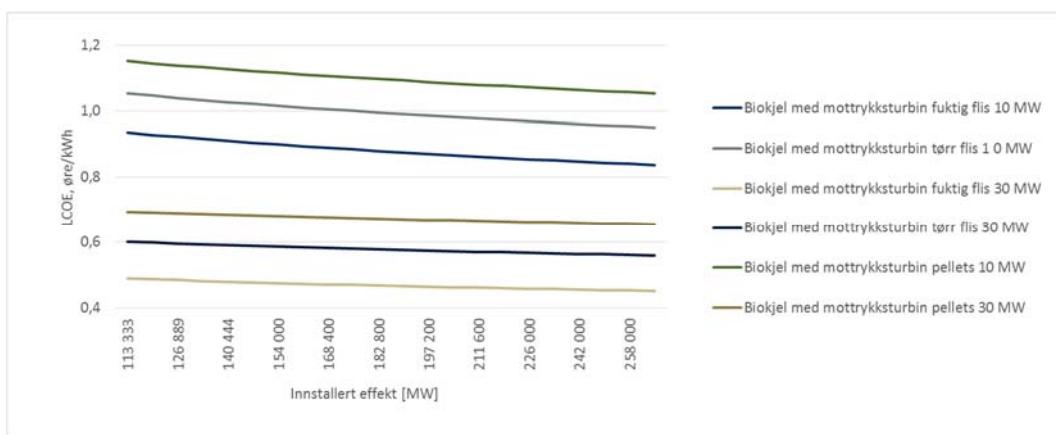
Det er valgt å bruke internasjonal utvikling i installert kapasitet for investerings- og driftskostnader, mens brenselskostnadene er antatt å være på samme nivå som i 2014 (se kapittel 4.3). Forbedring i konverteringsteknologi og logistikk bidrar til reduksjon i brenselskostnadene, mens økt etterspørsel etter biobrensel internasjonalt virker i motsatt retning.

Det er valgt å bruke en lærerate på 5 prosent for investeringskostnader. Driftskostnadene er antatt å følge samme trend. I tillegg er det lagt inn 5 prosent forbedring i

elvirkningsgraden i 2030. Figur 6-4 viser kostnadsutviklingen for biokraft når man legger til grunn IEAs prognose om økning i global installert effekt for biokraft fra 2014 til 2035 (IEA, 2013)¹. Kostnadsreduksjonen utgjør 8-10 %.

Redusjonen er ganske moderat sammenlignet med vind- og solkraft som har både høyere lærerater og raskere utbyggingstakt. *Medium-Term Rapport for Renewable Energy*² viser i tillegg at kraftproduksjon basert på biomasse øker saktere enn det var prognosert i (IEA, 2013). Det er verdt å nevne at bioenergiproduksjon kan tilpasses til variasjon i etterspørsel, mens vindkraft og solenergi ikke er regulerbare.

Den relativt flate kostnadsutviklingen skyldes også at det er antatt konstante brenselspriser fremover. Brenselkostnader utgjør en vesentlig andel av de totale energikostnadene (Figur 6-1), og fremtidige brenselspriser er derfor en svært viktig faktor for kostnadsutviklingen (som ikke kommer frem i Figur 6-4).



Figur 6-4. Fremtidig kostnadsutvikling for CHP basert på biobrensel.

6.2 Avfallskraftvarme

6.2.1 Teknologi

Avfall er ikke en ren fornybar ressurs. Av restavfall som leveres til norske forbrenningsanlegg har ca. 52 % biologisk opprinnelse (NVE, 2011-2).

Det brukes samme teknologi for avfallsforbrenning som for biomasse med visse modifikasjoner. Avfallsforbrenningsanlegg er mer kompliserte da avfall er mer heterogent enn biomasse. Kjel for avfallsforbrenning har høye investeringskostnader, men slike anlegg kan bli økonomisk attraktive pga. lave (negative) brenselskostnader. Renholdsverkene må betale for å deponere avfallet og dette kommer avfallsforbrenningsanleggene til gode. Konkurranse om brennbart avfall fra fjernvarmeselskaper i andre land

¹ Det er brukt New Policies Scenario i (IEA, 2013).

² (IEA-SHC, 2014)

som for eksempel Sverige gjør at mange renholdsverk sender avfall dit til forbrenning til en lavere kostnad, transport inklusive.

I dette kapittelet diskuteres kostnader for anlegg som produserer både kraft og varme, mens kostnader for ren varmeproduksjon ved avfallsforbrenning finnes i kapittel 7.8.

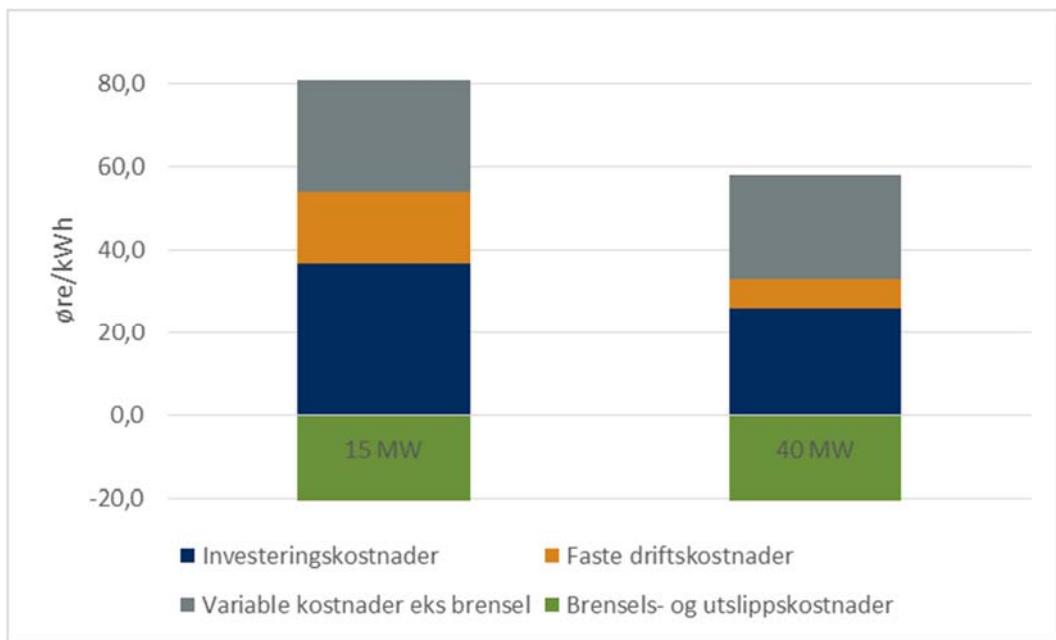
6.2.2 Kostnader og LCOE

Ved å oppgradere en avfallskjel til et mottrykksanlegg, kan en produsere både varme og elektrisitet. Når det er avsetning for restvarmen, produseres elektrisiteten med høy virkingsgrad (kun avgasstap). En slik oppgradering krever økte investeringer i høytrykkskjel, dampturbin og generator. Det er vanlig å dimensjonere mottrykksturbinen slik at 20-25 % av innvunnet varme i kjelen omdannes til elektrisitet. Et eksempel på en beregning av hva elproduksjonen med dette tiltaket koster er vist i Tabell 6-2. For den vurderte anleggstørrelsen utgjør kostnader knyttet til mottrykksturbin og generator ca. halve prisforskjellen mellom anlegg med (Tabell 6-2) og uten turbin (Tabell 7-8). Øvrig prisøkning skyldes ekstra kostnader med hensyn til øvrig oppgradering av kjel og anlegg.

Lønnsomhet av anlegget er i stor grad avhengig av lokale forutsetninger som f. eks. verdien av produsert varme. Merk for øvrig at produsert elektrisitet, i motsetning til varme, kan avsettes hele året. Ved å anta at de variable kostnadene er lavere enn markedsprisen på elkraft, vil det svare seg å produsere elektrisitet så lenge forbrenningsanlegget er i drift. Man får da en brukstid for elproduksjon på 8 000 timer som er større enn for levert varme (her satt til 6 700 timer). Mottaksgebyr er en viktig faktor for lønnsomheten. Dette er inntekt for avfallsforbrenningsanlegg og varierer mellom 250 og 630 NOK/tonn avhengig av avfallsvolum, tilgangsprofil, lagringsmuligheter, behov for forbehandling, transportavstand og brennverdi. Konkurranse med svenske forbrenningsanlegg presser mottaksgebyr ned (se kapittel 4.3.1.7). Følsomhetsanalyse viser at LCOE endres med 20-30 % når mottaksgebyret settes til 250 eller 630 NOK/tonn.

Tabell 6-2. Kostnader for avfallskjel med mottrykksturbin. *Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi Kilde: erfaringstall fra Norconsult og Calambio.

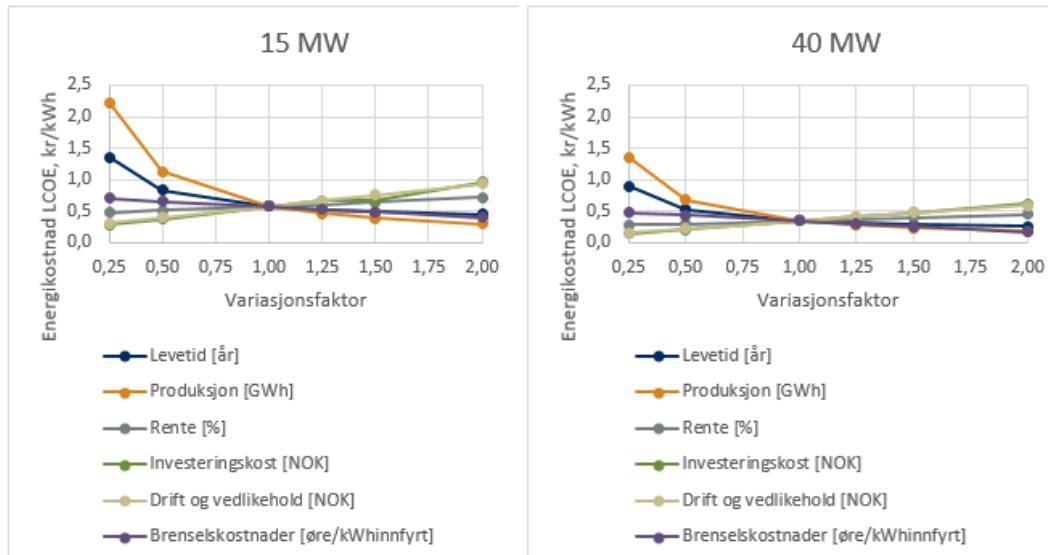
Anlegg for avfallsforbrenning med mottrykksturbin				
Kjelkapasitet	Enheter MW	15	40	
Brukstid, avfallsforbrenning	timer/år	8 000	8 000	
Brukstid, varmeleveranse	timer/år	6 700	6 700	
Virkningsgrad*		88 %	88 %	
Elandel*		22 %	24 %	
Investeringskostnader				
Avfallskjel	kr/kW	16 180	11 500	
Turbinaggregat og generator	kr/kW	1 500	1 150	
Nett tilknytning	kr/kW	410	230	
Byggekostnader	kr/kW	4 680	3 350	
Prosjektering og administrasjon	kr/kW	3 640	2 600	
Byggetidsrenter	kr/kW	2 170	1 547	
Sum investeringskostnader	kr/kW	28 580	20 377	
Faste driftskostnader	kr/kW/år	990	400	
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh	0,39	0,39	
Brenselspris	kr/kg	-0,44	-0,44	
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh	-16,5	-16,5	
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh	19,0	18,0	
LCOEel	øre/kWh _{el}	57,8	35,2	



Figur 6-5. Fordeling av LCOE for avfallskraftvarme på investerings-, drifts-, brensels- og utslippskostnader.

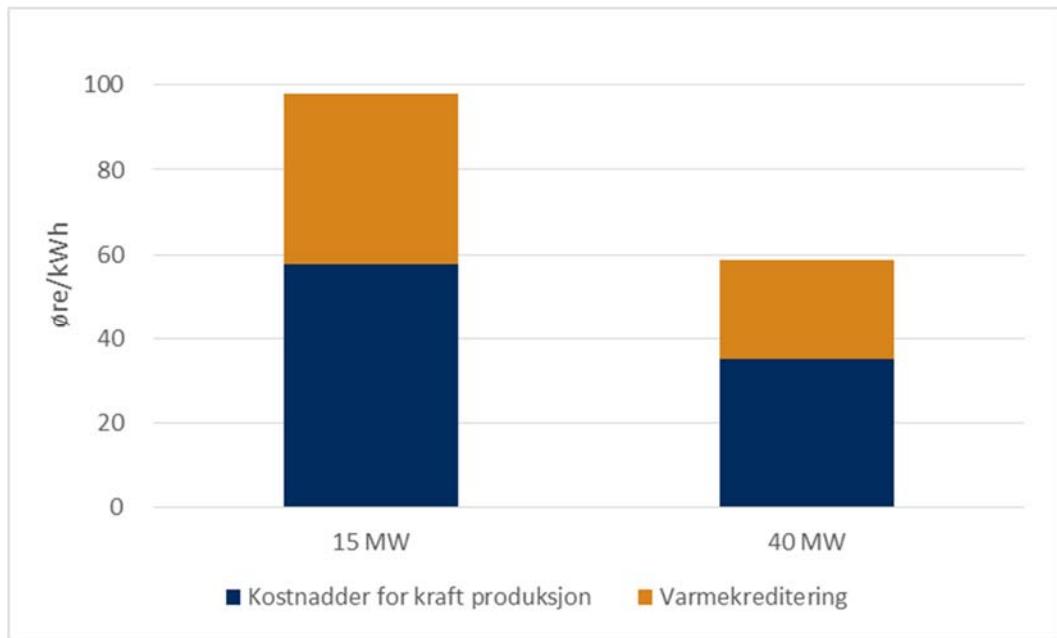
Andel av investerings- og faste driftskostnader er høyere for mindre anlegg (Figur 6-5) som viser skalafordeler. LCOE for mindre anlegg er mer sensittivt til endringer i

investeringeskostnader (se Figur 6-6). Det er antatt at fordelingen på investerings-, drifts- og brenselskostnader er samme for kostnader for kraft- og varmeproduksjon.



Figur 6-6. Følsomhetsanalyse for kostnader for avfallskraftvarme.

Varmekreditering bidrar vesentlig til reduksjon av kostnader (se Figur 6-7).



Figur 6-7. Fordeling av totale kostnader mellom produksjon av kraft og varme

6.2.3 Modenhet på teknologi og kostnadsutvikling

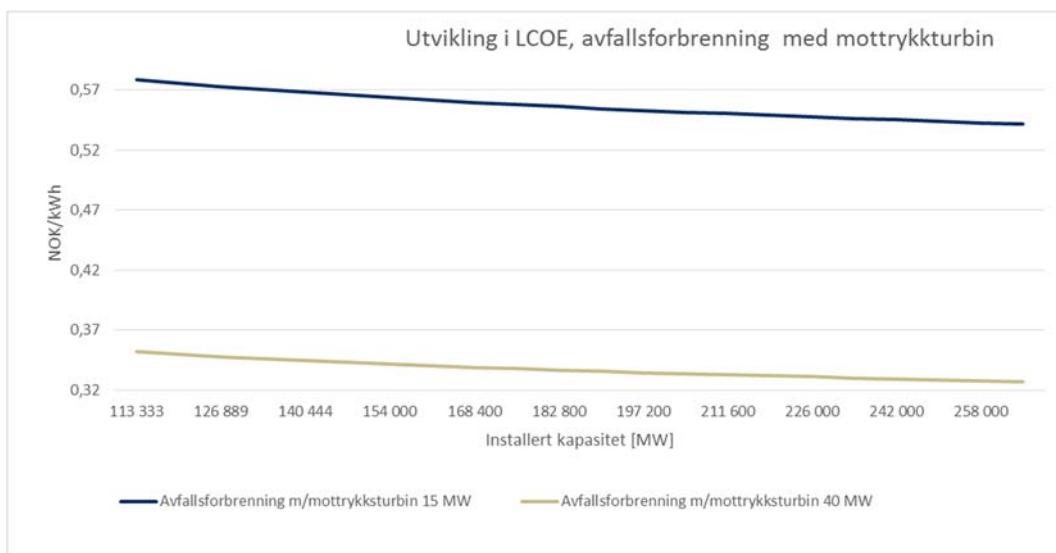
Det er ikke så mye tilgjengelig litteratur angående teknologiutvikling i avfallsforbrenning og hvordan den påvirker kostnader. Avfallsforbrenning er en moden teknologi. Det er valgt å bruke lærerate på 2 % basert på Quality Guidelines for Energy System Studies

utgitt av U.S. Department of Energy (DOE/NETL, 2013). Den valgte læreraten reflekterer at avfallsforbrenning er konkurransedyktig og kommersialisert teknologi.

Investeringskostnader påvirkes av internasjonal teknologiutvikling. Det er antatt her at reduksjon i driftskostnader er samme som for investeringskostnader. Overkapasitet for avfallsforbrenning i Skandinavia og konkurranse om avfall kan redusere mottaksgebyr. Tallene for mottaksgebyr varierer veldig og er ikke veldig transparente. Det er lite grunnlag for å vurdere trenden i fremtiden. Her antas det at brenselspris (mottaksgebyr) holder seg konstant fremover. Figur 6-8 viser kostnadsutvikling for CHP basert på avfall hvis man legger til grunn utvikling i bioenergi i OECD land fra 2014 til 2035 i New Policies Scenario (IEA, 2013). Avfallsforbrenning inngår som en del av bioenergi og det er antatt at avfallsforbrenning øker i samme takt som bioenergi.

I følge (Ventosa, 2013) er kapasitet for avfallsforbrenning i Europa rundt 54 million tonn per år i 2010 med nye 13 million tonn per år som er planlagt å bli bygget til 2020. Studie for Norge viser økning i avfallsforbrenning fra om lag 1,4 million tonn i 2011 til litt under 2 million tonn i 2020 (THEMA Consulting Group, 2014-3).

Figur 6-8 viser moderat reduksjon i LCOE på grunn av lave lærerater, moderat økning i produksjonen og faste nivå for mottaksgebyr.



Figur 6-8. Kostnadsutvikling for avfallskjel med mottrykksturbin.

6.3 Rivningsvirke

Rivningsvirke er definert som avfall. Alle anlegg som skal brenne rivningsvirke må oppfylle samme krav avfallsforskriften som anlegg som brenner avfall.

Sortert avfall vil kunne skape mer forutsigbare forhold for forbrenningsprosessen. Anleggene er noe enklere med hensyn til håndtering av brensel og krever noe mindre vedlikehold enn søppelforbrenningsanlegg, men derimot er krav til brannbeskyttelse og eksplosjonsavlastning høyere.

Eksempler på slike anlegg for ulike kategorier rivningsvirke er vist i Tabell 6-3.

Anskaffelses- og driftskostnader er noe lavere enn for avfallsforbrenningsanlegg. Merk at for denne type avfall unntatt impregnert virke må energiselskapene betale for avfallet. Det fører til at i motsetning til avfallsforbrenningsanlegg kjøres anlegget kun når det er avsetning for produsert varme (og el). Det er forutsatt at anlegget brukes til å dekke grunnlast med en brukstid på 6 700 timer for både el- og varmeproduksjon.

Tabell 6-3. Kostnader for en kjel med mottrykksturbin beregnet for rivningsvirke. *Virkningsgrad er momentanvirkningsgrad ved nominell last og basert på nedre brennverdi Kilde: erfaringstall fra Norconsult og Calambio.

Rivningsvirke - kjel med mottrykksturbin		
	Enheter	
Kjelkapasitet	MW	15
Virkningsgrad*		88 %
Elandel*		22 %
Brukstid (el og varme)	timer/år	6 700
Investeringskostnader		
Kjel	kr/kW	13 200
Turbinaggregat og generator	kr/kW	1 600
Nettilknytning	kr/kW	410
Byggekostnader	kr/kW	4 000
Prosjektering og administrasjon	kr/kW	3 060
Byggetidsrenter	kr/kW	1 830
Sum investeringskostnader	kr/kW	24 100
Faste driftskostnader	kr/kW/år	880
NO _x -avgift	øre/kWh	0,0
Brenselspris (rene paller)	øre/kWhinnfyrt	13,0
Brensels- og utslippskostnader (rene paller)	øre/kWh	14,8
Brenselspris (trevirke m/maling)	øre/kWhinnfyrt	3,0
Brensels- og utslippskostnader (trevirke m/maling)	øre/kWh	3,4
Brenselspris (impregnert)	øre/kWhinnfyrt	-20,0
Brensels- og utslippskostnader (impregnert)	øre/kWh	-22,7
Variable kostnader ekskl. energi	øre/kWh	7,5
LCOE_{elprod}, rene paller	øre/kWh _{el}	81,3
LCOE_{elprod}, trevirke m/maling	øre/kWh _{el}	69,77
LCOE_{elprod}, impregnert	øre/kWh _{el}	43,35

For den vurderte anleggstorrelsen utgjør kostnader knyttet til mottrykksturbin og generator ca. halve prisforskjellen mellom anlegg med (Tabell 6-3) og uten turbin (Tabell 7-9). Øvrig prisøkning skyldes ekstra kostnader med hensyn til øvrig oppgradering av kjel og anlegg

6.4 Gassmotor/turbin med avgasskjel

Dette kapitlet beskriver kostnader for gassmotorer med avgasskjel og gassturbiner med avgasskjel.

6.4.1 Teknologi og kraftproduksjon

En gassmotor eller en gassturbine kan utstyres med en avgasskjel som gjenvinner varmen fra eksosen. Gassmotoren eller –turbinen er mekanisk koblet til en strømgenerator og produserer elektrisitet fra den mekaniske energien. Varmen i avgasskjelen kan leveres som fjernvarme.

6.4.2 Kostnadsbeskrivelse og beregning av energikostnad

Tabell 6-4 og Tabell 6-5 viser kostnadstall for henholdsvis en gassmotor med avgasskjel og en gassturbine med avgasskjel. Nødvendige bygningsmessige installasjoner er inkludert. LCOE reduseres med økende størrelse på anleggene. I realiteten vil gassprisen være lavere for anleggene på 10 MW og oppover enn for de mindre anleggene, fordi store gassforbrukere får lavere gasspris enn småskalabrukere.

Tabell 6-4. Kostnader for en gassmotor med avgasskjel. *Virkningsgrad er momentanvirkningsgrad ved nominell last og basert på nedre brennverdi. Kilde: Erfaringstall fra Norconsult og leverandører i Norge.

Gassmotor med avgasskjel					
Ytelse	Enhet	0,1	1	10	
MW _{el}					MW _{el}
Fullasttimer	timer/år	6 000	6 000	6 000	
Elandel*		33 %	41 %	45 %	
Varmeandel*		55 %	48 %	50 %	
Investeringkostnader					
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}	6 250	4 500	3 380	
Byggekostnader	kr/kW _{el}	3 150	1 800	1 040	
Nettilknytning	kr/kW _{el}		660	230	
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	1 100	945	780	
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	420	316	217	
Sum investeringkostnader	kr/kW _{el}	10 920	8 221	5 647	
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	2 000	640	440	
Spesifikt brenselforbruk	Sm ³ /kWh _{el}	0,3	0,2	0,2	
Brenselspris	øre/Sm ³	197,1	197,1	197,1	
CO ₂ -avgift	øre/kWh _{el}	20,3	16,4	14,9	
NO _x -avgift	øre/kWh _{el}	0,0	4,4	4,0	
CO ₂ -kvoter	øre/kWh _{el}	0,0	0,0	2,7	
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh _{el}	81,1	69,6	66,1	
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _{el}	14	4	1,62	
LCOE	øre/kWh _{el}	84,6	55,7	46,7	

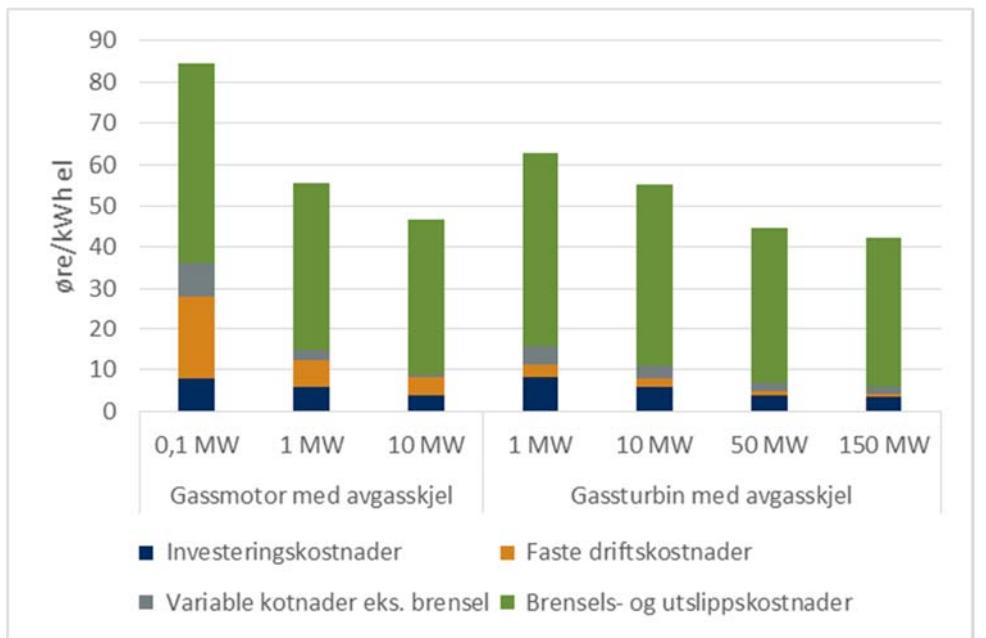
Tabell 6-5. Kostnader for en gassturbin med avgasskjel. *Virkningsgrad er momentanvirkningsgrad ved nominell last og basert på nedre brennverdi. Kilde: Norconsult

Gassturbin med avgasskjel						
Ytelse	Enhet MW _{el}	1	10	50	150	
Fullasttimer	timer/år	6 000	6 000	8200	8200	
Elandel*		25 %	29 %	33 %	36 %	
Varmeandel*		60 %	60 %	58 %	55 %	
Investeringskostnader						
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}	8 340	6 700	6100	5800	
Byggekostnader	kr/kW _{el}	4200	1980	1800	1120	
Nettiknytning	kr/kW _{el}	660	230	170	120	
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	1350	1000	900	840	
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	582	396	359	315	
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	15 132	10 306	9 329	8 195	
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	450	300	200	120	
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _{el}	9,6	6,4	4,5	3,8	
Spesifikt brenselforbruk	Sm ³ /kWh _{el}	0,4	0,4	0,3	0,3	
Brenselspris	øre/Sm ³	197,1	197,1	197,1	197,1	
CO ₂ -avgift	øre/kWh _{el}	26,8	23,1	20,3	18,6	
NOx-avgift	øre/kWh _{el}	0,0	1,0	0,9	0,8	
CO ₂ -kvoter	øre/kWh _{el}	0,0	4,2	3,7	3,4	
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh _{el}	107,0	97,4	85,6	78,5	
LCOE	øre/kWh _{el}	62,8	55,3	44,7	42,3	

Ved beregning av LCOE må en ta hensyn til at et kogenanlegg produserer både el og varme, og at det ikke er entydig hvordan kostnadene skal fordeles på de to energiformene. Det er lagt til grunn at anlegget primært er etablert for å dekke et varmebehov, men at det samtidig er ønskelig å utnytte eksperiinholdet i brensel for elproduksjon. Dermed oppnås en svært høy totalvirkningsgrad (momentanvirkningsgrad ved nominell last på ca. 90 % referert til nedre brennverdi). En så høy virkningsgrad er kun mulig når det er vedvarende avsetning for innvunnet varme. Driften av kogenanlegget blir derfor styrt av varmebehovet. Videre har en, for å bedre økonomien i anlegget, forutsatt at bare en mindre del av det samlede varmebehovet blir dekket av kogenanlegget. På den måten kan en oppnå en forholdsvis høy brukstid.

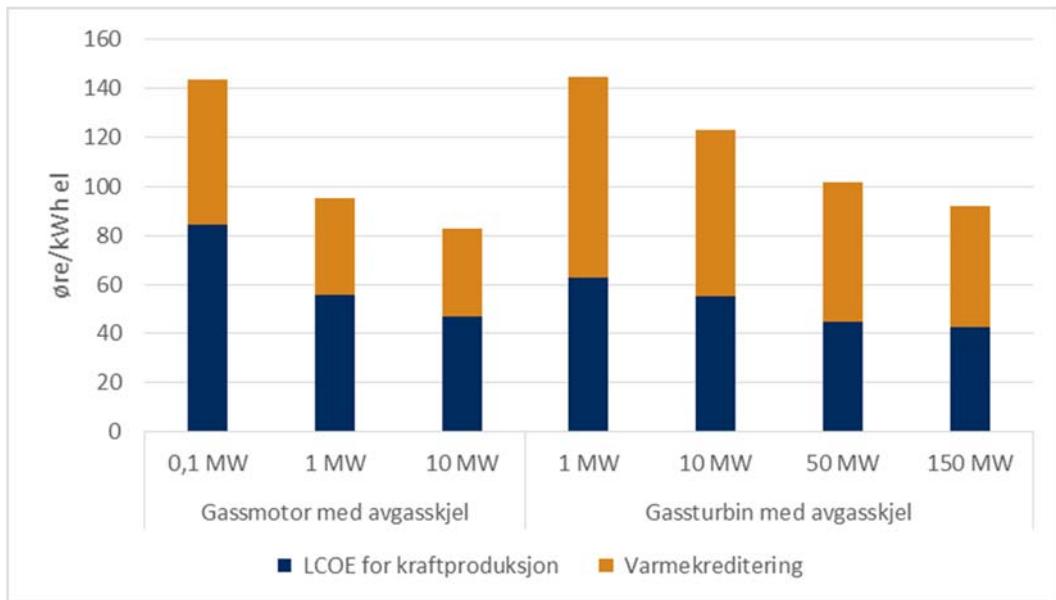
Med tilgang på gass blir varmen alternativt levert fra en gasskjel. Varmen fra kogenanlegget kan derfor verdsettes lik kostnaden ved å produsere den samme varmen i en gasskjel (mer om varmekreditering se i kapittel 4.1.1).

Gassturbinen kan gå på både gass og flytende drivstoff, men Tabell 6-5 viser kostnadene for anlegg som bruker naturgass.



Figur 6-9. LCOE for kraftproduksjon med gassmotor/turbin med avgasskjel fordelt på investerings-, drifts-, brensels- og utslippskostnader.

Brenselskostnader utgjør største andel av produksjonskostnader. Figur 6-9 viser hvordan totale produksjonskostnader fordeles mellom kraft- og varmeproduksjon for den valgte måten for varmekreditering.



Figur 6-10. Totale kostnader fordelt på kraft- og varmeproduksjon.

6.4.2.1 Levetid og reinvestering

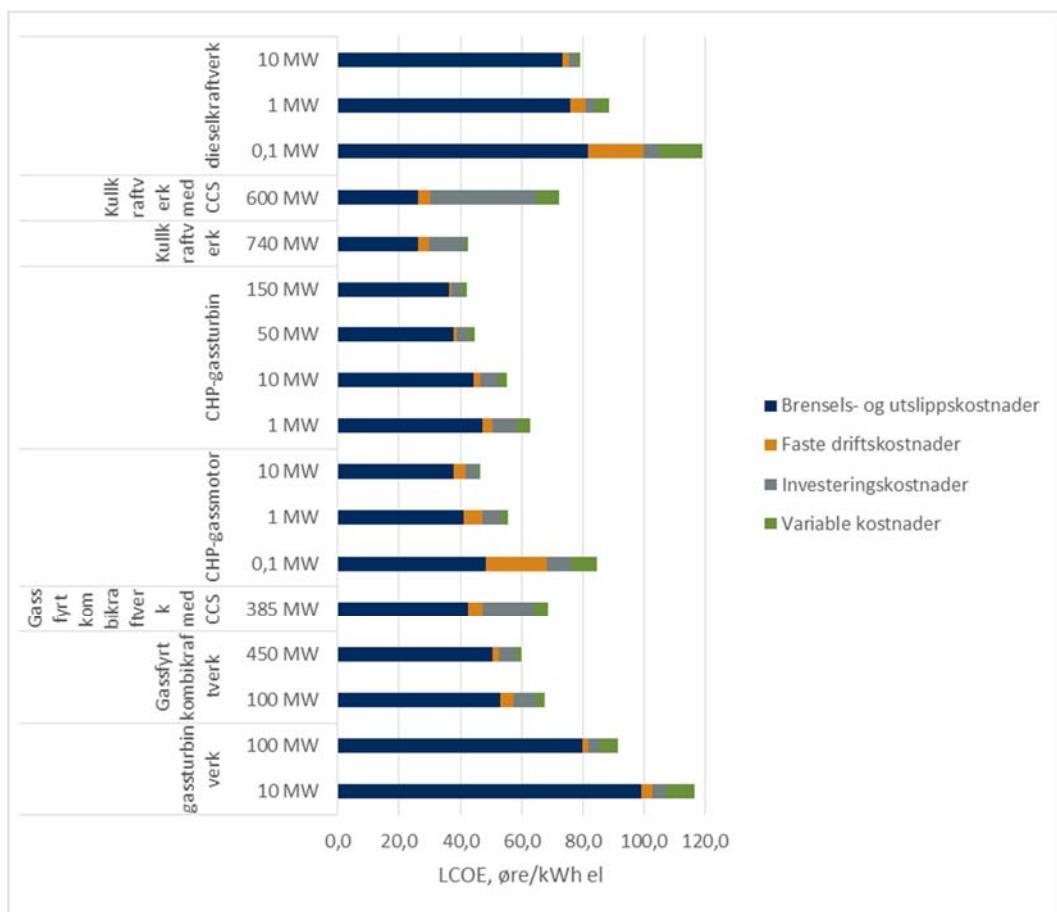
Et kogenanlegg bestående av en gassturbin eller gassmotor og en avgasskjel vil ha en økonomisk levetid på 20 år.

6.4.3 Fremtidig kostnadsutvikling

Fremtidige kostnader og følsomhetsanalysen finnes i henholdsvis kapitler 6.5 og 6.6.

6.5 Fremtidig kostnadsutvikling for termiske anlegg som benytter fossile brensler

For varmekraftverk og kraftvarmeverk basert på fossil brensel utgjør brenselskostnader den største andelen (se Figur 6-11). Fremtidige brensels- og karbonpriser er drivere for kostnadsutviklingen. Teknologiene for kraft- og varmeproduksjon er modne og kommersielle. Potensial for reduksjon i investerings- og driftskostnader knyttet til teknologiutvikling regnes som beskjeden. Integrasjon av CCS i kraftverk er imidlertid teknologi under utvikling med større potensial for kostnadsreduksjon knyttet til læring. Forslag til lærerater for disse teknologiene basert på anbefalinger fra (DOE/NETL, 2013) finnes i Tabell 6-6. Lærerater viser reduksjon i investeringskostnader ved økt installert kapasitet.



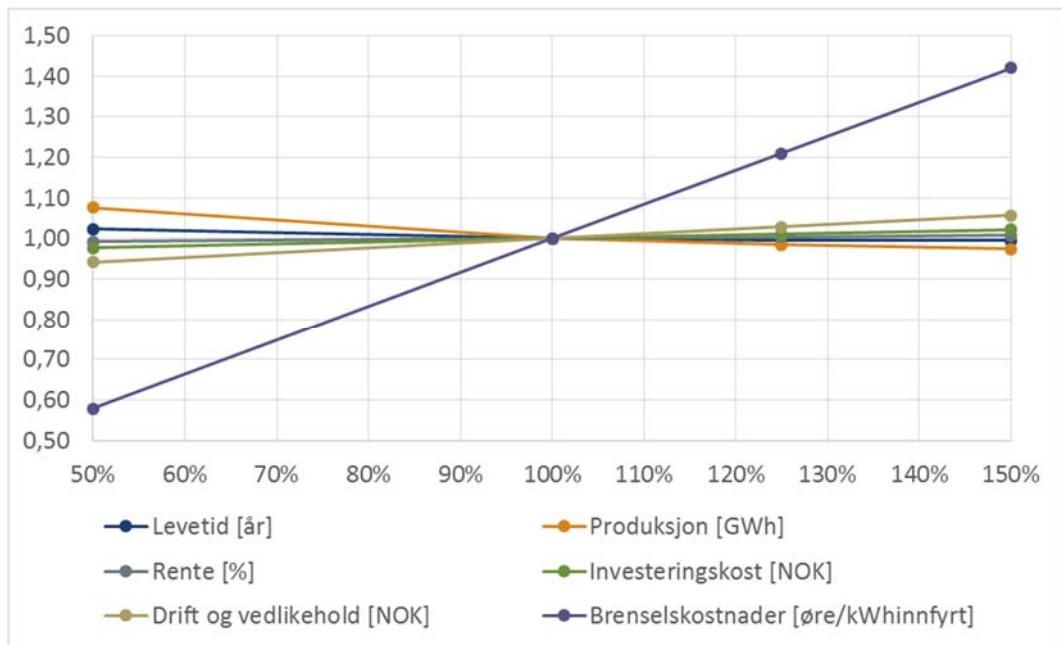
Figur 6-11. Kostnader for kraftproduksjon fordelt på investerings-, drifts- og brenselskostnader for anlegg basert på fossile brensler.

Tabell 6-6. Lærerater. Kilde: (DOE/NETL, 2013)

	R
Gassfyrt kombikraftverk	0,01
Gassfyrt kombikraftverk med CCS	0,04
Kullkraftverk	0,01
Kullkraftverk med CCS	0,04
Gassturbinverk	0,01
Dieselkraftverk	0,01
CHP-gassmotor	0,01
CHP-gasturbin	0,01

6.6 Følsomhetsanalyse for termiske anlegg som benytter fossile brensler

Kostnadene til fossilt fyrté anlegg er svært følsomme til brenselskostnader. Forhold mellom kraftpris, brenselspris og CO₂-kostnader er avgjørende for lønnsomhet. Eksempel for følsomhetsanalyse er vist i Figur 6-12.



Figur 6-12. Et eksempel på følsomhetsanalyse for gasturbinverk 10 MWel

7 Varmeproduksjon og varmesentraler

Varmesentraler kan beskrives både som lokale og sentrale anlegg hvor det produseres varmt vann som kan brukes til tappevann eller til oppvarming av bl.a. bygg. Varmtvannet distribueres gjennom et rørsystem til mottakeren. Dette kan typisk være en enebolig, et nærvarmeanlegg eller et fjernvarmenett. Energikildene som brukes er bioenergi, solenergi, omgivelsesvarme (grunnvarme, overflatevann, uteluft), elektrisitet, naturgass, fyringsolje, avfallsforbrenning etc.

Varmeeffekten fra en varmesentral vil variere over året. Investeringsstunge enheter som fastbrenselkjel, varmepumpe og CHP-anlegg med lave driftskostnader vil normalt dimensjoneres så de dekker grunnlosten, dvs. 50-60 % av det maksimale effektbehovet. Toppeffekten dekkes da med olje, elektrisitet eller gass som krever lave investeringskostnader, men har høye driftskostnader. Større varmesentraler, fjernvarmeanlegg og lignende er gjerne dimensjonert slik at maksimalt effektbehov kan dekkes med største kjelenhet ute av drift ((N-1) - kriteriet). Større varmesentraler har normalt sikring av energibehovet ved at man har anlegg som kan benytte to eller flere energibærere. Dette gir mulighet å benytte den til en enhver tid kostnadsoptimale energibærer. En varmesentral vil bygges opp av flere enheter så man får sikkerhet både i effekt- og energidekning.

I tillegg til kostnader for kjeler viser rapporten kostnader for to varmesentraler. En varmesentral hvor en biokjel for grunnlast kombineres med to elkjeler for å dekke topplast i høysesongen og reservelast (se kapittel 7.7). Den andre varmesentralen består av en bergvarmepumpe for grunnlast og en kjel for topplast (se kapittel 7.11.2.4). Anlegget leverer både varme og kjøling.

7.1 Antagelser felles for kjeler

Investeringskostnader omfatter kjel, installasjonskostnader, prosjektering og administrasjon. For olje-, bioolje- og gasskjeler er gravekostnad og evt. fundamentkostnad inkludert i installasjonskostnadene. Det er antatt at det er god plass for inntransport, samt at fyrrømmet er romslig. Det er lagt til grunn 10 meter totalt i rørarbeid for å installere kjelen. Ombygging av fyrrømmet er ikke inkludert i installasjonskostnadene.

Kostnadene knyttet til oljetank og gasstank er inkludert for oljekjel, gasskjel og biooljekjel. Tankpris er basert på leverandørpriser. Tanker er hyllevare i størrelsen 1,5 m³ til 50 m³ for oljetanker og 2,7 m³ til 13 m³ for gasstanker. Dersom det er begrensninger med hensyn til hvor tanken kan plasseres vil dette påvirke kostnadene, for eksempel om tanken bør/må graves ned og med hensyn til avstand fra tank til brenner. Det er lagt opp til tankstørrelser med tilstrekkelig kapasitet til å forsyne kjelene med brensel for ca. 1 uke for de minste kjelene til 3 dager for de største kjelene. Den største kjelen vil ha behov for større tankstørrelser enn leverandørene tilbyr som standard størrelser. Større tanker kan spesialbestilles. Det gjøres oppmerksom at dimensjonene for større tanker kan by på ekstrakostnader med hensyn til frakt.

For bioolje og fyringsolje er det forutsatt tanker over grunn. De fleste biooljer tåler ikke lave temperaturer. Ved utendørs plassering av biooljetank må den isoleres og varmes opp. Noen dyrere oljekvaliteter forventes å klare seg uten oppvarming. Kostnadene knyttet til isolering og oppvarming er inkludert i rapporten.

Dersom en tank med petroleumsprodukter skal plasseres over grunnen må den fra volum på 10 m³ og oppover ha doble vegg og oppsamlingsarrangement for å forebygge miljøforeurensing (iht. forurensingsforskriften). Med hensyn til ønsket lagringsbehov betyr dette at alle kjeler med fyringsolje som brensel med effekt fra og med 1 MW vil ha behov for lagringsvolum over 10 m³ og dermed trer krav om dobbeltbunnet tank inn.

For oljetanker er det benyttet overgrunnstank for alle størrelser. For gasstanker er det benyttet nedgravde tanker for størrelsen opp til og med 30 m³. For de større tankene er det regnet med overgrunnstanker. For gasstanker vil man ha fordel av redusert sikkerhetssone rundt tanken for nedgravde tanker, derfor er dette prioritert for de mindre tankene.

Kostnader knyttet til varmedistribusjon er oppgitt i et eget kapittel 9.2. Det samme gjelder for kostnader for vannbåren varme i bygninger. Vannbåren varme er en forutsetning for at man kan ta i bruk de forskjellige teknologiene.

For faste driftskostnader er det lagt til inn kun årlig service for kjelene. Kostnaden er ca. 4 000 kr i året for de minste kjelene og 40 000 for de store kjelene. For bioolje er det lagt inn noe høyere kostnad for å ta høyde for hyppigere service.

7.2 Elkjel

7.2.1 Teknologi og energiproduksjon

Elkjeler er den enkleste form for varmeproduksjon, med svært lave investeringskostnader, men der produksjonskostnadene følger elpriser og nett tariffene direkte. Elektriske varmeelement kan integreres sammen med varmepumper, oljekjel, biobrenselkjel som spiss- eller reservelast. Rene elektrokjeler kan inndeles i tre kategorier: elementkjel, elektrodekjel og induksjonskjel eller trafokjel.

Den mest utbredt type av elkjel i Norge er elementkjel. Elementkjel varmer opp vannet ved å lede strøm gjennom varmeelementer neddykket i vannet (samme prinsippet som for varmtvannsbereder). Aktuelt effektområde for elementkjeler er fra 3 til 1500 kW (Zijdemans, 2012). For bolighus i effektområde 5-11 kW kan mindre kjeler, som kalles el-kassetter, brukes. El-kassettene er bygget etter samme prinsippet som elementkjeler.

I elektrodekjeler går strømmen mellom elektrodene direkte gjennom vannet. Ytelse av elektrodekjel er avhengig av vannets temperatur og ledningsevne. Ønsket ledningsevne kan oppnås ved hjelp av tilsetninger av egnede kjemikalier. På grunn av krav til vannkvaliteten skiller elektrodekjelene i separate vann- eller hetvannskretser med varmeveksling mot hovednettet i den aktuelle varmesentralen. Vanlig spenningsområde for høyspennings elektrodekjel som kan kobles direkte til høyspenningsforsyningen er mellom 6,6 og 11 kV. For større effekter kan spenningen økes opp til 22 kV. Anlegg med høyere spenning kan oppnå høyere virkningsgrad og har lavere tap ved nedtransformering. Regulering av effekt i elektrodekjel kan skje via justering av

ledningsevnen til vannet, heving/senkning av vannstanden eller elektrodene, endring av avstanden mellom elektrodene eller skjerming av elektrodene.

Induksjonskjel er en sjeldent kjeltype i Norge. Den er bygget etter samme prinsippet som en transformator hvor sekundærkretsen består av rørsystem som har elektrisk motstand, er kortsluttet og inneholder varmeverksomhet. Induksjonskjel har høy reguleringshastighet.

Tabell 7-1. Typer av elkjeler. Kilde: * (Grønli, 1999), ** (Zijdemans, 2012)

Kjeltype	Spennings type	Effektoråde	Reguleringsområde
El-kassett	230/400 V*	1-15 kW*	45-100 % (trinnvis)*
Elementkjel	230/400 V*	3-1 500 kW**	0-100 % (trinnvis)*
Elektrodekjel	230/400 V*	250 – 1 000 kW*	15 – 100 % (kontinuerlig)*
Elektrodekjel	3-11 kV*	1 000 – 45 000 kW*	15 – 100 % (kontinuerlig)*
Induksjonskjel	5 – 24 kV*	750 -4 500 kW*	0-100 % (kontinuerlig)*

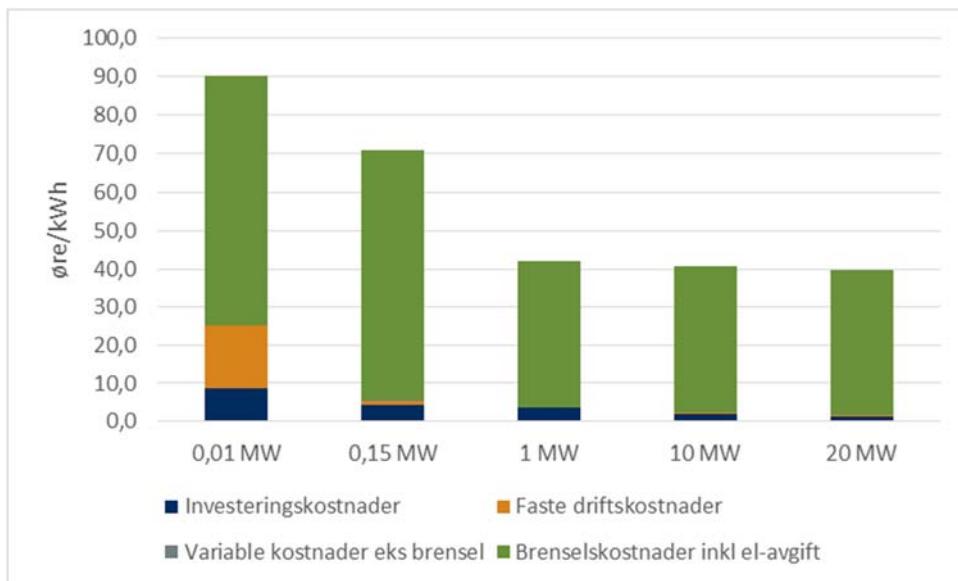
7.2.2 Kostnadsbeskrivelse og beregning av energikostnad

Tabell 7-1 viser kostnadene for en elkjel. Det er forutsatt elementkjel for elkjel opptil 1 MW og elektrodekjel for øvrige størrelser. Det er lagt til grunn at kjeler som er større enn 150 kW brukes i et fjernvarmeanlegg. Kostnader knyttet til innkjøp av elektrisitet er delt inn i kraftpris, nettleie og elavgifter. Kraftprisen er satt til 24,6 øre/kWh (se kapittel 4.3). Nettleie for anlegg med ytelse til og med 150 kW settes lik 26,2 øre/kWh som ifølge (SSB, 2014) er veid gjennomsnitt for husholdninger i 2012. Veid gjennomsnittlig nettleie for fjernvarmeanlegg var 12 øre/kWh i 2012 (SSB), og dette er lagt til grunn i våre beregninger. Elavgift er avhengig av bruksområde, og i denne rapporten brukes en generell sats på 12,39 øre/kWh for anlegg opp til 150 kW. Elkjel som benyttes i fjernvarme har redusert sats på 0,45 øre/kWh (Toll- og avgiftsdirektoratet, 2014).

Tabell 7-2. Kostnader for elkjel. Kilde: Vurderinger fra Norconsult basert på prisanslag fra to leverandører i Norge.

Elkjel	Enheter	0,01	0,15	1	10	20
Ytelse	MW					
Virkningsgrad		98 %	98 %	98 %	98 %	98 %
Fullasttimer	timer/år	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500
Investeringskostnader						
Kjel	kr/kW	1 300	530	250	355	245
Installasjon	kr/kW	1 000	400	75	15	10
Prosjektering og administrasjon	kr/kW	406	176	148	90	61
Trafo og nettilknytning	kr/kW	122	245	660	230	150
Byggetidsrenter	kr/kW	113	54	45	28	19
Sum investeringskostnader	kr/kW	2 942	1 405	1 178	718	484
Faste driftskostnader	kr/kW/år	400	30	4	4	2
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Spesifikt brenselforbruk	kWh _e /kWh _v	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Kraftpris	øre/kWhel	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
Nettleie	øre/kWhel	26,2	26,2	12,0	12,0	12,0
El-avgift	øre/kWhv	12,6	12,6	0,5	0,5	0,5
Brenselkostnader inkl el-avgift	øre/kWhv	64,5	64,5	37,9	37,9	37,9
LCOE	øre/kWh	90,3	70,7	42,0	40,7	39,9

For de minste elkjelene på 0,01 MW og 0,15 MW er det forutsatt at det ikke trengs oppgradering av transformator, men at kjel kan utnytte ledig kapasitet.



Figur 7-1. LCOE for elkjel fordelt på investerings-, drifts-, brensels- og utslippskostnader.

Investeringsekspensene utgjør en liten andel for elkjeler (Figur 7-1). Brenselkostnader utgjør 70-95 %. Kostnadene er derfor veldig følsomme for kraftpris og nettleie og i mindre grad følsomme for investeringsekspensene.

7.2.3 Modenhet på teknologi og kostnadsutvikling

Elkjeler er moden teknologi med lite potensial for kostnadsreduksjon knyttet til læring. Lærerate er på ca. 1 % som viser at kostnader knyttet til utstyr reduseres med 1 % ved dobling av installert kapasitet. Det finnes ikke noen offentlig tilgjengelig oversikt over installert kapasitet for elkjeler i Norge eller internasjonalt. Siden brenselskostnader utgjør den største andelen er kostnadsutviklingen sterkt avhengig av fremtidig kraftpris og nettleie.

7.3 Oljekjel

7.3.1 Teknologi og energiproduksjon

Oljefyring har lenge vært den mest utbredte varmekilden i vannbårne varmesystemer. For eldre anlegg var energiutnyttelsen dårlig i store deler av fyringssesongen. Under dellast går anlegget i av/på-drift med store varmetap gjennom pipa i av-periodene. I nye anlegg med moderne brennere er det som regel gjort tiltak for å redusere dette luftgjennomstrømingstapet når kjelen ikke er i drift. Dette øker gjennomsnittlig virkningsgrad.

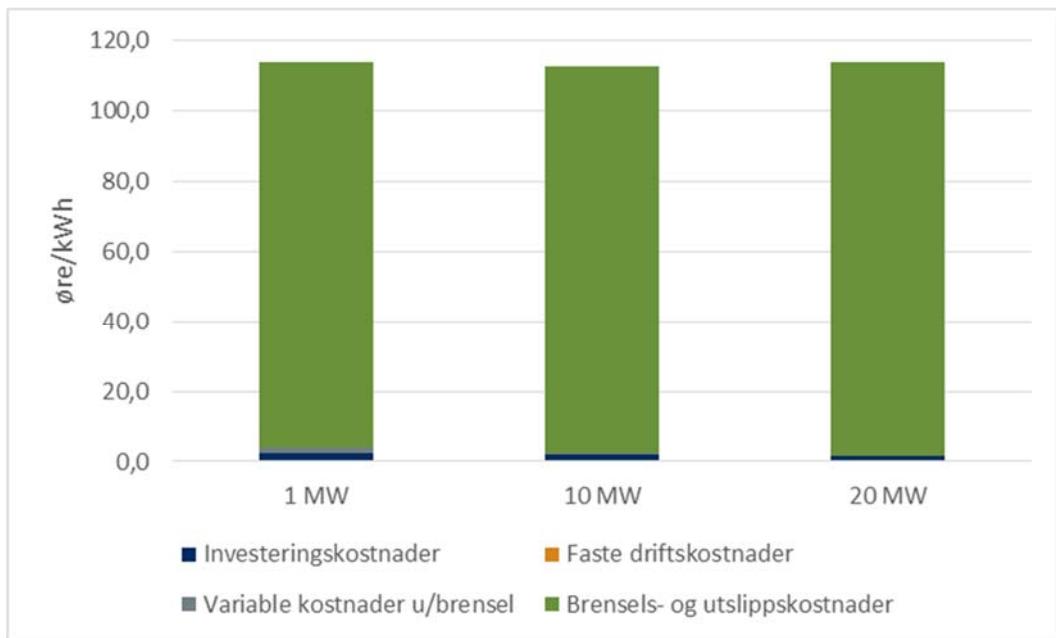
7.3.2 Kostnadsbeskrivelsen og beregning av energikostnad

Tabell 7-3 viser kostnadsanslag for denne type anlegg. Hovedkomponenter til oljefyringsanlegg er en fyrkjel, en oljebrenner, en oljetank samt nødvendig automatikk og instrumenter. Det er lagt til grunn at anlegget bruker lettolje og forsyner et høytemperatur varmeanlegg ($> 100^{\circ}\text{C}$). For lavtemperaturvarmeanlegg kan virkningsgraden bli enda

høyere (på grunn av lavere røkgasstap, gjennomstrømningstap og strålingstap (Zijdemans, 2012) enn det som er oppgitt i tabellen når en benytter en kondenserende oljekjel. I motsetning til tung fyringsolje har lett fyringsolje ikke oppvarmingsbehov for tanken. Mindre mengder av mineralske forbindelser i lettolje gir mindre belegg og behov for feiing av fyringsanlegget. Lettolje inneholder mindre andeler av nitrogen, svovel og karbon.

Tabell 7-3. Kostnader for oljekjel. *Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: Vurderinger fra Norconsult basert på prisanslag fra to leverandører i Norge

Oljekjel Type Ytelse	Enheter MW	1	10	20
Virkningsgrad*		92 %	92 %	92 %
Fullasttimer	timer/år	2 500	2 500	2 500
Investeringskostnader				
Kjel	kr/kW	290	350	250
Installasjon	kr/kW	150	30	15
Oljetank	kr/kW	170	80	80
Prosjektering og administrasjon	kr/kW	100	69	52
Øvrige kostnader (skorstein, etc)	kr/kW	73	88	63
Byggetidsrenter	kr/kW	31	25	18
Sum investeringskostnader	kr/kW	814	641	478
Faste driftskostnader	kr/kW/år	4	4	2
Variable kostnader eks bensel	øre/kWh	1,2	0,2	0,2
Spesifikt brenselforbruk	liter/kWh	0,096	0,096	0,096
Brenselspris	øre/liter	892,4	892,4	892,4
CO2-avgift	øre/kWh	23,4	23,4	23,4
NOx-avgift	øre/kWh	0,0	0,4	0,4
CO2-kvoter	øre/kWh	0,0	0,0	1,5
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh	109,0	109,4	111,0
LCOE	øre/kWh	114,0	112,9	113,9



Figur 7-2. LCOE for oljekjeler fordelt på investerings-, drifts-, brensels og utslippskostnader.

Brenselskostnader utgjør 95-98 % av alle kostnader for mellomstore og store oljekjeler (Figur 7-2). Kostnader for oljekjel er svært følsomme for brenselskostnader.

7.3.3 Modenhet på teknologi og kostnadsutvikling

Kartlegging gjennomført av NVE i 2013 viser at antall oljekjeler i småhus har sunket fra 100 000 til 80 000 i perioden fra 2004 til 2013. I yrkesbygg har tallene sunket fra 25 000 til 20 000. Totalt installert kapasitet i 2012 er estimert til 6,4 GW som er maksimaleffekt da mange oljekjeler er overdimensjonerte. Oljekjeler i industri er ikke inkludert i kartleggingen. Blant årsaker til nedgangen kan man nevne økt fokus på miljø, politisk ønske om å forby bruk av oljekjeler til grunnlast og relativt lavere kraftpris. Nedgangen vil trolig fortsette. NVE beregnet mulig reduksjon i kapasiteten på 1,1 GW til 2020 og 2,2 GW til 2030 hvis man legger til grunn historisk tempo for utfasing av oljekjeler i 1995-2012. Med raskere utfasing som skjedde i de siste årene fra 2004 til 2012 kan kapasiteten reduseres med 2,7 GW til 2020 og 4,4 GW til 2030.

Oljekjeler er en moden og kommersiell teknologi med lite potensial for kostnadsreduksjon knyttet til læring. Da brenselskostnader utgjør 95-98 % av alle kostnader for mellomstore og store oljekjeler er utviklingen i brenselspris absolutt avgjørende for fremtidig kostnadsutvikling for varmeproduksjon basert på oljekjel.

7.4 Bioolje

7.4.1 Teknologi og energiproduksjon

Forbrenningsteknologi for bioolje ligner på fossil olje. Anskaffelseskostnadene for slike kjeler er sammenlignbare med kjeler basert på fossil olje (se Figur 7-3 og Figur 7-2). Fordeler med å ta i bruk bioolje vs. fossil olje er at bioolje er en fornybar ressurs. Det er flere store anlegg som har konvertert eller skal konvertere eksisterende oljefyrte anlegg

eller bygger nye biooljeanlegg. Eksempel på slike anlegg er Rodeløkka varmesentral med 100 MW biokjel og Holmlia varmesentral med to biooljekjeler på 39 MW.

Konstruksjon og drift av biooljeanlegg er avhengig av kvalitet på den valgte biooljen. Forskjell i viskositet, brennverdi og askeinnhold stiller forskjellige krav til oppvarmingsbehov for tank. Noen typer bioolje kan være aggressive mot enkelte legeringer og pakninger. Dette må det tas hensyn til ved valg av materialer. Mye aske og partikler i noen typer bioolje stiller krav til filter ogrensing av røykgass.

Oljefyrte anlegg konstruert for tung fossil olje kan ta i bruk tunge typer bioolje uten spesiell ombygning da oljetanker og rørføringer bygges på samme måte.

Mindre anlegg opp til noen hundre kW fyres som regel med raffinerte oljer som har jevnere kvalitet. Dette gjør drift av anlegget lettere. Samtidig er disse bioolje typene korrosive mot kobber og enkelte gummimaterialer. Hvis olje skal byttes med bioolje må kobberrørene og pakninger som kommer i kontakt med oljen byttes. I tillegg må brenneren modifiseres. Noen brennere er konstruert for fossile oljer kan enkelt bygges om til raffinerte biooljer.

Anlegg som fyres med bioolje kan bruke fossile oljer hvis det blir behov for det. Et umodent biooljemarked gjør forsyning av anlegget litt mer krevende enn anlegg som fyres med fossil olje. På grunn av mindre stabile lagringsegenskaper anbefales det å ikke lagre bioolje i mer enn 6 måneder.

Tanker brukt for fossile oljer kan brukes til raffinert bioolje etter nøye rengjøring. Mange lette biooljer vil stivne ved temperaturer under 10 °C og det må derfor tilføres varme i tanken dersom den ikke står innendørs. Kostnaden ved å etablere et varmeanlegg vil variere mye basert på tankens tilstand og beliggenhet.

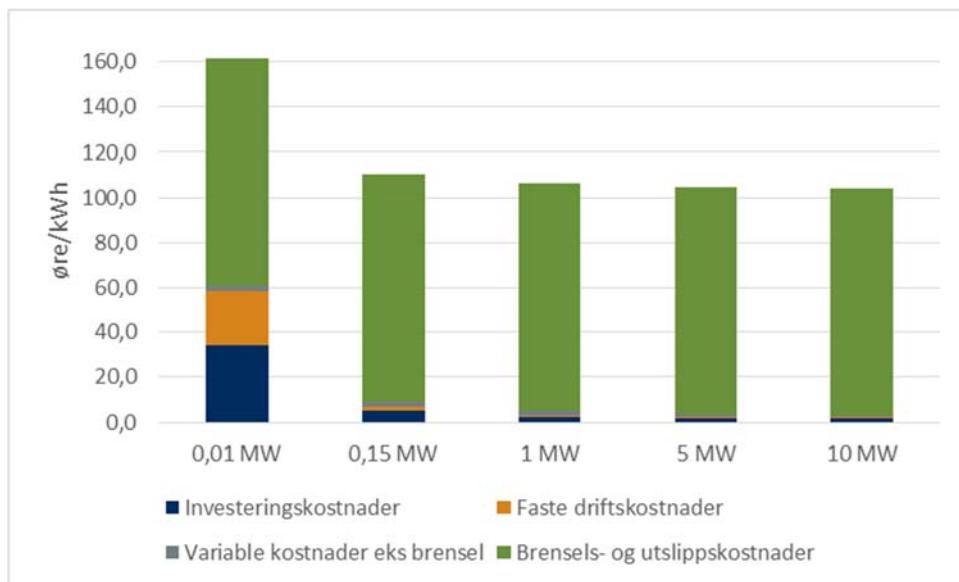
Biooljeanlegget krever litt mer service og vedlikehold enn anlegg som fyres med fossile oljer på grunn av mer kompleks oljetilførselssystem og større behov for å skifte filter.

7.4.2 Kostnader og LCOE

Tabell 7-4 viser kostnader knyttet til biooljeanlegg som fyres med bioolje 1 og har oppvarmet tank. Det er lagt til grunn pris for bioolje på 92 øre/kWh, som er basert på intervjuer med leverandører av bioolje. Brennverdi er 36,5 MJ/kg.

Tabell 7-4. Kostnader for biooljekjel. Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: Vurderinger fra Norconsult basert på prisanslag fra to leverandører i Norge

Biooljekjel						
Type Ytelse	Enheter MW	0,01	0,15	1	5	10
Virkningsgrad*		92 %	92 %	92 %	92 %	92 %
Fullasttimer	timer/år	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500
Investeringskostnader						
Kjel	kr/kW	3 200	480	290	310	350
Installasjon	kr/kW	3 500	700	175	50	40
Oljetank	kr/kW	2 200	150	200	90	90
Prosjektering og administrasjon	kr/kW	1 335	200	100	68	72
Øvrige kostnader	kr/kW	800	120	73	78	88
Byggetidsrenter	kr/kW	441	66	33	24	26
Sum investeringskostnader	kr/kW	11 476	1 715	871	619	665
Faste driftskostnader	kr/kW/år	600	45	6	6	6
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh	2,2	2,2	2,2	1,2	0,4
Spesifikt brenselforbruk	kWh innfyrt/kWh	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087
Brenselspris	øre/kWh innfyrt	92,00	92,00	92,00	92,00	92,00
NOx-avgift	øre/kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh	100,0	100,0	100,0	100,0	100,4
LCOE	øre/kWh	161,7	110,2	106,1	104,4	104,1



Figur 7-3. LCOE for biooljekjel fordelt på investerings-, drifts- og brenselskostnader

7.4.3 Modenhet på teknologi og kostnadsutvikling

Siden brenselskostnader utgjør mer enn 90 % av total kostnad (se Figur 7-3) er kostnadsutviklingen for biooljekjeler sterkt avhengig av utviklingen i pris for bioolje. Potensial for kostnadsreduksjon for utstyr knyttet til teknologiutviklingen regnes som begrenset da dette er allerede godt utviklet og kommersiell teknologi. Lærerate er vurdert til 1 %. Det finnes ikke noen offentlig tilgjengelig oversikt over installert kapasitet for biooljekjeler hverken nasjonalt eller internasjonalt.

7.5 Gasskjel

7.5.1 Teknologi

Forbrenningsprosess er enklere for gassformige brensler enn for fast eller flytende brensler. Gassformige brensler er i tillegg lettere å behandle og kontrollere. Forbrenning av gass gir mindre sot enn forbrenning av olje. Dette gir et vesentlig mindre behov for feiing samt mindre slitasje på gassanlegg. I tillegg forurensner gass luften mindre enn olje både lokalt og globalt (CO_2).

Virkningsgraden for en gasskjel er høyere enn for en oljekjel. Det har kommet kondenserende gasskjeler på markedet. I kondenserende kjeler kjøles røykgassen slik at det vannet som dannes under forbrenningen kondenserer og avgir varme til kjelvannet. Slike kjeler kan oppnå virkningsgrader som er høyere enn 100 % i forhold til brenselets nedre brennverdi (Se (Zijdemans, 2012) for mer utdypende beskrivelse).

Installasjonskostnadene for gassfyrt anlegg er ofte høyere enn for oljefyrt anlegg for lette flytende brensler på grunn av dyrere gasstank, fordamper, røropplegg og regulerings- og sikkerhetsutstyr.

Kjel for gass skal dimensjoneres mer rikelig enn oljekjel på grunn av redusert flammestråling. Dette gjelder både for anskaffelse av ny kjel og spesielt for konvertering av eksisterende kjel fra olje til gass/biogass for å unngå redusert virkningsgrad i forhold til fyring med olje og store termiske påkjenninger på kjelen.

Det er to typer gass som en gasskjel kan benytte: naturgass og LPG (Liquefied Petroleum Gas). Naturgass består hovedsakelig av metan og leveres gjennom rørledninger og er tilgjengelig i områder hvor naturgass føres i land, nær store transportledninger eller nær lokale lager for LNG som distribueres videre gjennom rør (for eksempel i Stavanger, Trondheim, Bergen, Grenland og søndre del av Østfold (Zijdemans, 2012)).

I andre områder må en benytte LPG som prismessig blir noe dyrere, både i anskaffelse og ved at den må lagres i egne tanker som kan føre til relativt store kostnader. LPG er felles betegnelse for flere gasser og blanding av disse. De mest vanlige er propan, butan og isobutan. I Norge brukes mer propan på grunn av bedre kuldeegenskaper enn butan. Butan benyttes i engangsbeholdere for camping. LPG distribueres i flasker, transporttanker, tankbiler eller jernbanevogner.

Som en sammensetning av flere gasser kan både LPG og naturgass variere noe fra leveranse til leveranse. Dette gir variasjon i brennverdi og tetthet.

Konstruksjon og drift av en gasskjel er avhengig av om den fyres med LPG eller naturgass på grunn av forskjell i egenskaper til gassene. Naturgass kan brennes i anlegg konstruert for LPG, og omvendt. Før LPG kan benyttes istedenfor naturgass må den tynnes ut (Zijdemans, 2012).

7.5.2 Kostnader og LCOE

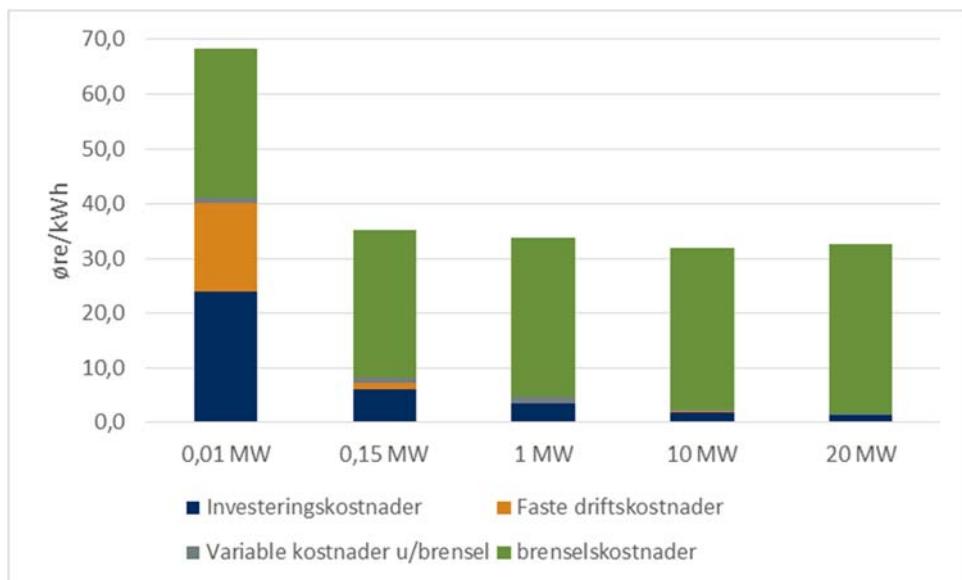
Tabell 7-5 viser kostnader for varmeproduksjon med gasskjel som benytter naturgass og LPG. Kostnader for tank er inkludert bare for anlegg som benytter LPG. Det er lagt til grunn at de to minste kjelene er kondenserende kjeler.

Tabell 7-5. Kostnader for gasskjel. Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: Vurderinger fra Norconsult basert på prisanslag fra to leverandører i Norge

Gasskjel						
Type Ytelse	MW	0,01	0,15	1	10	20
Virkningsgrad		100 %	100 %	92 %	92 %	92 %
Fullasttimer	timer/år	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500
Investeringskostnader						
Kjel	kr/kW	3 000	700	550	360	250
Installasjon	kr/kW	3 000	700	175	35	20
Prosjektering og administrasjon	kr/kW	1 013	350	227	110	87
Øvrige kostnader (skorstein etc)	kr/kW	750	175	138	90	63
Byggetidsrenter (naturgass)	kr/kW	311	77	44	24	17
Gasstank (LPG)	kr/kW		760	651	247	247
Byggetidsrenter (LPG)	kr/kW	311	107	70	34	27
Sum investeringskostnader (naturgass)	kr/kW	8 073	2 002	1 133	619	436
Sum investeringskostnader (LPG)	kr/kW	8 073	2 793	1 810	875	693
Faste driftskostnader	kr/kW/år	400	30	4	4	2
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh	1,0	1,0	1,0	0,3	0,3
Spesifikt brenselforbruk						
naturgass	Sm ³ /kWh	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
LPG	kg/kWh	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Brenselspris						
naturgass	øre/Sm ³	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1
LPG	øre/kg	881,3	881,3	718,8	718,8	718,8
CO2-avgift						
naturgass	øre/kWh	6,7	6,7	7,3	7,3	7,3
LPG	øre/kWh	7,7	7,7	8,4	8,4	8,4
NOx-avgift						
naturgass	øre/kWh	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2
LPG	øre/kWh	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2
CO2-kvoter						
naturgass	øre/kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
LPG	øre/kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
Brenselskostnader (naturgass)						
naturgass	øre/kWh	26,8	26,8	29,1	29,3	30,6
LPG	øre/kWh	76,7	76,7	69,6	69,8	71,3
LCOE (naturgass)	øre/kWh	68,2	35,2	33,9	31,9	32,6
LCOE (LPG)	øre/kWh	118,8	88,1	76,9	73,6	74,5

7.5.3 Modenhet på teknologi og kostnadsutvikling

Som for de fleste teknologier basert på fossile brensler utgjør brenselskostnader hovedandelen av totale kostnader (spesielt for mellomstore og store anlegg, Figur 7-4). Kostnadsutviklingen er da tett knyttet til fremtidige brenselskostnader. Gasskjel er kommersiell og moden teknologi med lite potensial for reduksjon av utstyrskostnader knyttet til læring. Det finnes ikke tilgjengelig oversikt over installert kapasitet for gasskjeler i Norge.



Figur 7-4. LCOE for gasskjel som benytter naturgass fordelt på investerings-, drifts-, brensels- og utslippskostnader.

7.6 Biogass kjel

Biogass fra deponier og bioreaktorer benyttes i Norge blant annet til forbrenning i kjel for produksjon av varmt vann og damp, og i gassmotorer. Konstruksjon og drift av biogassanlegg ligner på naturgassanlegg siden biogass består primært av metan. Ved stor variasjon i sammensetning og brennverdi av biogass (som er vanlig for eksempel for deponigass) må anlegget tilpasses til det. Det siste er mindre aktuelt for biogass som selges på markedet da den er renset og stabilisert.

7.7 Biokjel

7.7.1 Teknologi og ressursgrunnlag

Prosjektering av anlegget, drift og logistikk er avhengig av egenskaper til det biobrenselet som er valgt. Blant de viktigste egenskaper til biobrensel som må tas hensyn til er volumvekt, fuktighetsinnhold, hardhet og partikelgradering. Voluminøst brensel stiller krav til transport og lagringsplass. Biobrensel med høyere fuktighet har lavere brennverdi. Tørking av fuktig biobrensel før forbrenning på naturlig (lagring under dekke) eller kunstig måte øker brennverdien. Fuktighet kan føre til utfordringer ved lagring. Nedbrytning reduserer kvalitet til brensel og gir lukt og soppdannelse. Fersk og nyhogg virke har fuktighetsnivå på 55-60 %. Naturtørket flis har fuktighet ned til 20 %. Fuktighet

i foredlet biobrensel (som trepellets, briketter) er rundt 8-12 %. Fuktig flis egner seg til større lokale fellesanlegg (varmesentraler) og til industrielle ovner for kommersielt salg av varme, fjernvarme og varmekraftverk (CHP), men ikke til små husholdningsanlegg.

Det må tas hensyn til partiklenes størrelsесfordeling ved konstruksjon av transportveier for biobrensel til kjel. Stor finandel kan i tillegg gi mye støv. Hardhet er spesielt viktig for foredlede typer av biobrensel, da den angir hvor godt brenselet tåler mekanisk nedbryting under håndtering (viktig for støvdannelse).

Foredlede brensler er mer homogene og enklere å håndtere. De har høyre energitetthet og volumvekt og bedre lagringsegenskaper. De er spesielt aktuelle for små og mellomstore anlegg.

Bruksprofilen til varmen er et viktig faktor ved dimensjonering av en biokjel.

Reguleringsområdet for en biobrenselkjel er mellom 20 % og 100 %. Med effektbehov mindre enn 20 % av installert effekt må kjel gå i av/på- drift. En akkumulatortank kan forlenge drifts- og stanstd og ta noe spisslast. Lastendring for biokjel tar relativ lang tid med en time fra oppstart til fullast og halvtime fra fullast til stopp. For mange start/stopp øker slitasjen på anlegget (Zijdemans, 2012).

Det finnes flere forbrenningsteknologier. Et valg er avhengig av tilgjengelig areal, driftspersonell, brensel, størrelse på anlegget og reguleringsevne (Zijdemans, 2012).

For en beskrivelse av ressursgrunnlaget for bioenergi se kapittel 5.4.1.1.

7.7.2 Kostnader og LCOE

Tabell 7-6 viser kostnader for biokjel som bruker fuktig flis, tørr flis og pellets.

Investerings- og driftskostnader for anlegg som bruker pellets er rimeligere enn for flisanlegg. Samtidig er brenselspris høyre for pellets.

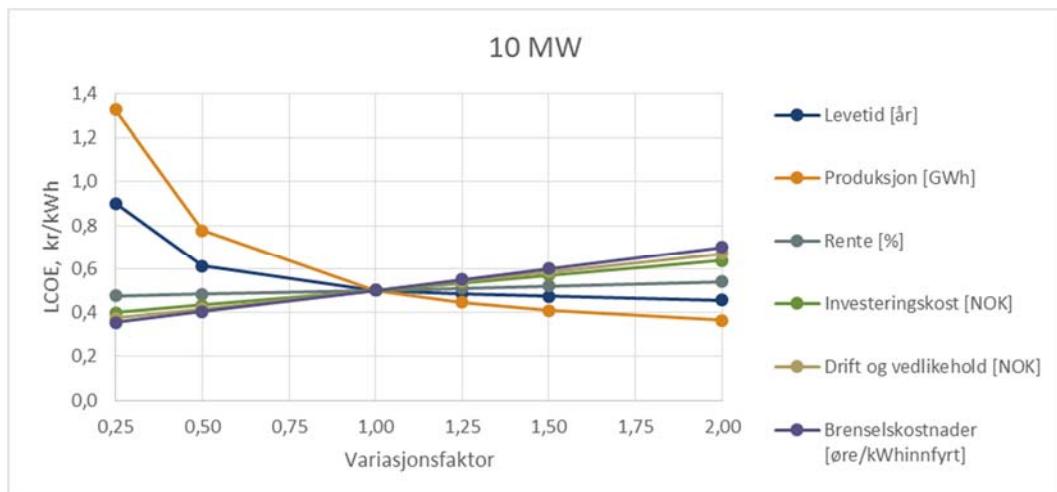
Det er lagt til grunn 10 års levetid for kjeler opp til 10 MW hvor det er forutsatt røykrørkjeler, og 30 års levetid for kjeler på 30 MW hvor det er forutsatt vannrørkjeler.

Det er liten forskjell i kostnad mellom kjele med tørt og fuktig brensel. For de minste kjelene skjer all håndtering manuelt. For større kjeler er utstyr for knusing av tørt brensel marginalt enklere enn med fuktig brensel. Små kjeler opp til ca. 2 MW brenner pellets som den er, i de store kjelene pulveriseres pellets før forbrenning.

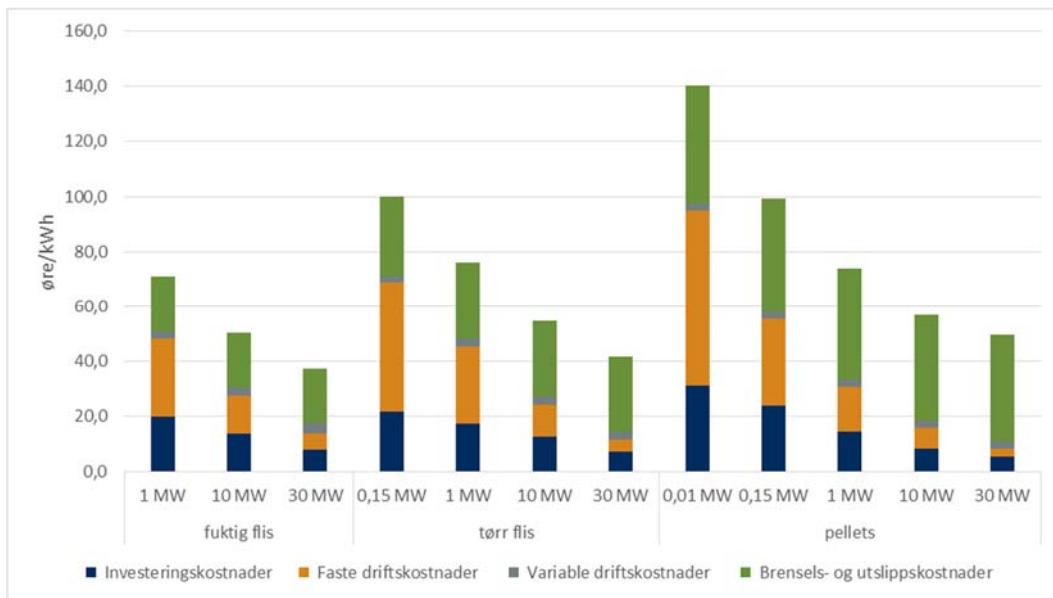
Tabell 7-6. Kostnader for biokjel. Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: erfaringstall fra Norconsult og Calambio.

Ytelse	Enheter MW	Fuktig flis (50 %)				Tørr flis (10 %)				Pellets			
		1	10	30	0,15	1	10	30	0,01	0,15	1	10	30
Virkningsgrad		85 %	89 %	89 %	84 %	86 %	90 %	90 %	82 %	84 %	86 %	91 %	91 %
Fullasttimer	timer/år	3 200	4 000	4 500	2 800	3 200	4 000	4 500	2 800	2 800	3 200	4 000	4 500
Investeringskostnader													
Anleggskostnader	kr/kW	6 500	5 600	5 600	5 600	5 100	5 100	7 500	6 200	4 700	3 300	3 700	
Installasjon	kr/kW	75	40	10	700	75	40	10	1 500	700	75	40	10
Byggetidsrenter	kr/kW	400	343	341	383	345	313	311	547	420	290	203	226
Sum investeringskostnader	kr/kW	6 975	5 983	5 951	6 683	6 020	5 453	5 421	9 547	7 320	5 065	3 543	3 936
Faste driftskostnader	kr/kW/år	890	550	260	1 300	890	470	200	1 770	870	510	300	130
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Brenselspris	øre/kg	39,7	39,7	39,7	110,4	110,4	110,4	110,4	161,0	161,0	161,0	161,0	161,0
NOx-avgift	øre/kWh	0,0	0,4	0,4	0,0	0,0	0,3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh	20,0	19,5	19,5	28,6	27,9	27,0	27,0	42,1	41,1	40,1	38,3	38,3
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh	2,7	2,9	4,1	2,4	2,7	2,8	2,7	2,6	2,6	2,7	2,5	2,7
LCOE	øre/kWh	70,9	50,1	37,4	100,0	76,2	54,4	41,6	140,1	99,4	73,8	56,9	49,4

Figur 7-5 viser hvordan LCOE endres ved endringer i inngangspараметrene. Kostnadsfordelingen (Figur 7-6) viser at jo mindre anlegg jo større andel av faste- og investeringskostnader. Kostnader for store anlegg er mer følsomme til endringer i brenselspris enn små anlegg.



Figur 7-5. Følsomhetsanalyse. Biokjel 10 MW, fuktig flis.



Figur 7-6. LCOE for biokjel fordelt på investerings-, drifts-, brensels- og utslippskostnader.

Tabell 7-7 viser kostnader for et komplett varmesentral som består av en biokjel for tørr flis og to elkjeler. Hver av elkjelene har samme effekt som biokjelen. Biokjel brukes for grunnlast. Elkjeler brukes som spisslast og som back-up.

Tabell 7-7. Kostnader for en varmesentral med biokjel for grunnlast og elkjel for topplast.

*Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: erfaringstall fra Norconsult.

Biokjel grunnlast med elkjel som topplast		Enheter	Tørr flis (10 %)			
Ytelse biokjel	MW		0,15	0,5	5	10
Virkningsgrad biokjel*			84 %	85 %	85 %	85 %
Virkningsgrad elkjel			98 %	98 %	98 %	98 %
Fullasttimer biokjel	timer/år	4 000	4 000	4 000	4 000	
Fullasttimer elkjel som spisslast	timer/år	500	500	500	500	
Fullasttimer elkjel som back-up	timer/år	100	100	100	100	
Investeringskostnader						
Anleggskostnader biokjel	kr/kW	6 300	6 000	5 400	5 100	
Anleggskostnader elkjel 1	kr/kW	1 351	1 242	911	617	
Anleggskostnader elkjel 2	kr/kW	1 351	1 242	911	617	
Byggetidsrenter	kr/kW	547	516	439	385	
Sum investeringskostnader	kr/kW	9 550	9 000	7 662	6 720	
Faste driftskostnader biokjel	kr/kW/år	1 300	1 100	700	200	
Faste driftskostnader elkjel 1	kr/kW/år	30	8	8	2	
Faste driftskostnader elkjel 2	kr/kW/år	30	8	8	2	
Spesifikt brenselforbruk for biobrensel	kg/kWh	0,26	0,26	0,26	0,26	
Pris biobrensel	kr/kg	1,10	1,10	1,10	1,10	
Pris el inkl elavgift	øre/kWh	63,2	37,1	37,1	37,1	
Variable kostnader eks energi biokjel	øre/kWh	2,4	2,7	2,8	2,8	
Variable kostnader eks energi elkjel 1	øre/kWh	0,1	0,1	0,1	0,1	
Variable kostnader eks energi elkjel 2	øre/kWh	0,1	0,1	0,1	0,1	
LCOE	øre/kWh	81,1	71,3	60,4	47,6	

7.7.3 Modenhet på teknologi og kostnadsutvikling

Potensialet for kostnadsreduksjon kan bli knyttet til hver av de tre hovedgrupper av kostnader: utstyr- og byggekostnader, driftskostnader og brenselskostnader.

Varmeproduksjon ved hjelp av biokjel er en moden teknologi med begrenset potensial for kostnadsreduksjon. For investeringskostnader ble det valgt å bruke en lærerate på 5 % (for mer detaljert diskusjon om lærerater for bioenergi se kapittel 5.4.4). Driftskostnader følger tilsvarende reduksjon i kostnader. Både investerings- og driftskostnader påvirkes av internasjonal kunnskapsutvikling og læring. Det er derfor økt kapasitet for varmeproduksjon basert på bio i OECD-land som påvirker kostnadene. Begrensning til OECD-land er brukt her for å skille ut tradisjonell bruk av bioenergi til oppvarmingsformål.

Brenselskostnader er antatt å være på samme nivå som i 2014. Dette er konservativt anslag. Historiske analyser for Sverige viser 12-15 % reduksjon i transport og lagringskostnader for skogflis i 1975-2003. Effektivisering i logistikk har et potensial for kostnadsreduksjon, spesielt når det gjelder kostnader for innsamling og bearbeiding av avfallsvirke (grot) som per i dag ikke utnyttes mye i Norge. Det er lite datagrunnlag for å vurdere reduksjonen.

Disse antagelser fører til veldig lite reduksjon i kostnader. Hvis man legger til grunn økning i sluttforbruk for bioenergi i industri og bygninger i OECD-land i 2014-2035 i New Policy Scenario i (IEA, 2013) utgjør kostnadsreduksjonen 1-2 %. Det er brukt data for sluttforbruk siden data for installert kapasitet ikke er tilgjengelige. Det er forutsatt at det meste av bioenergi i bygninger og industri brukes til varmeproduksjon. Sluttforbruk i disse sektorene er begrenset til-OECD land for å skille ut tradisjonell biomassebruk i utviklingsland (fyring med ved eller lignende).

7.8 Avfallskjel

7.8.1 Teknologi

Avfall er ikke en ren fornybar ressurs. Av restavfall som leveres til norske forbrenningsanlegg har ca. 52 % biologisk opprinnelse (NVE, 2011-2).

Det brukes samme teknologi for avfallsforbrenning som for biomasse med visse modifikasjoner. Avfallsforbrenningsanlegg er mer kompliserte da avfall er mer heterogent enn biomasse. Kjeler for avfallsforbrenning har høye investeringskostnader, men slike anlegg kan bli økonomisk attraktive pga. lave (negative) brenselskostnader. Renholdsverkene må betale for å deponere avfallet og dette kommer avfallsforbrenningsanleggene til gode.

7.8.2 Kostnader og LCOE

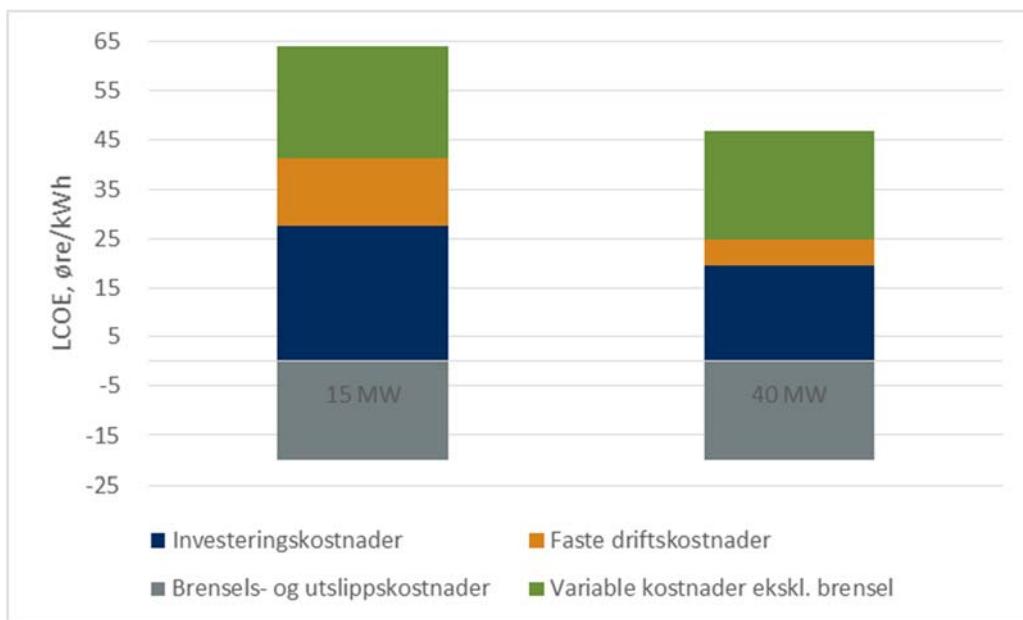
Mottaksgebyr er inntekt for avfallsforbrenningsanlegg og varierer mellom 250 og 630 NOK/tonn (se kapittel 4.3.1.7). Følsomhetsanalyse viser at LCOE endres med 20-30 % når mottaksgebyret settes til 250 eller 630 NOK/tonn.

Tabell 7-8 viser kostnadstall for avfallsforbrenningsanlegg som kun produserer varme. Det er antatt at mottatt avfall er helt ubehandlet. I kostnadstallene inngår derfor all nødvendig behandling av avfallet.

Tabell 7-8. Kostnader for avfallskjel. *Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: erfaringstall fra Norconsult og Calambio.

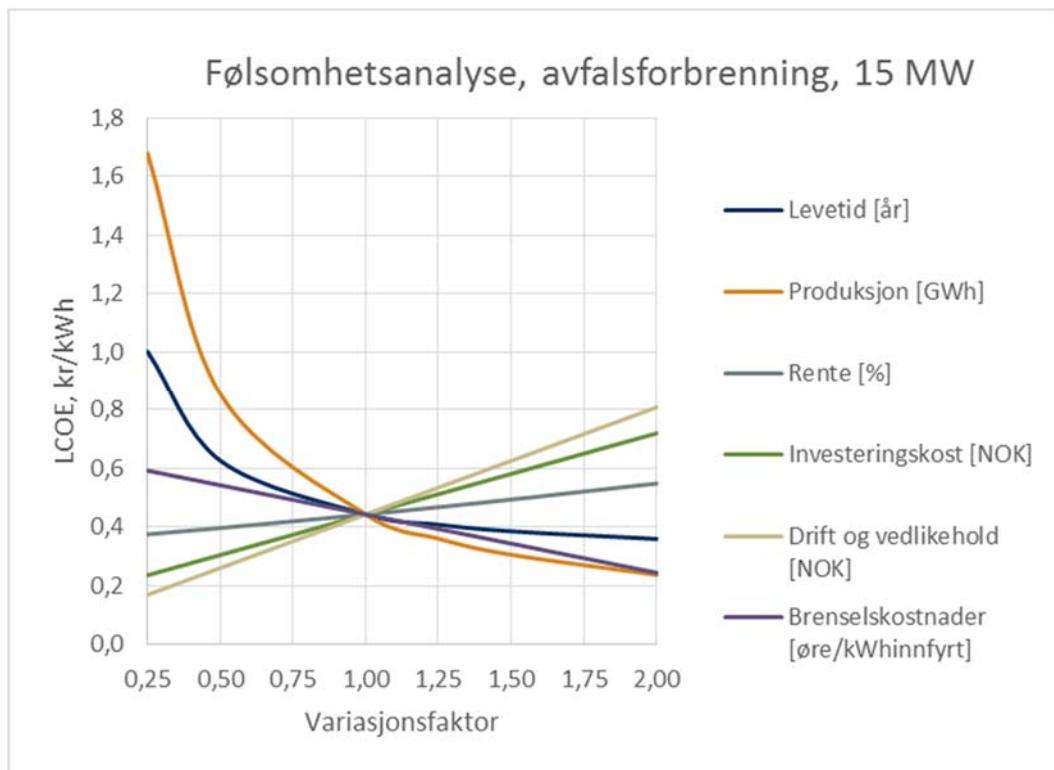
Anlegg for avfallsforbrenning	Enheter		
Kjelkapasitet	MW	15	40
Fullasttimer, avfallsforbrenning	timer/år	8 000	8 000
Fullasttimer, levert varme	timer/år	6 700	6 700
Virkningsgrad*		88 %	88 %
Investeringskostnader			
Avfallskjel	kr/kW	14 950	10 600
Byggekostnader	kr/kW	4 600	3 260
Prosjektering og administrasjon	kr/kW	3 450	2 450
Byggetidsrenter	kr/kW	1 890	1 340
Sum investeringskostnader	kr/kW	24890	17650
Faste driftskostnader	kr/kW/år	900	360
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh	0,39	0,39
Brenselspris	øre/kg	-44,00	-44,00
NOx-avgift	øre/kWh	0,67	0,67
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh	-16,47	-16,47
Variable kostnader ekskl. brensel	øre/kWh	19,0	18,0
LCOE	øre/kWh	44,3	26,9

Investerings- og faste driftskostnader utgjør mindre andel i LCOE i større anlegg (Figur 7-7) som viser skalafordeler for avfallsforbrenningsanlegg.



Figur 7-7. LCOE for avfallsforbrenningsanlegg fordelt på investerings-, drifts-, brensels- og utslippskostnader.

Figur 7-8 viser hvor mye LCOE endres ved prosentvis endring i inngangsparameterne.



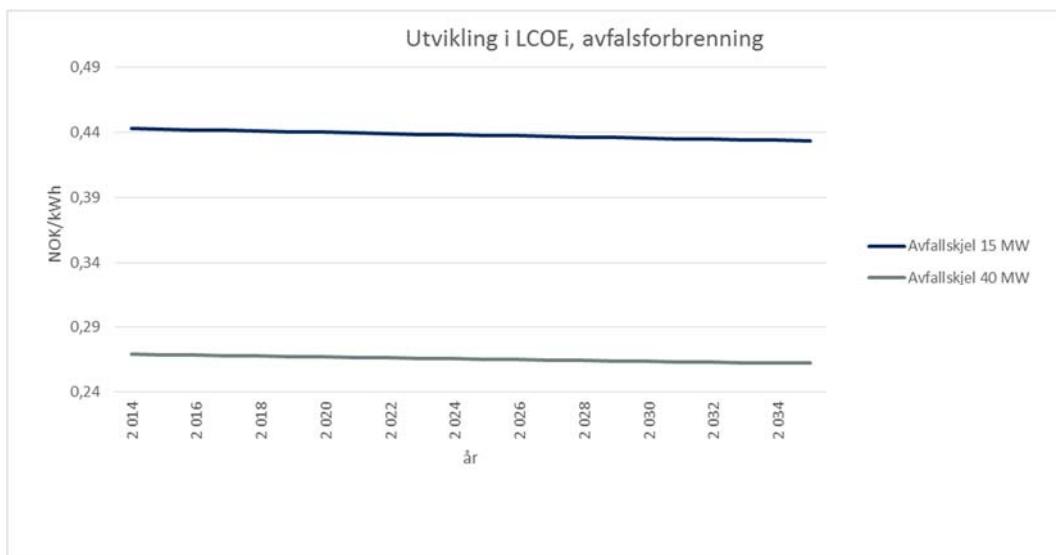
Figur 7-8. Følsomhetsanalyse for avfallsforbrenningsanlegg på 15 MW.

7.8.3 Modenhet på teknologi og kostnadsutvikling

Det er ikke så mye tilgjengelig litteratur angående teknologiutvikling i avfallsforbrenning og hvordan den påvirker kostnader. Avfallsforbrenning er en moden teknologi. Det er valgt å bruke lærerate på 2 % basert på Quality Guidelines for Energy System Studies utgitt av U.S. Department of Energy (DOE/NETL, 2013). Den valgte læreraten reflekterer at avfallsforbrenning er konkurransedyktig og kommersialisert teknologi.

Investeringskostnader påvirkes av internasjonal teknologiutvikling. Det er antatt her at reduksjon i driftskostnader er den samme som for investeringskostnader. Overkapasitet for avfallsforbrenning i Skandinavia og konkurranse om avfall kan redusere mottaksgebyr. Tallene for mottaksgebyr varierer veldig og er ikke veldig transparente. Det er lite grunnlag for å vurdere trenden i fremtiden. Her antas det at brennelspris (mottaksgebyr) holder seg konstant fremover. Figur 7-9 viser kostnadsutvikling for avfallsforbrenning hvis man legger til grunn utvikling i bioenergi i OECD-land fra 2014 til 2035 i New Policies Scenario (IEA, 2013). Avfallsforbrenning inngår som en del av bioenergi og det er antatt at avfallsforbrenning øker i samme takt som bioenergi.

I følge (Ventosa, 2013) er kapasitet for avfallsforbrenning i Europa rundt 54 millioner tonn per år i 2010 med nye 13 millioner tonn per år som er planlagt å bli bygget til 2020. En studie for Norge viser en økning i avfallsforbrenning fra om lag 1,4 millioner tonn i 2011 til litt under 2 millioner tonn i 2020 (THEMA Consulting Group, 2014-3).



Figur 7-9. Prognosert kostnadsutvikling for avfallskjel i 2014-2035.

Figuren viser moderat reduksjon i LCOE (2-3 %) på grunn av lave lærerater, moderat økning i produksjonen og fast nivå for mottaksgebyr.

7.9 Rivningsvirke

Rivningsvirke er definert som avfall. Alle anlegg som skal brenne rivningsvirke må oppfylle de samme krav i avfallsforskriften som anlegg som brenner avfall.

Sortert avfall vil kunne skape mer forutsigbare forhold for forbrenningsprosessen. Anleggene er noe enklere med hensyn til håndtering av brensel og krever noe mindre vedlikehold enn søppelforbrenningsanlegg, men derimot er krav til brannbeskyttelse og eksplosjonsavlastning høyere.

Eksempler på slike kjeler er vist i Tabell 7-9 som viser kostnadene ved etablering av kjeler for ulike kategorier rivningsvirke. Anskaffelses- og driftskostnader er noe lavere enn for avfallsforbrenningsanlegg. Merk at for denne type avfall unntatt impregnert virke må energiselskapene betale for avfallet.

Tabell 7-9. Kostnader for en kjel beregnet for rinvirke. *Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: erfaringstall fra Norconsult og Calambio.

Rinvirke		
Ytelse	MW	Enheter
		15
Virkningsgrad*		88 %
Fullasttimer	timer/år	6700
Investeringskostnader		
Kjel	kr/kW	12 000
Byggekostnader	kr/kW	3 700
Prosjektering og administrasjon	kr/kW	2 800
Byggetidsrenter	kr/kW	1 520
Sum investeringskostnader	kr/kW	20 020
Faste driftskostnader	kr/kW/år	800
Brenselspris (rene paller)	øre/kWhinnfyrt	13
Brenselskostnader (rene paller)	øre/kWh	15,2
Brenselspris (maling/tapet)	øre/kWh _{innfyrt}	3,0
Brenselskostnader (maling/tapet)	øre/kWh	3,9
Brenselspris (impregnert)	øre/kWhinnfyrt	-20,0
Brenselskostnader (impregnert)	øre/kWh	-22,3
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh	7,5
LCOE (rene paller)	øre/kWh	57,3
LCOE (maling/tapet)	øre/kWh	45,8
LCOE (impregnert)	øre/kWh	19,4

Fremtidig kostnadsutvikling anses å være lignende kostnadsreduksjonene for avfallsforbrenningsanlegg (diskutert i kapittel 7.8.3).

7.10 Mobile kjeler

Mobile kjeler kan være et anvendelig alternativ når det oppstår et behov for overgangsordninger og reservaløsninger som følge av uforutsette hendelser. For at en varmekjel skal kalles mobil må den kunne fraktes på en container. Kun energibærere som er enkle å håndtere er aktuelle å bruke. Tabell 7-10 gir et bilde på kostnadene for denne form for varmeproduksjon. Installasjonskostnader for mobile kjeler er neglisjerbare fordi det som regel brukes fleksible rør frem til tilkoblingspunkt som kobles til kjelene med flenser. Det er da ikke noe behov for rørarbeid på disse anleggene.

Tabell 7-10. Kostnader for mobile kjeler. *Virkningsgrad er ved nominell last (momentanvirkningsgrad) og basert på nedre brennverdi. Kilde: erfaringstall fra Norconsult basert fra to leverandører i Norge.

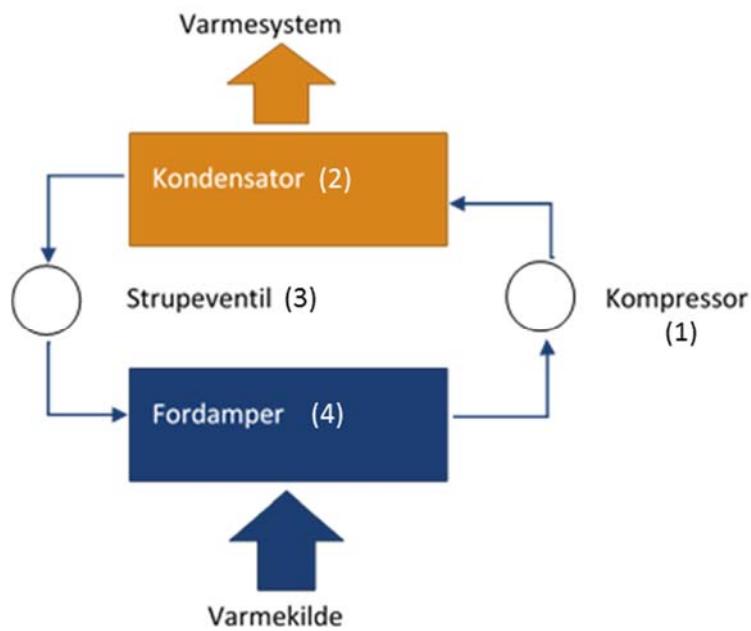
Mobile kjeler		Pellets		Tørr flis*		Olje	
Ytelse	Enheter MW	0,5	2	0,5	0,5	2	
Fullasttimer	timer/år	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Virkningsgrad*		89 %	89 %	87 %	90 %	90 %	90 %
Investeringskostnader							
Anleggskostnader	kr/kW	5 000	4 000	10 500	2 100	675	
Byggetidsrenter	kr/kW	200	160	420	84	27	
Sum investeringskostnader	kr/kW	5 200	4 160	10 920	2 184	702	
Faste driftskostnader	kr/kW/år	80	30	120	70	18	
Spesifikt brenselforbruk	kg(liter)/kWh	0,241	0,241	0,250	0,098	0,098	
Brenselspris	øre/kg(liter)	161,0	161,0	110,4	892,4	892,4	
CO2-avgift	øre/kWh	0,0	0,0	0,0	23,9	23,9	
Brensels- og utslippskostnader	øre/kWh	38,8	38,8	27,6	111,4	111,4	
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh	7,0	6,0	10,0	8,0	5,0	
LCOE	øre/kWh	58,0	53,7	61,3	126,6	119,5	

7.11 Varmepumper

7.11.1 Teknologi

Med varmepumper kan en gjøre nytte av en rekke lavtemperatur energikilder for eksempel fornybar omgivelsesvarme i uteluft, sjøvann, grunnvann/ berggrunn og jordvarme eller overskuddsvarme (spillvarme) fra ventilasjonsluft, avløpsvann/kloakk, spillvann (gråvann) og kjølevann fra industri. Varmepumpen hever temperaturen til disse varmekildene slik at de kan nyttiggjøres til oppvarmingsformål (romoppvarming, oppvarming av tappevann). Varmepumper brukes også til kjøling, frysing og produksjon av prosessdamp og varme for industri. Forholdet mellom avgitt energi og tilført energi til varmepumpen kalles for effektfaktoren og avhenger av både temperaturløftet og egenskapene til varmepumpen. For hver grad redusert temperaturløft regner man med 2-3 % høyere effektfaktor (Zijdemans, 2012). Årsvarmefaktor kalles årlig varmeleveranse fra varmepumper dividert med årlig energi brukt for drift av kompressorer, pumper og vifter.

Hovedkomponenter i varmepumper er kompressor, kondensator, strupeventil og fordamper (se prinsippkjema for en varmepumpe Figur 7-10). Kompressoren (1) hever arbeidsmediets trykk slik at den kan brukes til oppvarmingsformål. I kondensator (2) overføres varmen fra arbeidsmediet til varmeforbruker. Arbeidsmediet går over fra gassform til væske. Strupeventil (3) senker trykket til arbeidsmediet slik at mediets temperatur og kokepunkt blir lavere enn varmekildetemperaturen. I fordamper (4) overføres varme fra varmekilde til arbeidsmediet som koker og går over til damp. De fleste varmepumper drives av elektrisk motor.



Figur 7-10. Prinsippskjema for en varmepumpe.

Konstruksjon og drift av varmepumpe er avhengig av den valgte varmekilden. Det stilles følgende krav til varmekilden. Varmekilden skal være så nær til anlegget som mulig og ha så høy temperatur som mulig gjennom fyringssesongen. Den bør ikke føre til frost- eller rimproblemer og være minst mulig korrosiv og forurensset. Gode varmeoverføringsegenskaper er også en forutsetning for varmekilden.

Tabell 7-11 viser aktuelle varmekilder for Norge med temperaturvariasjon og tilgjengelighet.

Tabell 7-11. Aktuelle varmekilder for varmepumper i Norge. Kilde: (NVE, 2011-9).

Varmekilde	Temperaturvariasjon [°C]	Tilgjengelighet
Sjøvann	+2	God (langs kysten, i fjorder)
Innsjøvann	+1	Begrenset
Ellevann	0	Begrenset
Grunnvann	+3	Begrenset
Fjell (berg)	-2	God
Jord	-5	Begrenset
Uteluft	-40	Ubegrenset
Ventilasjonsluft	+5	God
Gråvann	20	God
Kloakk	+2	Begrenset
Prosessvann	Over 10	Begrenset

Varmepumper deles ofte i forhold til varmekilde (uteluft, sjøvann, bergvarme osv.). Varmepumper kan ha direkte eller indirekte varmeopptakssystem. Med direkte system avkjøles varmekilden (for eksempel sjøvann) direkte i varmepumpens fordamper. Det må tas hensyn til beleggdamnnelse, korrosjon og frysing av vann ved konstruksjon og drift av

fordamperen. De direkte løsningene krever mer vedlikehold og benyttes vanligvis i mellomstore og store varmepumpeanlegg, for eksempel for større bygninger og fjernvarme. Ved indirekte varmeopptakssystem benyttes det en frostsikker væske som sekundærmedium for å hente varmen fra varmekilden (bergvarme, ferskvann, sjøvann, jordvarme). Væsken sirkulerer i lukket rørsystem, for eksempel en slange som er nedgravd i bakken (jordvarme) eller plassert i en borebrønn (bergvarme) eller lagt i sjøbunnen (sjøvannsbasert). Varmepumpe med indirekte varmeopptakssystem har noe lavere gjennomsnittlig effektfaktor enn varmepumpe med direkte løsning på grunn av større temperaturdifferanse mellom varmekilde og fordamper og lavere fordampingstemperatur.

Uteluft er den mest vanlige varmekilden for boligvarmepumper i Norge på grunn av lave investeringskostnader. Samtidig er tilgjengelig varme i motfase med varmebehov. Varmepumpene har kraftig redusert effektfaktor og ytelse ved lave utetemperaturer. Uteluft som varmekilde for varmepumper er mest aktuelt på Sørlandet og i kystklima med milde vintre.

Vannbaserte varmepumper har høyere investeringskostnader enn varmepumper som benytter uteluft som varmekilde på grunn av graving/boring. Vann har høy varmelagringskapasitet. Som varmekilde brukes det grunnvarme, overflatevann og jordvarme. Temperaturen til disse varmekildene varierer mindre over året, har tidsforsinkelse i forhold til uteluft og har høyere middeltemperatur i fyrløpingssesongen. Disse typer varmepumper egner seg godt i regioner med kalde vintre. Årseffektfaktor er dermed høyere enn for varmepumper basert på uteluft. I følge (IEA, 2014) varierer effektfaktor for luftbaserte varmepumper i Sverige fra 1,8 til 4, mens varmepumper som bruker grunnvarmen har effektfaktor mellom 2,8 og 6.

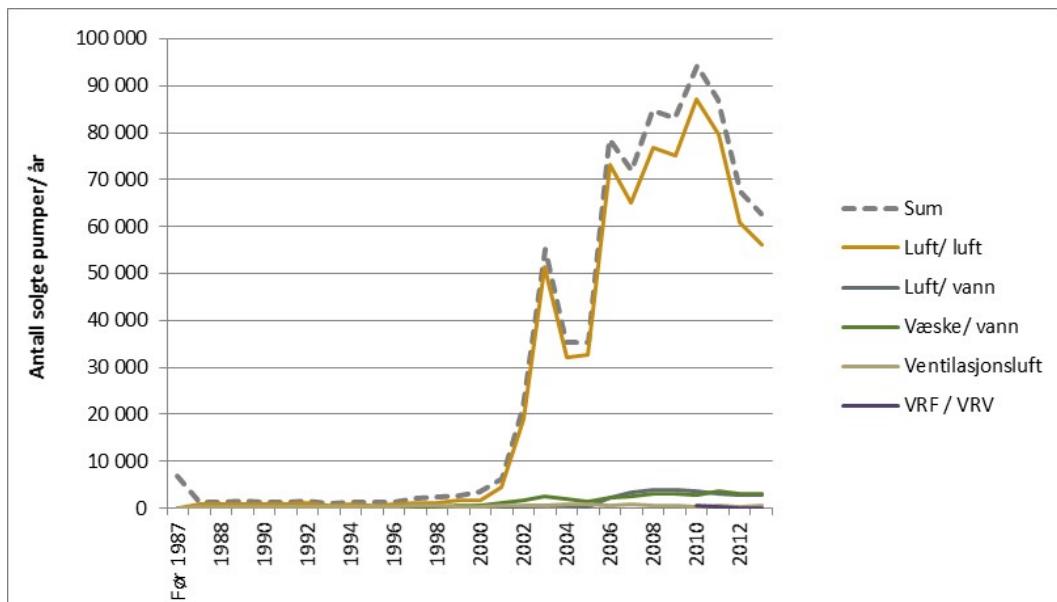
Grunnvannstemperaturen varierer normalt mellom 3-8 °C over året med høyeste temperaturer langs kysten og på Sørlandet. Sjøvannstemperatur ligger typisk mellom 3 og 15 °C ved 25 meters dyp og har 1-2 måneder tidsforsinkelse i forhold til utelufttemperatur. Saltinnhold er 30-35 % og frysepunkt er -2 °C. Innsjøer har ofte vinterstemperatur på 2-3 °C og kan også brukes. Vann i bekker og elver er mindre egnet som varmekilde på grunn av lave temperaturer på vinteren, ofte ned mot frysepunktet. I tillegg er det stor risiko for skader på varmeopptakssystem pga. sterkt strøm, ismasser og erosjon osv. På grunn av store lokale temperaturvariasjoner for overflatevann anbefales det å gjennomføre temperaturmålinger når en vurderer å installere store varmepumper.

For jordvarmepumpe graves kollektorslanger 1-1,5 meter ned i bakken. Temperaturvariasjonen på varmekilden er fra -3 til +10 °C. En kollektorslange er et 40 mm plastrør med maksimal lengde på 400 meter. Varmeuttaket er 15-30 W/m avhengig av jordsmonnet.

Temperaturen til en bergvarmepumpe varierer med bergtype og er som regel mellom -3 og +8 °C over året. Dybden for borehull er avhengig av bergtemperatur, avstand til berg og effekt. Varmeoeffektuttaket varierer fra 20 til 80 W/m avhengig av bergtype, temperatur og grunnvannsgjennomstrømning.

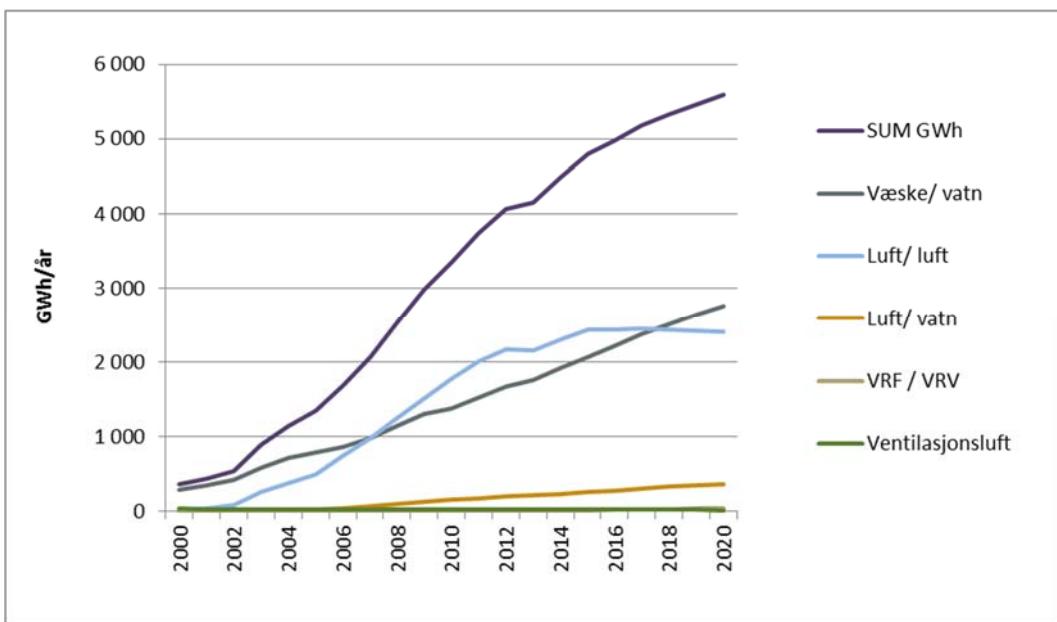
Varmepumper basert på overflatevann, grunnvarme og jordvarme kan brukes til passiv kjøling om sommeren. Overskuddsvarmen kan brukes til oppvarming av tappevann via varmepumpen. Bergvarme og jordvarme kan ha mulighet for å lagre overskuddsvarme, som kan bidra til å øke årsmiddeltemperatur til varmekilden og dermed effektiviteten til varmepumper. Et termisk lager gjør et energisystem mer fleksibelt og reduserer etterspørselen etter kraft i topplasttimer.

Norsk Varmepumpeforening (NOVAP) samler årlig inn statistikk over salg av varmepumper. Figur 7-11 viser historisk utvikling i salg av varmepumper.



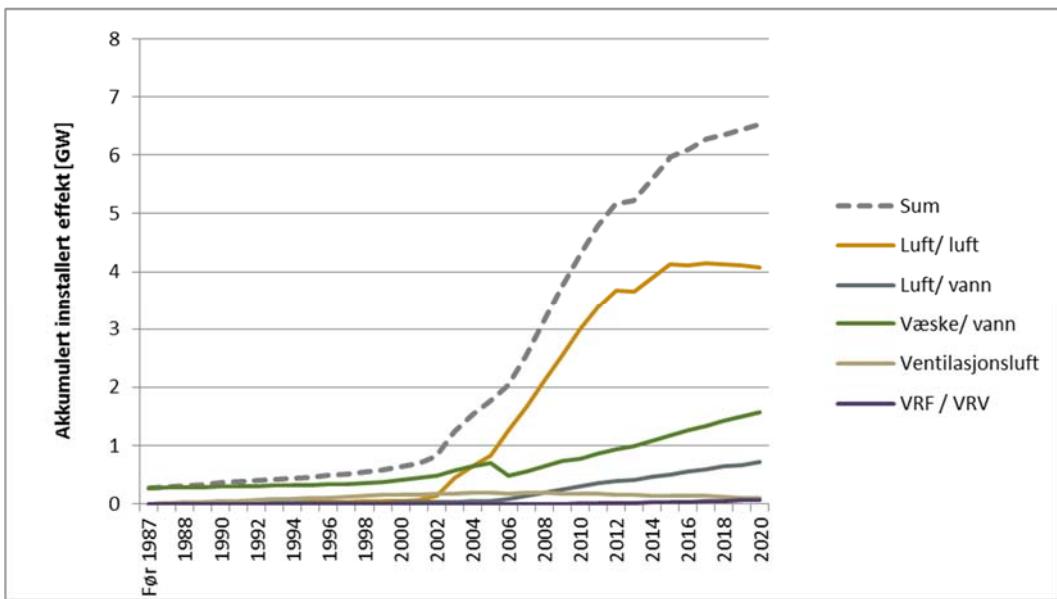
Figur 7-11. Salg varmepumper i Norge, 1988- 2013. Kilde: NOVAP

NVE har beregnet og fremskrevet energibidraget fra varmepumper fra slutten av 80-tallet til 2020. Fremskrivningene baserer seg på salgsstatistikk fra NOVAP. Fremskrivningen er vist i Figur 7-12. Her ser man at varmepumpene bidrar med drøyt 4 TWh omgivelsesvarme i 2013, og med ca. 5,5 TWh omgivelsesvarme i 2020. Omgivelsesvarmen er lik det totale varmebidraget fra pumpen, minus energien som går med til å driftet pumpen. Nærmere 5 TWh av omgivelsesvarmen produseres i husholdningene, mens det resterende i hovedsak produseres i tjenesteytende sektor.



Figur 7-12 Energibidrag fra varmepumper, omgivelsesvarme. Kilde NOVAP og NVE

Figur 7-13 viser beregnet installert kapasitet i 2020, i GW. Det meste av den installerte kapasiteten i 2020 vil være i husholdningssektoren, med nærmere 6 GW. Beregningene viser at tjenesteytende sektor vil ha ca. 0,7 GW installert i 2020. Merk at fremskrevet energibidrag og installert kapasitet vil avhenge av hvordan salget av varmepumper fremskrives, samt en del andre faktorer. Det er derfor usikkerhet knyttet til fremskrivningene.



Figur 7-13 Beregnet installert kapasitet varmepumper i 2020, GW. Kilde: NOVAP / NVE

Tabell 7-12 Fordeling varmepumper i sektorer, prosent. Kilde: NOVAP

	Luft – luft	Luft-vann	Væske – vann	Ventilasjonsluft	VRF/VRV
Husholdning [%]	93	83	84	68	0
Tjenesteytende [%]	7	17	15	32	100
Industri [%]	0	0	1	0	0

7.11.1.1 Ressurspotensial i Norge

Basert på GIS-kartlegging ble potensial for overflatevann beregnet til 15,6 TWh fordelt på sjøvann (85 %) og innsjører (15 %) (NVE, 2011-9). Potensialet omfatter både oppvarming (14 TWh) og kjøling (1,6 TWh). Det er næringsbygg og industribygg som er mest egnet til å ta i bruk varmepumper basert på overflatevann. Hvis varmepumper tas i bruk i fjernvarme i form av sjøvannsbaserete varmepumper øker potensialet med 5 TWh.

Grunnvarme kan i prinsippet dekke hele varme- og kjølebehovet Norge i 2030 (ca. 55 TWh) (NVE, 2011-5). Det er kostnadene som er utfordringen. Den dyreste løsningen (83 øre/kWh) er bergvarme med energibrønn i fjell i områder med tykk løsmasseoverdekning. Potensial for kostnader under 46 øre/kWh utgjør ca. 7 TWh.

De to studiene forutsetter installasjon av vannbåret varmesystem i bygningene, men kostnader knyttet til installasjonen er ikke inkludert her.

7.11.2 Kostnader og LCOE

Kostnadene er avhengige av oppvarmings- og kjølebehovene (effekt og energi), temperatur på energikilden, temperaturvariasjon over året og avstand til varmekilden.

Rapporten viser kostnader knyttet til varmepumper som bruker forskjellige varmekilder. For uteluft, grunnvann og sjøvann er det bare kostnader knyttet til varmepumpeaggregat og installasjonskostnader som er inkludert. Varmepumper bør benyttes til grunnlastproduksjon og dimensjoneres til å ha en lang brukstid da de har høye investeringskostnader og lave driftskostnader. Varmepumper bør derfor kombineres med annen type oppvarming, for eksempel en olje- eller gasskjel til å dekke topplasten. For å vise kostnader for et varmesystem basert på varmepumper ble det valgt å se på en komplett energisentral med bergvarmepumpe for grunnlast og elkjel for topplast. Anlegget leverer både varme og kjøling.

Tabell 7-13 viser typer varmepumper som er lagt til grunn for kostnadsestimater i rapporten.

Tabell 7-13. Typer varmepumper som er lagt til grunn for kostnader.

MW _v	Luft/vann	Væske/vann-VP (vann-vann, bergvarme, sjøvann)	
	Utgangstemperatur 50 °C	Utgangstemperatur 50 °C	Utgangstemperatur 70 °C
0,01	Villa-VP luft/vann	Villa-VP	Villa-VP høy temp
0,15	Spesialtilpasset VP med ekst. fordamp/kondensator	Scroll standard VP	Scroll standard VP Tmax = 65°C
0,5		Chiller-VP	Spesialtilpasset VP for +70°C
1	Standard chiller med changeover for VP-drift og glykolkrets slik at den kan plasseres utendørs.	Chiller-VP	Spesialtilpasset VP for +70°C
5		Chiller-VP	Turbokompressor type Friotherm
10		Chiller-VP	Turbokompressor type Friotherm

Kostnader knyttet til et vannbåret system for varmedistribusjon i bygninger er ikke inkludert her.

Kostnader som er knyttet til innkjøp av elektrisitet er delt inn i kraftpris, nettleie og elavgift. Kraftprisen er satt til 24,6 øre/kWh (se kapittel 4.3). Nettleie varierer mye avhengig av nettselskap, tariff og bruksområde for anlegget. Det er lagt til grunn at varmepumper med kapasitet på over 150 kW brukes i et fjernvarmeanlegg. For slike anlegg er det brukt veid gjennomsnittlig nettleie for fjernvarmeanlegg i 2012 på 12 øre/kWh (SSB). Nettleie for anlegg med ytelse til og med 150 kW settes lik 26,2 øre/kWh som ifølge (SSB, 2014) er veid gjennomsnitt for husholdninger i 2012. Elavgift er avhengig av bruksområde. Her brukes det generell sats på 12,39 øre/kWh for anlegg opp til 150 kW. Anlegg som benyttes i fjernvarme har redusert sats på 0,45 øre/kWh (Toll- og avgiftsdirektoratet, 2014).

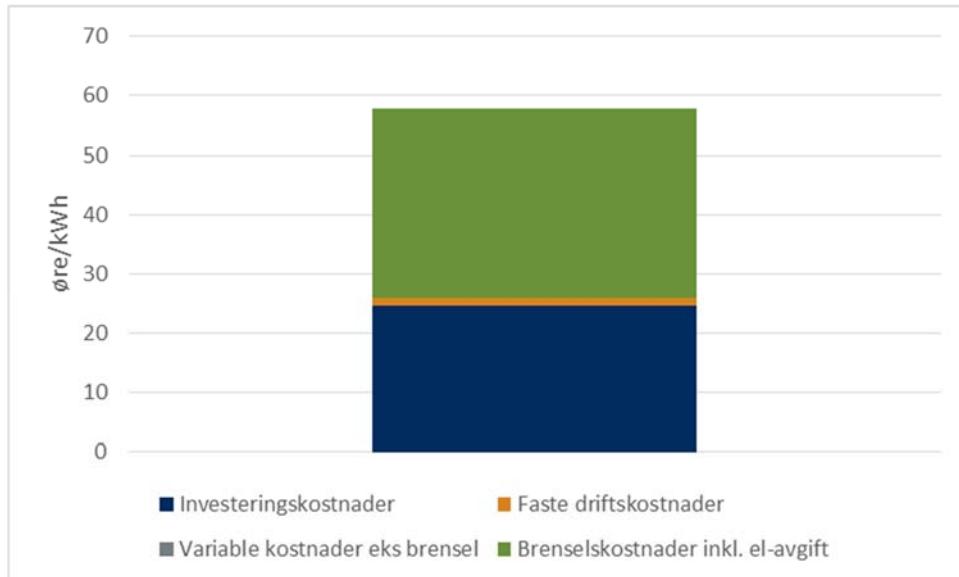
7.11.2.1 Uteluft

Luft-luft varmepumper brukes til direkte oppvarming av inneluften. De fleste luft-luft varmepumper kan også brukes til kjøling. Siden kjøling er mer energikrevende enn varmeproduksjon er effektfaktor for kjøling lavere enn for varmeproduksjon. Tabell 7-14 viser kostnader for luft-luft varmepumpe. Antall fullasttimer er basert på 60 % energidekning i en bolig. Kapasitet er oppgitt ved 0 °C ute og utgående vanntemperatur på +40 °C.

Tabell 7-14. Kostnader for luft-luft varmepumpe. Kilde: Vurderinger fra Norconsult basert på prisanslag fra leverandører i Norge.

Varmepumpe luft-luft		
Utgangstemperatur 40 °C	Enheter	0,0038
Kapasitet	MW _v	
Effektfaktor		2
Fullasttimer	timer/år	2 400
Investeringskostnader		
Anleggskostnader	kr/kW _v	5 260
Installasjon	kr/kW _v	1 050
Byggetidsrenter	kr/kW _v	157
Sum investeringskostnader	kr/kW _v	6 467
Faste driftskostnader	kr/kW _v	30
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _v	0,0
Spesifikt brenselforbruk	kWh _{el} /kWh _v	0,500
Kraftpris	øre/kWh _{el}	24,6
Nettleie (husholdninger)	øre/kWh _{el}	26,2
El-avgift	øre/kWh _v	6,2
Brenselskostnader inkl el-avgift	øre/kWh _v	31,6
LCOE	øre/kWh _v	57,8

Investering- og brenselskostnader utgjør nesten hele energikostnaden (LCOE) (Figur 7-14).



Figur 7-14. LCOE for luft-luft varmepumper fordelt på investering-, drifts- og brenselskostnader.

I motsetning til luft-luft varmepumper som varmer opp inneluft, varmer luft-vann varmepumper opp vann som kan brukes til romoppvarming eller tappevann. Investeringskostnadene er noe høyere enn for luft-luft varmepumper, men luft-vann varmepumper kan gi bedre varmefordeling og høyere komfort i bygget.

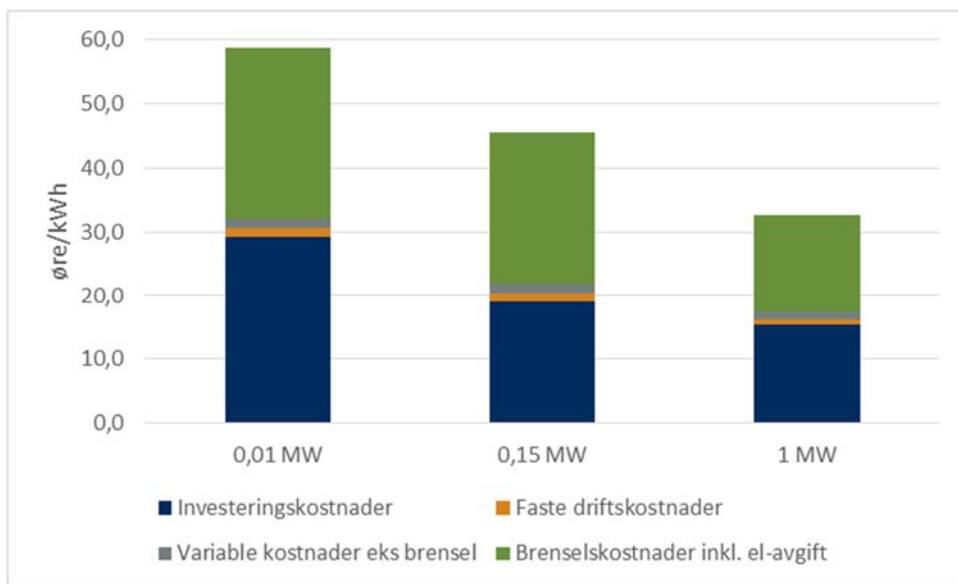
Tabell 7-15 viser kostnader for luft-vann varmepumper. Kapasitet er oppgitt ved 0 °C utetemperatur og utgående vanntemperatur på +50 °C. Anlegget brukes for romoppvarming. Det er forutsatt at returtemperaturene er så lave at varmepumpen kan avgi all effekt så fremt behovet er tilstede. Dette vil normalt ikke være tilfelle. Effektfaktor er forutsatt til å være en midlere årsvarmefaktor basert på østlandsklima.

For anlegg på 0,15 MW og 1 MW er det forutsatt spesialtilpasset luft-vann varmepumpe med kun fordamper plassert utendørs, mens kondensator og kompressor er plassert innendørs. Disse vil få økt driftstid i forhold til standard løsning med chiller modifisert varmepumpe med changeover og glykolkrets beregnet for utendørspllassering. Det er systemer med uteaggregater hvor det er nødvendig med en glykolkrets som overfører varmen til varmeanlegget. Slike løsninger vil få en lavere effektfaktor og lavere brukstid enn direkte koblede aggregater uten mellomkrets. Kostnadsmessig ligger den valgte løsningen for 0,15 MW og 1 MW ca. dobbel så høyt i pris som standard løsning for disse størrelsene.

Tabell 7-15. Kostnader for luft-vann varmepumper. Kilde: Vurderinger fra Norconsult basert på prisanslag fra leverandører i Norge.

Varmepumpe luft-til-vann				
Utgangstemperatur 50 °C	Enheter	MW _v	0,01	0,15
Kapasitet		MW_v	0,01	0,15
Effektfaktor			2,4	2,7
Fullasttimer	timer/år		3 200	3 200
Investeringskostnader				
Anleggskostnader	kr/kW _v	10 000	6 500	6 500
Byggetidsrenter	kr/kW _v	298	194	260
Sum investeringskostnader	kr/kW _v	10 298	6 694	6 760
Faste driftskostnader	kr/kW _v	40	40	30
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _v	1,5	1,5	1,2
Spesifikt brenselforbruk	kWh _{el} /kWh _v	0,417	0,370	0,408
Kraftpris	øre/kWh _{el}	24,6	24,6	24,6
Nettleie	øre/kWh _{el}	26,2	26,2	12,0
El-avgift	øre/kWh _v	5,2	4,6	0,2
Brenselskostnader inkl el-avgift	øre/kWh _v	26,3	23,4	15,1
LCOE	øre/kWh _v	58,7	45,5	32,7

Kostnader knyttet til innkjøp av kraft (kraftpriser og nettleie) og investeringskostnader utgjør nesten hele energikostnaden (LCOE) (Figur 7-15).



Figur 7-15. LCOE for luft-vann varmepumper fordelt på investering-, drifts- og brenselskostnader.

7.11.2.2 Grunnvann

I denne løsningen pumpes grunnvann direkte til varmeveksleren hvor varmen hentes ut. Returvannet infiltreres til en annen brønn, sendes i avløp eller ut i åpent vassdrag. Dette varmepumpesystemet forutsetter at det er nok vann med tilfredsstillende kvalitet.

Områder med sand- og grusavsetninger er spesielt egnet for denne type anlegg. Ved planlegging av et varmepumpesystem basert på grunnvann kreves det hydrogeologiske undersøkelser for å kartlegge områdets egnethet for uttak av grunnvann, uttaksmengder, grunnvannskvalitet og temperaturer før. Typisk brønndybde er 10-40 meter.

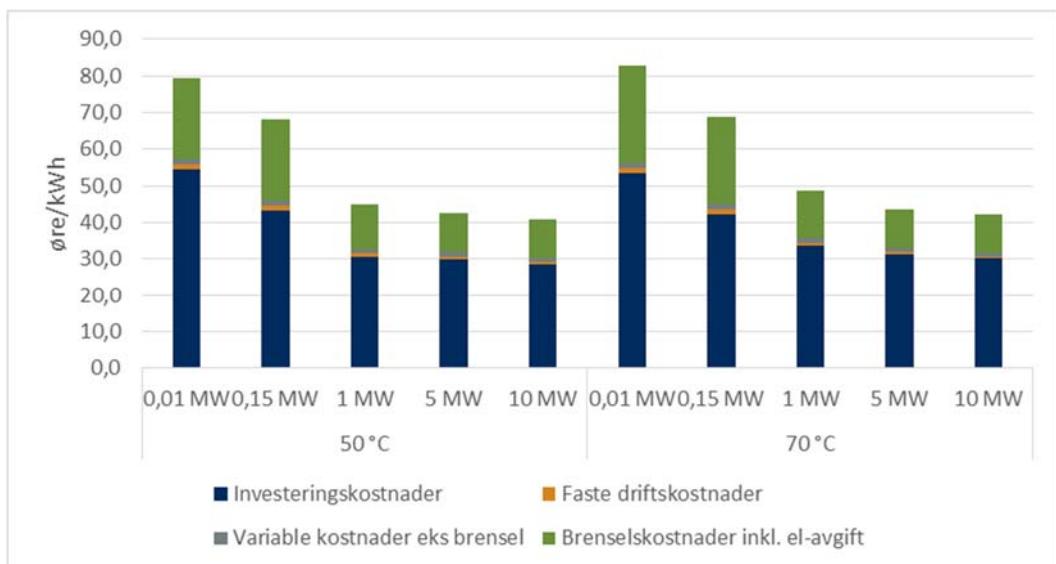
Grunnvannstemperatur er typisk mellom 3-8 °C over året med høyere temperatur langs kysten og i Sør-Norge.

Tabell 7-16 viser kostnader for vann-vann varmepumpe som bruker grunnvann. Det er lagt til grunn varmeeffekt er 30 W/lm. Kjøling er ikke inkludert her. Slike anlegg er ikke veldig utbredt pga. nødvendig tilsyn og vedlikehold.

Tabell 7-16. Kostnader for varmepumper basert på grunnvann. Kilde: Vurderinger fra Norconsult basert på prisanslag fra leverandører i Norge.

Grunnvann							
Kapasitet	Enheter	MW _v	0,01	0,15	1	5	10
A. Utgangstemperatur 50 °C							
Effektfaktor			2,9	2,9	3,1	3,5	3,5
Fullasttimer	timer/år	3 200	3 200	4 000	4 000	4 000	
Investeringskostnader							
Anleggskostnader	kr/kW _v	18 628	14 782	12 992	12 691	12 141	
Byggetidsrenter	kr/kW _v	555	441	520	508	486	
Sum investeringskostnader	kr/kW _v	19 183	15 222	13 512	13 199	12 627	
Faste driftskostnader	kr/kW _v	40	40	30	30	20	
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _v	1,5	1,5	1,2	1,2	1,0	
Spesifikt brenselforbruk	kWh _{el} /kWh _v	0,34	0,34	0,32	0,29	0,29	
Kraftpris	øre/kWhel	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	
Nettleie	øre/kWhel	26,2	26,2	12,0	12,0	12,0	
El-avgift	øre/kWhel	12,4	12,4	0,5	0,5	0,5	
Brenselskostnader inkl el-avgift	øre/kWhv	21,8	21,8	12,0	10,6	10,6	
LCOE	øre/kWh _v	79,4	68,1	44,8	42,7	41,0	
B. Utgangstemperatur 70 °C							
Fullasttimer	timer/år	3200	3200	4000,0	5000,0	5000,0	
Effektfaktor			2,4	2,7	2,9	3,6	3,6
Investeringskostnader							
Anleggskostnader	kr/kW _v	18 250	14 420	14 236	16 553	16 017	
Byggetidsrenter	kr/kW _v	544	430	569	662	641	
Sum investeringskostnader	kr/kW _v	18 794	14 850	14 805	17 215	16 657	
Faste driftskostnader	kr/kW _v	40	40	30,0	30,0	20,0	
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _v	1,5	1,5	1,2	1,2	1	
Spesifikt brenselforbruk	kWh _{el} /kWh _v	0,42	0,37	0,34	0,28	0,28	
Kraftpris	øre/kWhel	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	
Nettleie	øre/kWhel	26,2	26,2	12,0	12,0	12,0	
El-avgift	øre/kWhel	12,4	12,4	0,5	0,5	0,5	
Brenselskostnader inkl el-avgift	øre/kWhv	26,3	23,4	12,8	10,3	10,3	
LCOE	øre/kWh _v	82,9	68,7	48,6	43,6	42,1	

Fordelingen av energikostnad på investerings-, drifts- og brenselskostnader er vist i Figur 7-16. Investeringskostnader utgjør større andel enn for luft varmepumper.



Figur 7-16. LCOE for grunnvarmepumper fordelt på investerings-, drifts- og brenselskostnader.

7.11.2.3 Sjøvann

I denne løsningen kan varmen fra sjøvann hentes ved hjelp av direkte eller indirekte varmeopptakssystem. Ved en direkte løsning pumpes vannet opp til varmepumpens fordampere, avkjøles med 2-4 °C og returneres til sjøen. Alle deler som er i kontakt med sjøvann bør være beskyttet mot begroing, frostfare, korrosjon og mekanisk overbelastning. Et indirekte varmeopptakssystem henter varmen ved hjelp av frostvæske. Man kan dele indirekte løsninger inn i to typer. En hvor vannet pumpes opp til varmeveksleren i en pumpekum eller teknisk rom hvor varmen overføres til frostvæske. En annen med kollektorer med frostvæske hvor væsken sirkulerer i plastslinger som er enten nedgravd i sjøbunnen eller plassert i kveil på nedsenket betongfundament (trommelkollektor).

Indirekte løsning med oppumpet vann brukes ved store høydeforskjeller mellom varmesentralen og havflaten da lukket system for sekundærsystem krever mindre pumpearbeid. Hverken direkte varmeopptakssystem eller indirekte løsningen med oppumpet vann egner seg i grunne farvann med lange avstander til ønsket dyp. Typisk inntaksdybde er 20-60 meter for å minimere begroing i inntaksledning og oppnå ønsket temperatur. For disse typer anlegg anbefales det ikke lavere vanntemperatur enn 2-3 °C for sjøvann og 4-5 °C for innsjøvann. De egner seg til mellomstore og store anlegg som er anlegg for varme- og kjøleleveransen for store bygninger og fjernvarme.

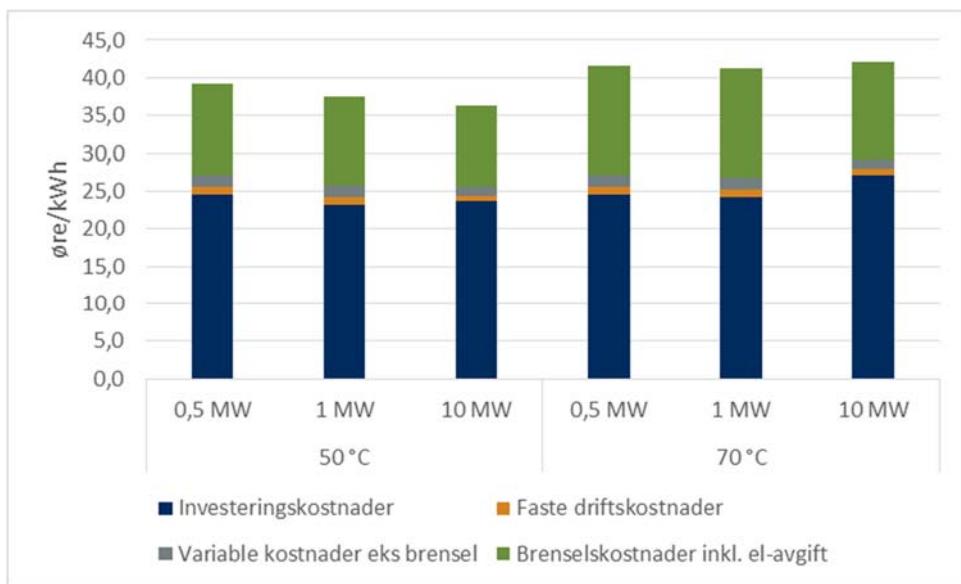
Indirekte løsning med kollektor er driftssikker selv med lave vanntemperaturer. Den krever mindre vedlikehold enn de to andre systemene. Indirekte løsning med kollektor kan benyttes i grunne farvann med store avstander til ønsket dyp. En kollektorslange nedgravd i sjøbunnen brukes til alle størrelser (boliganlegg, mellomstore og store), mens trommelkollektor brukes i mellomstore anlegg.

Tabell 7-17 viser kostnader for sjøvannsbaserte varmepumper som henter varmen fra sjøvann med direkte varmeopptakssystem. Det er inkludert kostnader til

sjøvannsledning/inntak, sjøvannspumper, titanvarmevekslere, rensearrangement (filtreringssystem), varmepumper, elkjel og elektro/automatikk. For det største alternativet er det forutsatt turbokompressorer, mens det for de to minste er forutsatt en rimeligere standard varmepumper tilpasset temperaturområdet.

Tabell 7-17. Kostnader for varmepumper basert på sjøvann. Kilde: Vurderinger fra Norconsult basert på prisanslag fra leverandører i Norge.

Sjøvannsbasert varmepumpe				
Kapasitet	Enheter MW _v	0,5	1	10
A. Utgangstemperatur 50 °C				
Effektfaktor varmepumpe varme		3,1	3,2	3,5
Fullasttimer varmepumpe	timer/år	4 000	4 000	4 000
Investeringskostnader				
Anleggskostnader	kr/kW _v	10 500	9 800	10 000
Byggetidsrenter	kr/kW _v	313	392	400
Sum investeringskostnader	kr/kW _v	10 813	10 192	10 400
Faste driftskostnader	kr/kW _v	40	40	30
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _v	1,5	1,5	1,2
Spesifikt brenselforbruk	kWh _{el} /kWh _v	0,32	0,31	0,29
Kraftpris	øre/kWh _{el}	24,6	24,6	24,6
Nettleie	øre/kWh _{el}	12,0	12,0	12,0
El-avgift	øre/kWh _v	0,1	0,1	0,1
Brenselskostnader inkl el-avgift	øre/kWh _v	12,0	11,6	10,6
LCOE	øre/kWh _v	39,2	37,4	36,3
B. Utgangstemperatur 70 °C				
Effektfaktor varmepumpe varme		2,6	2,6	2,9
Fullasttimer varmepumpe	timer/år	4 000	4 000	4 000
Investeringskostnader				
Anleggskostnader	kr/kW _v	10500	10250	11500
Byggetidsrenter	kr/kW _v	313	410	460
Sum investeringskostnader	kr/kW _v	10 813	10 660	11 960
Faste driftskostnader	kr/kW _v	40	40	30,0
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _v	1,5	1,5	1,2
Spesifikt brenselforbruk	kWh _{el} /kWh _v	0,38	0,38	0,34
Kraftpris	øre/kWh _{el}	24,6	24,6	24,6
Nettleie	øre/kWh _{el}	12,0	12,0	12,0
El-avgift	øre/kWh _v	0,2	0,2	0,2
Brenselskostnader inkl el-avgift	øre/kWh _v	14,3	14,3	12,8
LCOE	øre/kWh _v	41,5	41,2	42,1



Figur 7-17. LCOE for sjøvannsbaserte varmepumper fordelt på investerings-, drifts- og brenselskostnader.

7.11.2.4 Grunnvarme (bergvarme)

I et varmepumpesystem basert på grunnvarme monteres kollektorslanger i et borehull i fjell. Frostsikker væske sirkulerer i kollektorslangen og henter opp varmen fra berggrunnen. Boredybden varierer typisk mellom 100 og 250 meter. Kostnader er knyttet til boring, grøfter, varmepumpe og montering. Kostnaden for borehull er avhengig av dybden. Boring og stabilisering av løsmassedekket ned til fjelloverflaten ved nedsetning av foringsrør i stål er ca. 3-5 ganger dyrere enn boring i fast fjell (NVE, 2011-5). I Norge er avstanden fra terrengnivå til fjelloverflate generelt liten, men i dalfører og deler av Østlandet, Trøndelag, Jæren og Finnmark kan tykkelsen av løsmassene være betydelig (NVE, 2011-5). Ved tørt borehull fylles det mellom kollektorslangen og bergvegg med vann eller sand eller betongblanding som har bedre varmeledningsevner enn luft.

Tabell 7-18 viser kostnader for komplett varmesentral som bruker bergvarmepumpe for grunnlast og elkjel som topplast. Det er vanlig å dimensjonere varmepumpeanlegg som brukes for romoppvarming for å dekke 40-70 % av netto varmeeffekt ved dimensjonerende utetemperatur. Nettovarmebehov er bruttovarmebehov uten interne varmelaster og soltilskudd. Her er det forutsatt at varmepumper dekker 50 % av dimensjonerende varmebehov. Effekt til elkjel som dekker topplast må da være to ganger varmepumpens effekt. Anlegget brukes også til kjøling. Det er forutsatt samme effekt for kjøling og varmeproduksjon. Det er energibalanse i brønnene over året. Distribusjonspumper, varmevekslere etc. er inkludert for både varme og kjøling. Frikjøling er lagt inn i effektfaktor for kjølemaskindrift. Merk at kostnader her (LCOE) viser kostnader for produksjon av varme og kjøling.

Kostnader omfatter investeringer i varmepumpeaggregatet, varmeopptakssystemet, kjelanlegg for spisslast/reservedekning samt installasjons- og bygningstekniske arbeider. Det er forutsatt boredybde på ca. 200-250 m. Varmeeffektuttak er satt til 35 W/lm.

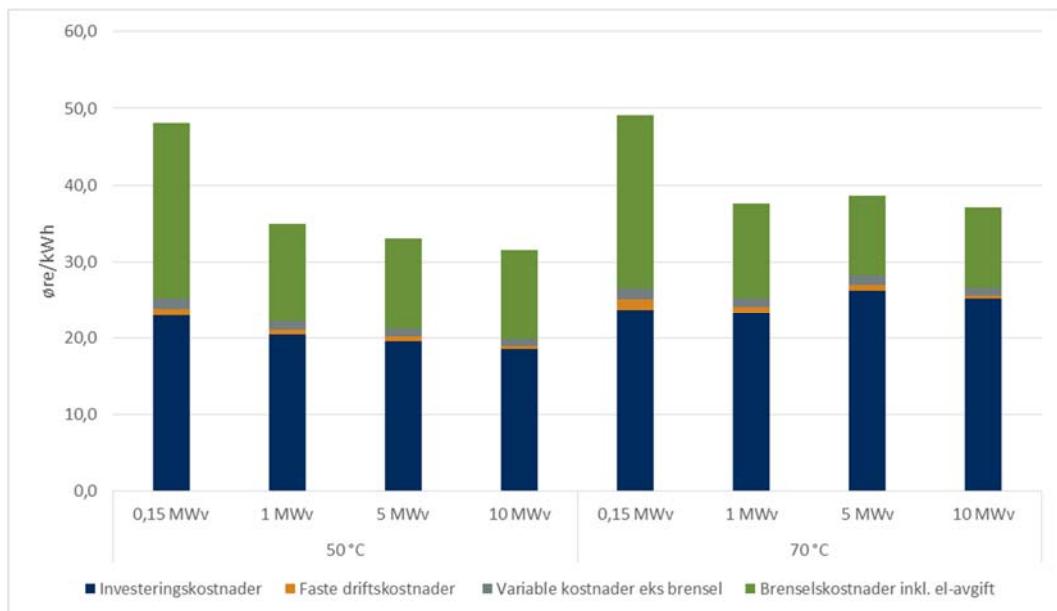
Tabell 7-18. Kostnader for en varmesentral med varmepumper basert på bergvarme for grunnlast og elkjel for topplast. Kilde: Vurderinger fra Norconsult basert på prisanslag fra leverandører i Norge.

Varmepumpe, bergvarme m/kjøling og elkjel for topplast. Komplett energisentral.					
A. Utgangstemperatur 50 °C		Enheter			
Kapasitet varmepumpe	MW _v	0,15	1	5	10
Kapasitet elkjel	MW	0,3	2	10	20
Effektfaktor varmepumpe varme		2,9	3,1	3,5	3,5
Effektfaktor varmepumpe kjøling		10	10	10	10
Virkningsgrad topplast (elkjel)		0,98	0,98	0,98	0,98
Fullasttimer varmepumpe varme	timer/år	4 000	4 000	4 000	4 000
Fullasttimer varmepumpe kjøling	timer/år	800	800	800	800
Fullasttimer elkjel	timer/år	200	200	200	200
Investeringskostnader					
Anleggskostnader	kr/kW _v	15 607	13 744	13 127	12 407
Byggetidsrenter	kr/kW _v	465	550	525	496
Sum investeringskostnader	kr/kW _v	16 072	14 294	13 652	12 903
Faste driftskostnader	kr/kW _v	40	30	30	20
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh _v	1,5	1,2	1,2	1,0
Spesifikt brenselforbruk varmepumpe, varme	kWh _{el} /kWh _v	0,345	0,323	0,286	0,286
Spesifikt brenselforbruk varmepumpe, kjøling	kWh _{el} /kWh _{kjøling}	0,10	0,10	0,10	0,10
Spesifikt brenselforbruk, elkjel	kWh _{el} /kWh	1,02	1,02	1,02	1,02
Kraftpris	øre/kWh _{el}	24,6	24,6	24,6	24,6
Nettleie	øre/kWh _{el}	26,2	12,0	12,0	12,0
El-avgift	øre/kWh _{el}	12,4	0,5	0,5	0,5
Brenselspris inkl elavgift	øre/kWh _{el}	63,2	37,1	37,1	37,1
LCOE, varme og kjøling	øre/kWh	48	35	33	32
B. Utgangstemperatur 70 °C					
Effektfaktor varmepumpe varme		2,7	2,9	3,6	3,6
Effektfaktor varmepumpe kjøling		10	10	10	10
Virkningsgrad topplast (elkjel)		0,98	0,98	0,98	0,98
Fullasttimer varmepumpe varme	timer/år	4 000	4 000	4 000	4 000
Fullasttimer varmepumpe kjøling	timer/år	800	800	800	800
Fullasttimer elkjel	timer/år	100	100	100	100
Investeringskostnader					
Anleggskostnader	kr/kW _v	15 297	15 030	16 974	16 269
Byggetidsrenter	kr/kW _v	612	601	679	651
Sum investeringskostnader	kr/kW _v	15 909	15 631	17 653	16 919
Faste driftskostnader	kr/kW _v	70	38,0	38,0	24,0
Variable kostnader eks energi	øre/kWh _v	1,5	1,2	1,2	1
Spesifikt brenselforbruk varmepumpe, varme	kWh _{el} /kWh _v	0,370	0,345	0,278	0,278
Spesifikt brenselforbruk varmepumpe, kjøling	øre/kWh	0,10	0,10	0,10	0,10
Spesifikt brenselforbruk, elkjel	kWh _{el} /kWh	1,02	1,02	1,02	1,02
Kraftpris	øre/kWh _{el}	24,6	24,6	24,6	24,6
Nettleie	øre/kWh _{el}	26,2	12	12	12
El-avgift	øre/kWh _{el}	12,39	0,45	0,45	0,45
Brenselspris inkl elavgift	øre/kWh _{el}	63,2	37,1	37,1	37,1
LCOE, varme og kjøling	øre/kWh	49	38	39	37

Antagelser for anleggskostnader finnes i Tabell 7-19.

Tabell 7-19. Antagelser for anleggskostnader. Kilde: Vurderinger fra Norconsult basert på prisanslag fra leverandører i Norge

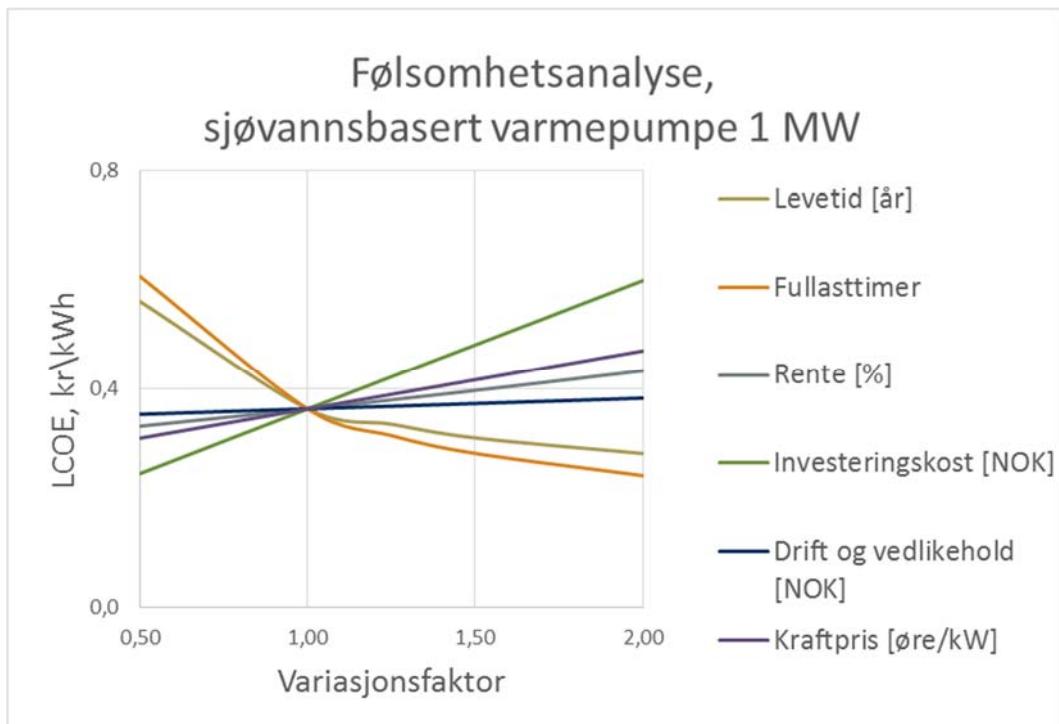
Anleggskostnader				
A. Utgangstemperatur 50 °C, MWv	0,15	1	5	10
Varmeopptakssystem (meter energibrønn)	2 808	19 355	102 041	204 082
Brønnkostnad (kr/m)	425	400	375	360
Totaltkostnad brønnsystem (kr)	1 193 350	7 741 935	38 265 306	73 469 388
kr/kWv				
Energibrønn komplett	7 956	7 742	7 653	7 347
Varmepumpe	2 200	1 800	1 750	1 700
Tilpasning til kjøling	800	800	800	800
VP-spesifikke kostnader (el/pumper/rør etc)	3 300	2 160	2 013	1 870
Elkjel	1 351	1 242	911	690
Sum	15 607	13 744	13 127	12 407
B. Utgangstemperatur 70 °C, MWv	0,15	1	5	10
Varmeopptakssystem (meter energibrønn)	2 698	18 719	103 175	206 349
Brønnkostnad (kr/m)	425	400	375	360
Totaltkostnad brønnsystem (kr)	1 146 825	7 487 685	38 690 476	74 285 714
kr/kWv				
Energibrønn komplett	7 646	7 488	7 738	7 429
Varmepumpe	2 200	2 500	3 500	3 500
Tilpasning til kjøling	800	800	800	800
VP-spesifikke kostnader (el/pumper/rør etc)	3 300	3 000	4 025	3 850
Elkjel	1 351	1 242	911	690
Sum	15 297	15 030	16 974	16 269



Figur 7-18. LCOE for et varmesentral med bergvarmepumpe og elkjel fordelt på investerings-, drifts- og brenselskostnader.

7.11.2.5 Sensitivitetsanalyse

Kostnader for varmepumper er spesielt følsomme for endringer i kraftpris og investeringskostnader. Et eksempel på følsomhetsanalyse er vist i Figur 7-19.



Figur 7-19. Et eksempel på følsomhetsanalyse for varmepumper.

7.11.2.6 Prosjektspesifikke kostnader

Kostnader for varmepumpesystem er avhengig av geografiske, geologiske, hydrologiske, bygningstekniske og energimessige forhold.

7.11.2.7 Levetid og reinvestering

Levetiden er 15 år for alle typer varmepumper bortsett fra bergvarmepumpe som har en levetid på 20 år.

7.11.3 Modenhet på teknologi og kostnadsutvikling

Til tross for teknologiutviklingen i de siste årene har fortsatt varmepumper 50 % energitap i forhold til tapsfrie prosesser i varmepumpe.

Utviklingen i individuelle komponenter og bedre kontrollsistem bidro til mer enn dobling av effektfaktor i løpet av de siste 30 år (IEA-ETSAP, 2013). De fleste kompressorer drives av elektromotor. Introduksjon av inverterstyring har gjort det mulig å nå høyere effektfaktor ved dellast.

Varmepumpe er en godt utviklet og kommersiell teknologi. Forbedringspotensial ligger i videreutvikling av komponenter, smarte kontrollsistemer for å optimere drift under varierende last, bedre samspill med energistyresystem i bygninger og smart energy grids og integrasjon med andre energiteknologi (lagring, termisk sol).

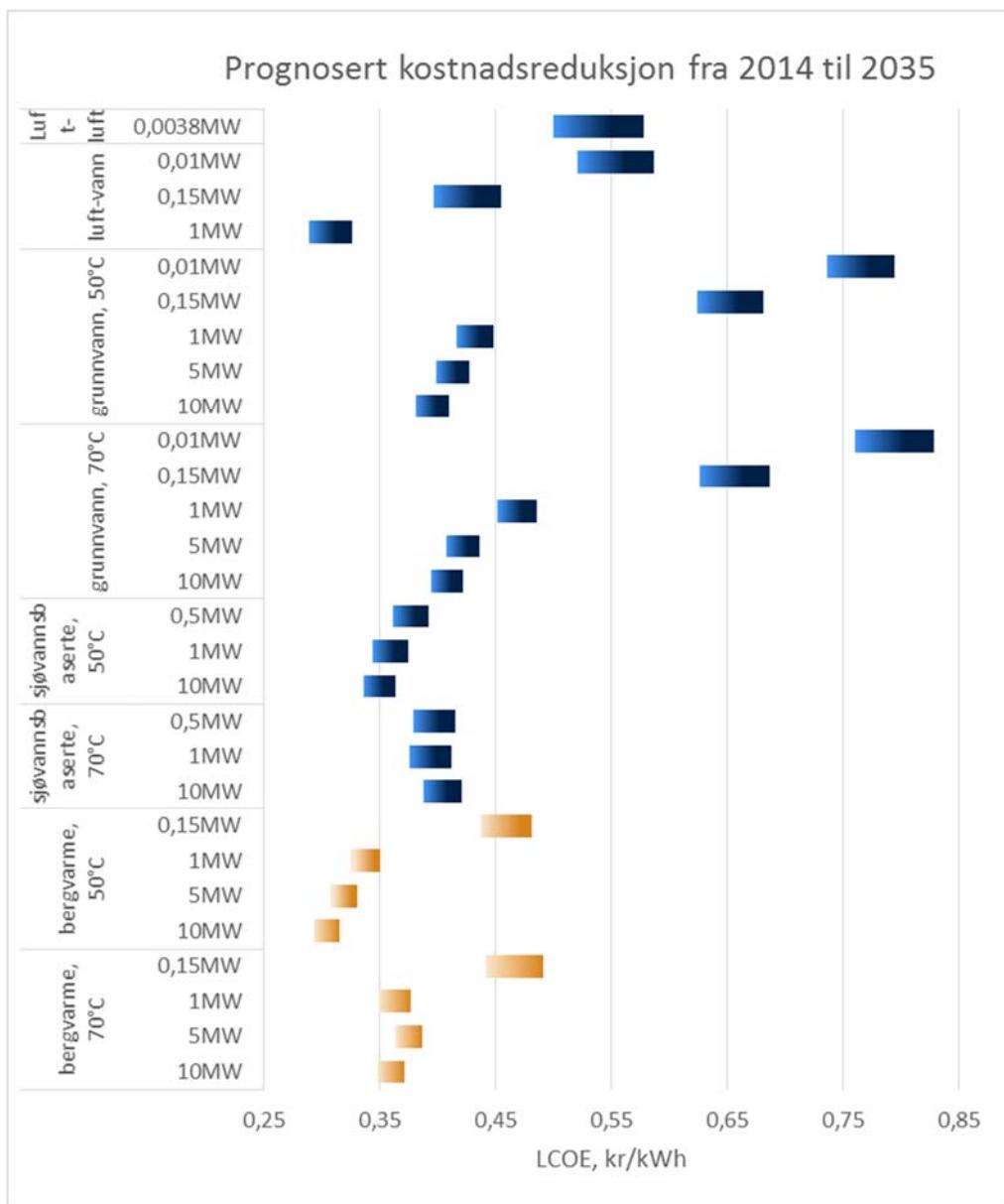
I følge (IEA, 2011) kan effektfaktor for varmeproduksjon for varmepumper øke med 30-50 % i 2030 i forhold til 2010. Prognosert økning i 2050 er 40-60 %. Reduksjon i installasjonskostnader er 20-30 % i 2030 og 30-40 % i 2050. Effektfaktor for kjøling er prognosert å øke med 20-40 % i 2030 og 30-50 % i 2050.

Kostnader for varmepumpesystem er avhengig av prosjektspesifikke energi- og effektbehov for varme og kjøling. Prosjektering og drift av anlegget er avhengig av geografiske, geologiske, hydrologiske og bygningstekniske forhold og det kreves ofte faglige undersøkelser. Kompetanse og erfaring ved bestilling, prosjektering, bygging og drift er kritisk for et velfungerende varmepumpesystem. Det er derfor forutsatt at det er nasjonal læring som driver reduksjon i kostnader, dvs. at kostnader reduseres med økt installert kapasitet i Norge. Det er lagt til grunn lærerate på 0,01 som tilsier at kostnader reduseres med 0,01 ved dobling av installert kapasitet.

Beregninger av installert kapasitet for varmepumper er basert på salgstall for Norsk Varmepumpeforening som inneholder informasjon om antall solgte varmepumper oppdelt på størrelse og type (luft-luft, luft-vann, væske-vann, ventilasjonsluft, VRF/VRV). Akkumulert installert kapasitet er beregnet basert på teknisk levetid for varmepumper. Figur 7-20 viser reduksjon i kostnader fra 2014 til 2035 med den antatte læreraten på 0,01 og økning i installert kapasitet som er basert på forutsetning om at fremtidig årlig salg av varmepumper blir lik gjennomsnitt i 2009-2013.

I tillegg er det lagt inn en årlig økning i effektfaktor som er ekvivalent til økningen på 30 % for varmeproduksjon og 20 % for kjøling i periode fra 2010 til 2030. Kostnader for bergvarmepumper skiller seg ut med at det er kostnader for komplett varmesentral som består av varmepumper for grunnlast og elkjel for topplast. Anleggene brukes også til kjøling. Ved beregninger av LCOE er det lagt sammen varme- og kjøleproduksjon. Kraftpris og nettleie er antatt å være på 2014-nivå.

Med disse forutsetningene som er lagt til grunn reduseres energikostnader (LCOE) for varmepumper med 7-13 % i perioden fra 2014 til 2035. Potensial for kostnadsreduksjon for småskala (inntil 10 kW) luft-vann, grunnvann og bergvarme varmepumper er enda høyere enn det som er beregnet her. Umodent marked for dette segmentet og lite erfaring med prosjektering og installasjon gjør at investeringskostnader i Norge er langt høyere enn i våre naboland. Læring i installasjon i tillegg til generell forbedring i varmepumpeteknologi kan føre til større kostnadsreduksjoner enn det som er beregnet her.



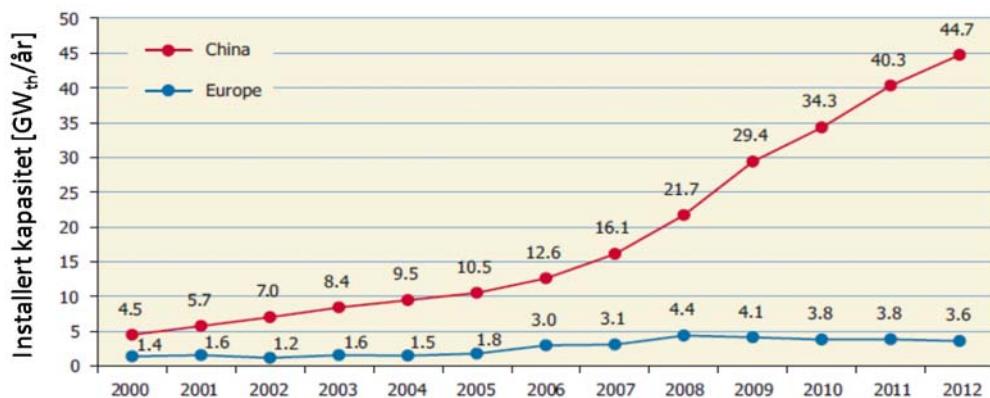
Figur 7-20. Prognosert kostnadsreduksjon for varmepumper fra 2014 til 2035.

7.12 Solvarme

Termisk solenergi utnyttes i hovedsak til oppvarmingsformål, som oppvarming av bygg, tappevann, fjernvarme og industrielle prosesser, samt kjøling. I slutten av 2013 var det på verdensbasis installert ca. 330 GW_{th}, noe som tilsvarer et solfangerareal på ca. 344 millioner m². Til sammenligning var den installerte kapasiteten globalt for solstrøm (PV) på 139 GW ved utgangen av 2013.

Det er Kina som dominerer markedet med en andel på ca. 67 % av totalt installert kapasitet i 2012. Andelen i Europa ligger på ca. 16 %, mens det resterende fordeler seg på

blant annet USA, Brasil, Australia og India. I Europa er det Tyskland og Østerrike som dominerer med henholdsvis 4,5 og 1,3 % av den totale kapasiteten i verden (IEA-SHC, 2014). Utviklingen i Kina og Europa i perioden 2000 – 2012 er vist i Figur 7-21.



Figur 7-21 Utvikling i installert kapasitet globalt for solfangere. Kilde: Solar Heat worldwide, IEA-SHC, 2014.

I Norge har akkumulert kapasitet på termisk sol vært relativt konstant frem til 2011 på ca. 2-3 MW_{th}. I 2012 ble kapasiteten mangedoblet, da Norges første og eneste storskala solfangeranlegg ble installert³. Totalt var det ved utgangen av 2012 ca. 11 MW_{th} akkumulert kapasitet (IEA, 2013).

7.12.1 Teknologi

Solenergi brukt til oppvarmingsformål kan deles inn i passive og aktive løsninger. Ved passiv utnyttelse av solenergi utnyttes solenergien direkte til oppvarming, for eksempel gjennom glassfasader og drivhus. Denne formen for solenergi er den mest utnyttede i Norge og bidrar med ca. 10-15 prosent av oppvarmingsbehovet i bygninger, ifølge Norsk Solenergiforenings hjemmesider, men potensialet er mye større. Under norske klimatiske forhold kan rett arkitektonisk utforming, valg av bygningsmaterialer, bygningenes orientering etc. gi en vesentlig reduksjon i oppvarmingsbehovet.

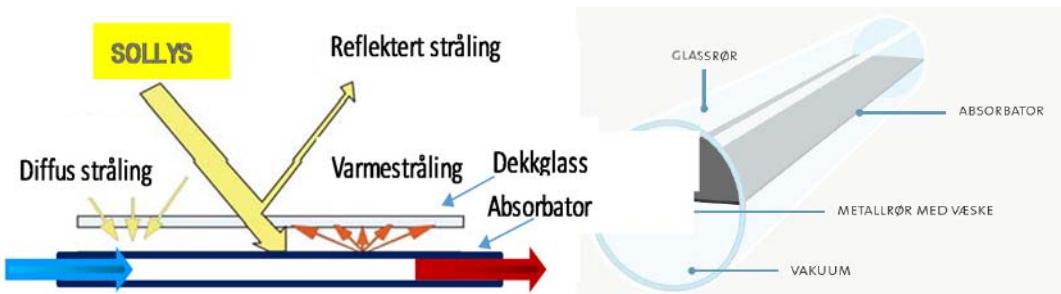
I aktive solvarmeløsninger absorberes og konverteres solinnstrålingen til varme i en solfanger. Varmen overføres så til et varmeførende medium (væske eller luft) som sirkulerer gjennom solfangeren. Varmen fra solvarmeanlegget fordeles videre til et distribusjonssystem, dette kan være vannbåren gulvvarme, radiatorer, ventilasjonsluft, nærvarme eller fjernvarmeanlegg. Det finnes flere ulike typer solfangere, de mest vanlige er plane solfangere og vakuumrørsolfangere:

- Plan solfanger - består i hovedsak av en absorbator og ett dekkglass, samt underliggende isolasjon og kanaler/rør hvor det varmeførende mediet sirkulerer. Den plane solfangeren lar seg lett integrere i tak og fasader og kan erstatte vanlige bygningsmaterialer.

³ Akershus Energi Varme, www.aev.no

- Vakuumrørsolfangeren - består av absorbator, metallrør og dekkglass.
Absorbatoren er satt inne i et glassrør med vakuum for å gjøre varmetapet så lavt som mulig.

En prinsippskisse av en plan solfanger og vakuumrørsolfanger er vist i Figur 7-22.



Figur 7-22 Prinsippskisse av en plan solfanger (til venstre) og vakuumrørsolfanger (til høyre). Kilde: (Andresen, 2008)

Et typisk solvarmesystem består av solfanger, varmelager, distribusjonssystem mellom varmelager og solfanger og styringssystem. Solvarmeanleggene kan deles inn i tre typiske hovedgrupper:

- Anlegg for enebolig
 - Tappevannsanlegg, ca. $4-8 \text{ m}^2$ solfangerareal, dekningsgrad ca. 40 – 60 % av årlig varmebehov
 - Kombianlegg (både tappevann og romoppvarming), ca. $10-20 \text{ m}^2$, dekningsgrad ca. 25 – 30 % av det årlige energibehovet
- Anlegg for næringsbygg, $> 100 \text{ m}^2$
- Frittstående anlegg, $> 500 \text{ m}^2$

Optimal plassering av solfangeranlegg i Norge er syd/sydvestvendt, med en helningsvinkel på ca. 30 – 50 grader avhengig av type anlegg og geografisk plassering.

7.12.2 Kostnadsbeskrivelse

Et solvarmeanlegg krever relativt høye kapitalinvesteringer, mens drift og vedlikeholdskostnadene er lave. De viktigste kostnadskomponentene i et solvarmeanlegg er kostnader til materialer, installasjon og drift og vedlikehold. Kostnadene varierer avhengig av størrelsen og type anlegg.

Kostnadene i denne rapporten vil presenteres for tre typer solvarmeanlegg:

- Solvarmeanlegg for enebolig,
 - Tappevann, 6 m^2 , $0,3-0,5 \text{ m}^3$ varmelager
 - Kombianlegg, 12 m^2 , $1 - 2 \text{ m}^3$ varmelager

- Solvarmeanlegg for næringsbygg, 300 m², 20-30 m³ varmelager
- Frittstående bakkemonterte solvarmeanlegg, 10 000 m², ca. 2 000 m³ varmelager, eventuelt brukes nærvarme eller fjernvarmeanlegg som varmelager

De presenterte kostnadstallene skiller ikke på forskjellige kostnader for plane solfangere og vakuumrørsolfangere. Normalt er vakuumrørsolfangere litt dyrere og kan gi litt høyere utbytte. Det er heller ikke tatt hensyn til eventuelle besparelser i kostnader for bygningsmaterialer ved integrering av solfangere i tak og/eller fasader. Kostnadene for store frittstående bakkemonterte anlegg gjelder plane solfangere. Det er videre antatt at eneboligene ikke bruker varmen til oppvarming av svømmebasseng, noe som har betydning for hvor mye solvarme som trengs. Drifts- og vedlikeholds-kostnader er satt til 1 % av investeringskostnaden per år for både enebolig, næringsbygg og frittstående anlegg. Kostnader for enebolig presenteres både med og uten merverdiavgift (mva.) på 25 %, mens mva. ikke inngår for næringsbygg og frittstående anlegg.

Innhenting av kostnadstallene er basert på telefonintervjuer og e-postkontakt med norske leverandører av solvarmeanlegg, i tillegg til NVEs egne vurderinger. Når det gjelder frittstående anlegg finnes det kun ett anlegg i Norge. Det er derfor også hentet inn tall for denne typen anlegg fra danske og svenske leverandører.

En oversikt over kostnadene for tappevann og kombianlegg til eneboliger, for næringsbygg og for frittstående anlegg er vist i henholdsvis Tabell 7-20,

Tabell 7-21, Tabell 7-22 og Tabell 7-23. Tallene for frittstående anlegg, skiller ikke mellom de forskjellige kostnadstypene, kun totale investeringskostnader er vist.

Tabell 7-20 Investeringskostnader både med og uten mva. for en enebolig med tappevannsanlegg med 6 m² solfangerareal.

Enebolig, tappevann, 6 m ²	Totalpris u/mva. (NOK)	Totalpris m/mva (NOK)
Materialer:		
Modul	12800	16000
Rørføring	2370	2960
Styringssystem	5440	6800
Varmelagringstank	15160	18950
Installasjon	8700	10880
Totalt	44470	55590

Tabell 7-21 Investeringskostnader både med og uten mva. for en enebolig med kombisystem med 12 m² solfangerareal.

Enebolig, kombi, 12 m ²	Totalpris u/mva. (NOK)	Totalpris m/mva (NOK)
Materialer:		
Modul	19600	24500
Rørføring	2400	3000
Styringssystem	6000	7500
Varmelagringstank	34400	43000
Installasjon	8500	10625
Totalt	70900	88625

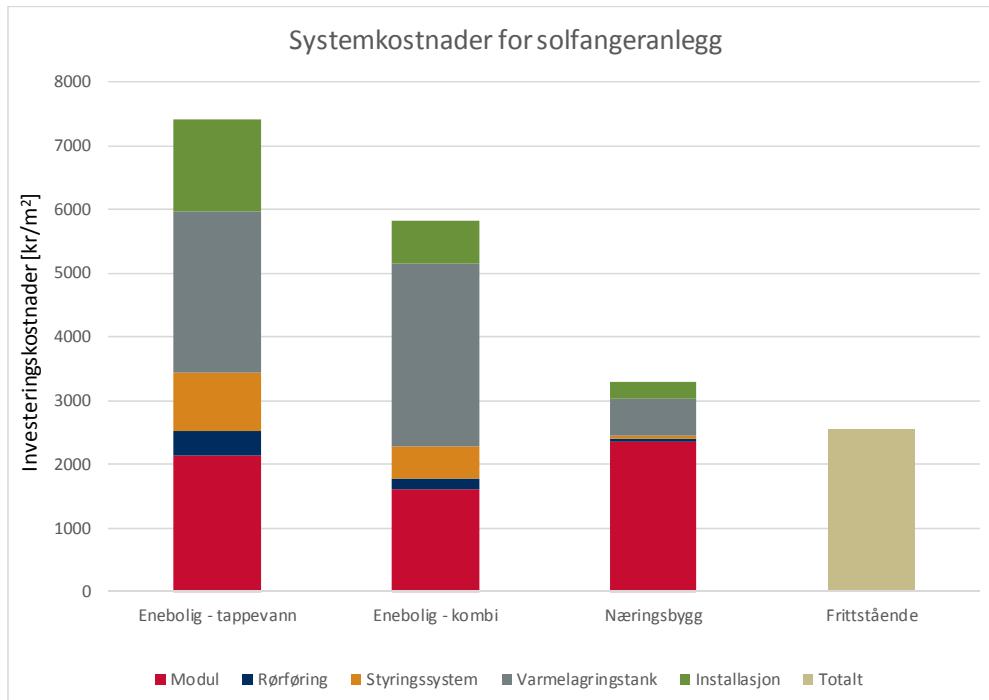
Tabell 7-22 Investeringskostnader for et næringsbygg med solfangeranlegg med 300 m² solfangerareal.

Næringsbygg, 300 m ²	Totalpris (NOK)
Materialer:	
Modul	703890
Rørføring	18810
Styringssystem	11880
Varmelagringstank	175230
Installasjon	80190
Totalt	990000

Tabell 7-23 Kostnader for et 10 000 m² frittstående solfangeranlegg.

Frittstående, 10 000 m ²	Totalpris (NOK)
Investering (materialer + installasjon)	25410700

I Figur 7-23 er material- og installasjonskostnader per kvadratmeter for forskjellige typer anlegg; enebolig næringsbygg og frittstående, vist. Figuren viser at tappevannsanlegget har de høyeste kostnadene per kvadratmeter, med ca. 6000 – 7000 kr/m², mens næringsbygg ligger på ca. 3300 kr/m². Figuren viser også at varmelagringstank utgjør den høyeste materialkostnaden for eneboliganlegg, mens modulene medfører de høyeste kostnadene for næringsbygg. Tallene presentert viser gjennomsnitt av innhetede tall og er kun en indikasjon på hvor kostnadsnivået ligger for solvarmeanlegg. Variasjonen i de innhetede kostnadstallene spenner fra ± 20 - 30 % for de forskjellige anleggene. I Tabell 7-24 er utfallsrommet for de totale investeringskostnadene vist.



Figur 7-23 Investeringskostnader [kr/m²] for en enebolig med 6 m² tappevannsanlegg (med og uten mva.), en enebolig med 12 m² kombianlegg (med og uten mva.), et næringsbygg med 300 m² solfangerareal og et 10 000 m² frittstående anlegg.

Tabell 7-24 Totale systemkostnader for forskjellige typer solfangeranlegg. Totale systemkostnader varierer med $\pm 20\%$ og er her vist som høyt, gjennomsnitt/medium og lavt scenario.

Totale systemkostnader	Lavt scenario [kNOK]	Gjennomsnitt [kNOK]	Høyt scenario [kNOK]
Enebolig – tappevann, 6 m ²	38	45	67
Enebolig – kombi, 12 m ²	50	71	115
Næringsbygg, 300 m ²	713	990	1270
Frittstående, 10 000 m ²	19900	25400	37500

7.12.3 Beregning av energikostnad

Beregning av energikostnader (LCOE) tar utgangspunkt i de fire anleggene beskrevet; tappevann og kombianlegg for boliger, anlegg for næringsbygg og frittstående anlegg. Foruten kostnadstallene presentert i kapittel 7.12.2 er følgende forutsetninger lagt til grunn i beregningene av energikostnaden:

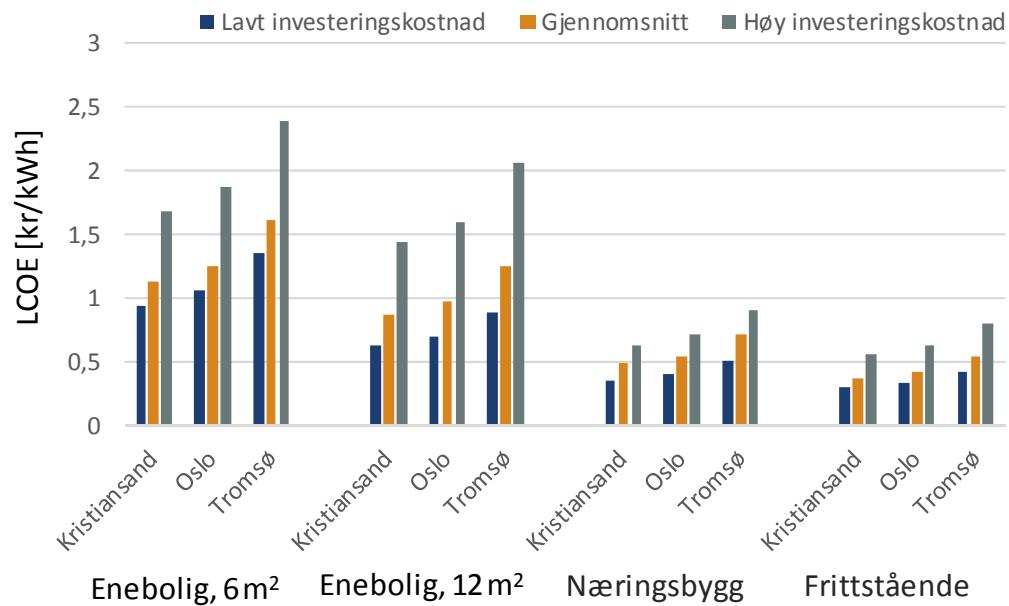
- Levetid – 25 år
- Kalkulasjonsrente – 4 %
- Solinnstråling – 965 kWh/m²år, 876 kWh/m²år, 700 kWh/m²år i horisontalplanet for henholdsvis Kristiansand, Oslo og Tromsø
- All produsert varme utnyttes

Gitt disse forutsetningene er resultatene av beregningene presentert i Tabell 7-25 og Figur 7-24. Figuren viser hvordan LCOE øker når solinnstrålingen avtar, fra 1,13 kr/kWh i Kristiansand, 1,25 kr/kWh i Oslo og 1,61 kr/kWh i Tromsø for gjennomsnittlige investeringskostnader. I tillegg viser figuren hvordan energikostnaden avtar når størrelsen på anleggene øker.

Tabell 7-25 LCOE for 6 m² tappevannsanlegg, 12 m² kombianlegg for enebolig, 300 m² anlegg for næringsbygg og 10 000 m² frittstående anlegg beregnet for gjennomsnittlige investeringskostnader. Alle tall uten mva.

LCOE [NOK/kWh] for fire typer solfangeranlegg	Kristiansand	Oslo	Tromsø
Enebolig, tappevannsanlegg, 6 m ²	1,13	1,25	1,61
Enebolig, kombianlegg, 12 m ²	0,88	0,97	1,25
Næringsbygg, 300 m ²	0,50	0,55	0,71
Frittstående, 10 000 m ²	0,38	0,42	0,55

LCOE for forskjellige investeringeskostnader

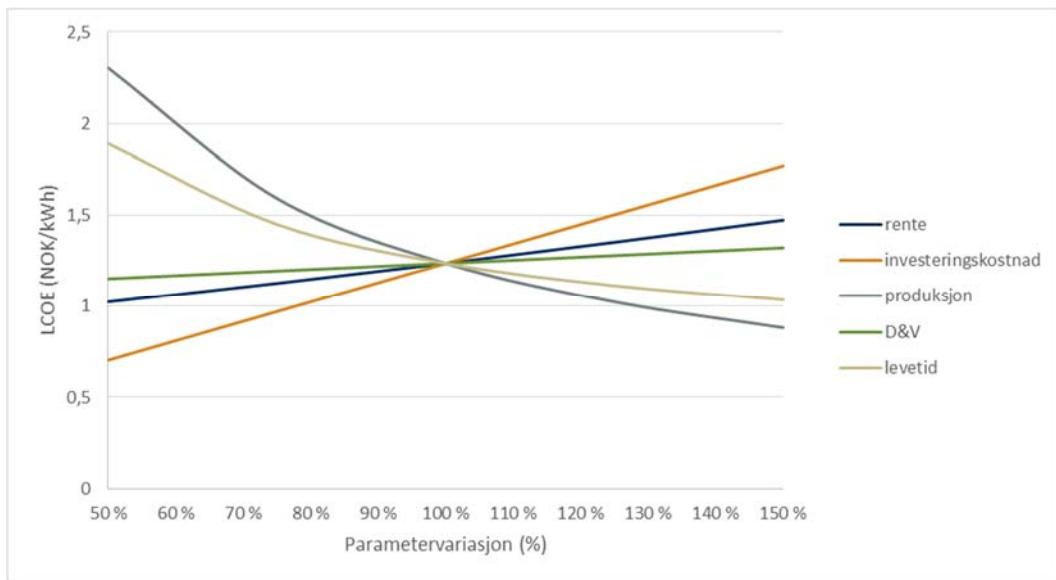


Figur 7-24 Energikostnader (LCOE) for forskjellig typer anlegg i Kristiansand, Oslo og Tromsø, samt varierende investeringeskostnader (lav, gjennomsnitt, høy).

I beregningene er det ikke tatt hensyn til eventuelle besparelser i kostnader for bygningsmaterialer ved at solfangere integreres i tak og/eller fasader og dermed erstatter ordinære tak og fasadematerialer. Dersom denne kostnaden tas hensyn til vil LCOE eksempelvis reduseres fra 1,21 kr/kWh til 1,06 kr/kWh for et kombianlegg (12 m²) inklusiv mva. for et anlegg plassert i Oslo.

7.12.3.1 Usikkerhet/sensitiviteter

Det er foretatt en følsomhetsanalyse med hensyn til produksjon, levetid, investeringeskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader (D&V) og kalkulasjonsrente med utgangspunkt i et tappevannsanlegg (medium scenario i Oslo, se Tabell 7-25). Dette er gjort på generell basis for å vise hvordan energikostnaden varierer ved variasjon av disse parameterne. Figur 7-25 viser at energikostnaden avhenger sterkest av produksjonen, som igjen er avhengig av geografisk plassering. I tillegg avhenger energikostnaden i stor grad av investeringeskostnadene. Kostnadene for drift og vedlikehold har minst betydning for energikostnaden.



Figur 7-25 Følsomhetsanalyse for energikostnaden (LCOE) for et tappevannsanlegg for enebolig

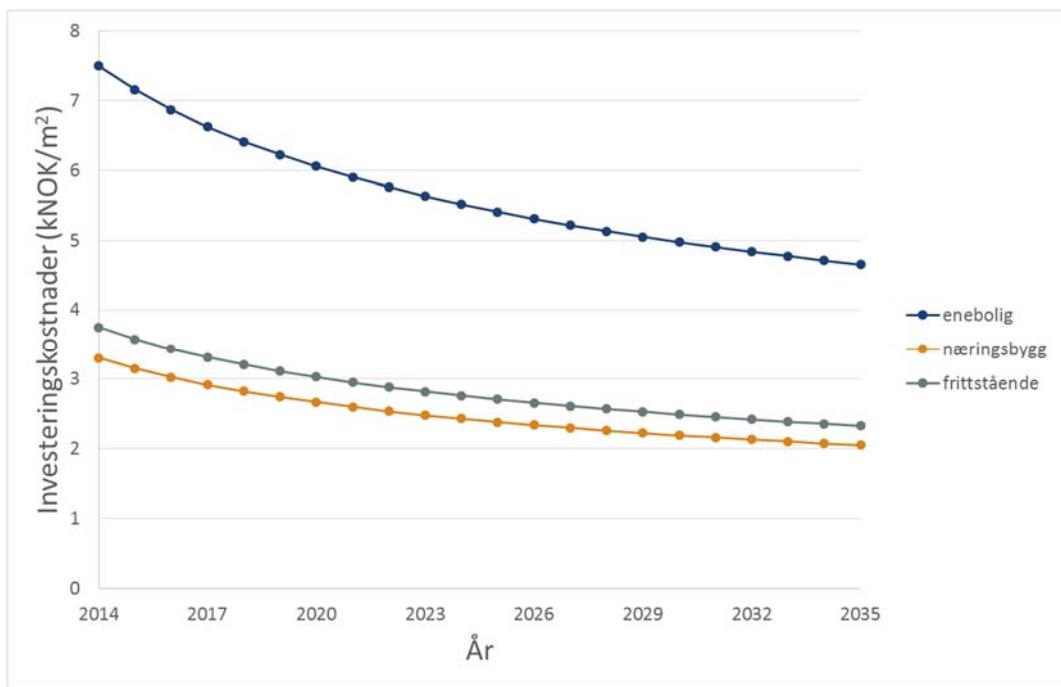
7.12.3.2 Levetid og reinvestering

Et solfangeranlegg regnes å ha en økonomisk levetid på 20 – 30 år. Det er antatt en økonomisk levetid på 25 år for hele anlegg i beregningene av energikostnader. Pumper har ofte kortere levetid enn solfangermoduler i et anlegg. Enkelte leverandører oppgir at pumper har en levetid på ti år, men dette er ikke hensyntatt i beregningene.

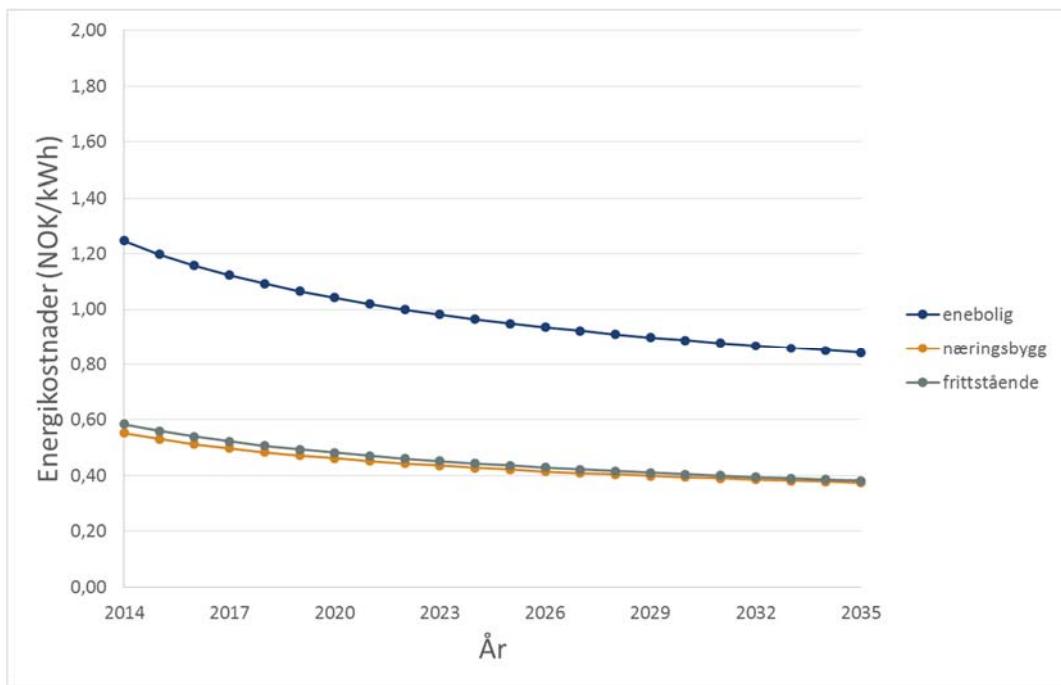
7.12.4 Teknologisk utvikling og lærekurve

Solfangerteknologi er en utbredt teknologi på verdensbasis, med det ligger fortsatt store potensialer for kostnadsreduksjoner. Det er få aktører og det er relativt få installerte solfangeranlegg. Markedet er sånn sett umodent. I Norge er dette særlig på områdene prosjektering og installasjon at den største læringen er forventet, i tillegg til teknologilæring som er mer internasjonal.

Historisk kostnadsutvikling viser at kostnadene for solfangsystemer har falt betydelig de siste årene, med en beregnet lærerate på ca. 20 % siden 1995 (European Solar Thermal Industry Federation, 2012). I fremskrivningen av kostnader frem mot 2035 er læreraten på 20 % samt en forventet installert kapasitet på 1450 GW (IEA-SHC, 2014) lagt til grunn. Resultatet av fremskrivningen av investeringskostnader er vist i Figur 7-26 for et solfangeranlegg for oppvarming av tappevann og romoppvarming. Figuren viser at forutsetningene nevnt ovenfor resulterer i reduksjoner i investeringskostnader på ca. 40 % frem mot 2035. I Figur 7-27 under viser den tilsvarende utviklingen i energikostnader som man får med samme forutsetninger for lærerate og kapasitetsutvikling, og konstante driftskostnader. Energikostnadene reduseres med ca. 30 % i 2035 i forhold til 2014.



Figur 7-26 Et eksempel på mulig utvikling av investeringskostnader per kvadratmeter for termiske solanlegg frem mot 2035.



Figur 7-27 Et eksempel på mulig utvikling av energikostnader per kvadratmeter for termiske solanlegg frem mot 2035.

8 Energieffektivisering

I dette kapittelet beregnes energibesparelse og investeringskostnader for en liste med energieffektiviseringstiltak. Tiltakene utføres på et gjennomsnittsbygg relatert til dagens bygningsmasse og oppgraderer bygget til passivhusnivå. Det er beregnet LCOE (levelized cost of energy) for tiltakene og beregningene er differensiert på ulike bygningskategorier. Multiconsult har gjort disse beregningene på oppdrag fra NVE.

8.1 Energieffektiviseringstiltak på bygningsmassen

I dette kapittelet bestemmes energibesparelse og kostnader for en liste med energieffektiviseringstiltak. Tiltakene forutsettes utført på et gjennomsnittsbygg, som er basert på dagens bygningsmasse. Tiltakene oppgraderer bygget til passivhusnivå, og er differensiert på ulike bygningskategorier. For hvert tiltak beregnet levelized cost of energy (LCOE). Se kapittel 4.1 for en beskrivelse av denne metodikken.

Følgende 13 energieffektiviseringstiltak er inkludert:

- Etterisolering vegg
- Etterisolering tak/loft
- Etterisolering gulv
- Skifte vinduer og dører
- Varmegjenvinning
ventilasjon
- Forbedring SFP
- Behovsstyring ventilasjon
(DCV)
- Natt- og helgesenkning
- Energieffektivt belysningsutstyr
- Styringssystem belysning
- Automatisk solskjerming
- Energioppfølgingssystem (EOS)
- SD-anlegg (sentral driftskontroll)

Følgende 12 bygningskategorier er dekket:

- Småhus
- Boligblokk
- Barnehage
- Kontorbygning
- Skolebygning
- Universitet/høgskole
- Sykehus
- Sykehjem
- Hotellbygning
- Idrettsbygning
- Forretningsbygning
- Kulturbygning

For hvert enkelt tiltak og for hver av bygningskategoriene er det beregnet:

- Årlig energibesparelse [kWh/m², år], angitt i intervall høyt, lavt og median
- Investeringskostnader [NOK], angitt i intervall høyt, lavt og median
- Eventuelle drifts- og vedlikeholdskostnader [NOK/år]
- Teknisk levetid [år]
- Levelized cost of energy (LCOE) [kr/kWh spart over levetiden til tiltaket], angitt i intervall høyt, lavt og median

Skatter og avgifter er holdt utenfor kostnadsberegningene.

Videre i dette kapittelet følger en kort introduksjon til metodikken som er benyttet i beregningen av LCOE for energieffektiviseringstiltak, før hvert enkelt energieffektiviseringstiltak beskrives i detalj med tilhørende LCOE. Her beskrives også hva som skiller høy, median og lav LCOE.

8.1.1 Metodikk og gjennomføring

For å bestemme årlig energibesparelse per tiltak er det brukt representative bygningsmodeller i energiberegningssprogrammet SIMIEN fra ProgramByggerne ANS (se <http://www.programbyggerne.no/> for en nærmere beskrivelse av programmet).

Multiconsult har gjennomført disse beregningene på oppdrag fra NVE.

Arbeidet med å beregne LCOE for energieffektiviseringstiltak har blant annet bestått av følgende deloppgaver:

- Definere standard på gjennomsnittsbygget relatert til dagens bygningsmasse for hver av de angitte bygningskategorier, og definere bygningsmodeller i SIMIEN
- Definere passivhusnivå
- Definere variabler som klima, byggeår, drift og bruk til beregning av høy, lav og median energibesparelse på tiltak
- Definere tiltakene med tilhørende endringer i komponentverdier som bringer gjennomsnittsbygget opp til passivhusnivå
- Utføre energiberegninger for hvert enkelt tiltak på hver av bygningskategoriene, for intervall høy, lav og median
- Bestemme investeringskostnader, drifts- og vedlikeholds-kostnader og teknisk levetid for hvert enkelt tiltak på hver av bygningskategoriene, for intervall høy, median og lav
- Beregne høy, median og lav LCOE for hvert enkelt tiltak på hver av bygningskategoriene

En nærmere beskrivelse av metodikken er å finne i Vedlegg A.

Det har vist seg at for så godt som alle bygningskategoriene er hovedvekten på den byggearårsperioden hvor TEK69 (byggteknisk forskrift fra 1969) var gjeldende, selv om noen grenser til TEK87. Unntakene er barnehage og sykehjem hvor bygningsmassen kan se ut til å være noe nyere. For disse to er det derfor regnet med noe bedre standard på bygningskropp.

Merk at tiltakene er beregnet som enkeltstående tiltak, dvs. det er ikke tatt hensyn til evt. effekter av tidligere utførte tiltak eller samtidig gjennomføring av flere tiltak. Beregnet energibesparelse for enkelttiltak kan ikke nødvendigvis summeres for å finne energibesparelse for hele tiltakspakken samlet. Dette er fordi noen tiltak er gjensidig avhengig av hverandre.

Merk også at det er reduksjonen i byggets netto energibehov som er beregnet og presentert. Dvs. at reell energibesparelse for levert (kjøpt) energi kan være en annen,

avhengig av type energikilde til byggets oppvarmingssystem samt kjølesystem og tilhørende systemvirkningsgrader.

8.1.2 Høy, median og lav LCOE

For alle tiltakene beregnes tre nivåer LCOE: lav, median og høy. For eksempel vil lav LCOE si at man har forholdsvis høy energibesparelse til lav kostnad. Det varieres på tre parametere for å finne disse forskjellige nivåene på LCOE:

- Byggets tilstand og ulike egenskaper / komponentverdier, herunder hvilken historisk TEK som danner utgangspunktet. Jo eldre tilstand jo høyere energibesparelser.
- Driftstid og innetemperatur. Virkelig brukstid og innetemperatur i bygg er ikke eksakt lik den standardiserte fra NS 3031. Høy innetemperatur og høy driftstid gir større potensial for energibesparelser.
- Klima spiller en viktig rolle, eksempelvis er besparelsen for etterisolering større i kaldere klima enn i varmere. Kaldere klima gir høyere energibesparelser.

Tabell 8-1 Parametere brukt i beregning av lav, median og høy energibesparelse

Parameter	Lav energibesparelse	Median energibesparelse	Høy energibesparelse
Bygges tilstand før tiltaket	I hovedsak normal byggeskikk etter TEK87	I hovedsak normal byggeskikk etter TEK69	I hovedsak normal byggeskikk før TEK49
Driftstid og innetemperatur	Standardverdier for driftstider og temperaturer er gitt av NS 3031	+ 1,5 timer/døgn på driftstiden, + 1 °C på setpunkt oppvarming og – 1 °C på setpunkt kjøling, i forhold til standard-verdiene i NS 3031.	+ 3 timer/døgn på driftstiden, + 2 °C på setpunkt oppvarming og – 2 °C på setpunkt kjøling, i forhold til standard-verdiene i NS 3031.
Klima	Bergensklima	Osloklima	Narviksklima

For etterisoleringstiltakene og ventilasjonstiltakene spesielt er det slik at energibesparelse og kostnad er gitt av teknisk førtilstand (TEK-referanse) og derfor benyttes sammen for utregning av tilhørende LCOE. Det betyr at en energibesparelse og tilhørende tiltakskostnad hører sammen da det følger av en bestemt tiltaksløsning.

Generelt er det for øvrige tiltak slik at variasjon i energibesparelse og tiltakskostnad er vilkårlig, og da utgjør høyeste investeringskostnad i kombinasjon med laveste energibesparelse det ene ytterpunktet, og laveste investeringskostnad i kombinasjon med

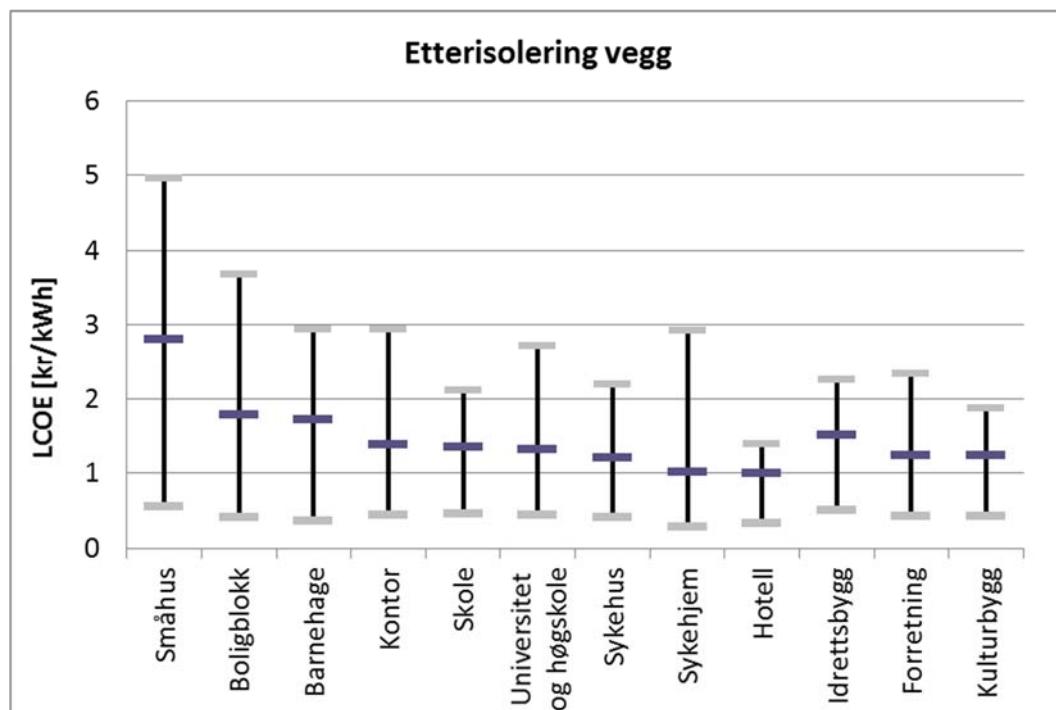
høyeste energibesparelse det andre ytterpunktet, mens median investeringskostnad og median energibesparelse gir median LCOE som den mest sannsynlige verdi.

Unntaket er for tiltakene natt- og helgesenkning for næringsbygg samt automatisk solskjerming. For natt- og helgesenkning for næringsbygg hører lav tiltakskostnad og lav energibesparelse sammen da det følger av tiltaksløsningen «styring sentralt på varmesentral». For automatisk solskjerming hører høy tiltakskostnad og høy energibesparelse sammen da det følger av tiltaksløsningen/situasjonen hvor det ikke er bevegelig solskjerming fra før og dette etableres. De gjenstående alternativene kan imidlertid kombineres fritt dvs. de er ikke låst av en bestemt tiltaksløsning, og når LCOE beregnes for alle de tre alternativene viser det seg hva som faktisk blir henholdsvis lav, median og høy LCOE.

8.1.3 Etterisolering vegg

Dette tiltaket innebærer at yttervegg etterisoleres til passivhusstandard. U-verdi forbedres til $0,10 \text{ W/m}^2\text{K}$ for småhus, og til $0,14 - 0,16 \text{ W/m}^2\text{K}$ for øvrige avhengig av bygningskategori. Samtidig regnes også noe forbedring i lufttetthet og normalisert kuldebroverdi. Utførelse/metode, energibesparelse og kostnad avhenger av dagens tilstand på bygningen.

Bransjenormen for teknisk levetid i LCC-betraktninger (LCC-Livsløpskostnader) er 60 år (Sintef Byggforsk, 2010).



Figur 8-1 Lav, median og høy LCOE for tiltaket etterisolering vegg for de aktuelle byggtypene

8.1.3.1 Lav LCOE

For småhus antas bygget i utgangspunktet har tungt bindingsverk 100 mm stender uisolert, U-verdi 0,96 W/m²K. For barnehage og sykehjem antas samme U-verdi som for småhus da gjennomsnittsbygget her er noe nyere enn øvrige næringsbygg og kan tenkes å ha samme veggoppbygning som for småhus. For boligblokk og øvrige næringsbygg kan det sies å være representativt for perioden med U-verdi 1,3 W/m²K som tilsvarer 1 ½ steins massiv teglsteinsvegg med middels densitet, og det ligger også i nærheten av vanlige hulmurer av tegl.

Lave kostnader oppnås ved at man kun inkluderer merkostnaden ved å etterisolere nevnte bygninger når fasaden uansett må fornyes. For småhus, barnehage og sykehjem regnes da kun kostnad for utforing, isolering og flytting av vinduer ut i fasaden, og ikke for kledning, vindsperre, tilpasninger vindu, overflatebehandling eller rigg/drift. For øvrige bygningskategorier regnes kostnadsdifferansen mellom pussisolasjonssystem og alternativet med pussing/maling av fasaden. Kostnad ved å forlenge tak regnes ikke inn her, da dette ikke alltid vil være nødvendig avhengig av eksisterende takløsning/takutstikk.

8.1.3.2 Median LCOE

For småhus antas bindingsverk 100 mm isolasjon og U-verdi ca 0,40 W/m²K. For barnehage og sykehjem antas samme U-verdi som for småhus da gjennomsnittsbygget her er noe nyere enn øvrige næringsbygg og kan tenkes å ha samme veggoppbygning som for småhus. For boligblokk og øvrige næringsbygg antas typisk massiv mur eller betong med treullsement eller lettbetong med U-verdi ca 0,70 W/m²K.

Her brukes totalkostnad ved etterisolering av nevnte bygninger. For småhus må det isoleres både utvendig og innvendig grunnet stor isolasjonstykke.

Utvendig: Riving av kledning og vindsperre, utforing 36x173 mm, isolasjon 175 mm, vindsperre, utelektning 23 mm, ny kledning inkludert tilpassing av vindu, flytte vinduer ut i fasaden, overflatebehandling, forlengelse tak på gavlvegg og langside.

Innvendig: Riving av kledning og dampsperre, innvendig utforing 36x173 mm, isolasjon 175 mm, dampsperre, innvendig kledning inkludert tilpassing vindu, innvendig overflatebehandling. Tilsvarende for barnehage og sykehjem, men mindre isolasjon er nødvendig her og det er dermed tilstrekkelig å isolere utvendig. For øvrige bygningskategorier henges pussisolasjon på utvendig: Klargjøring, utbedring av underlag og riving av sålbekkbeslag, levering og montering av 250-275 mm pussisolasjon, levering og montering av sålbekkbeslag, flytte vinduer ut i fasaden inkludert reparasjon smyg, forlengelse tak på gavlvegg og langside.

8.1.3.3 Høy LCOE

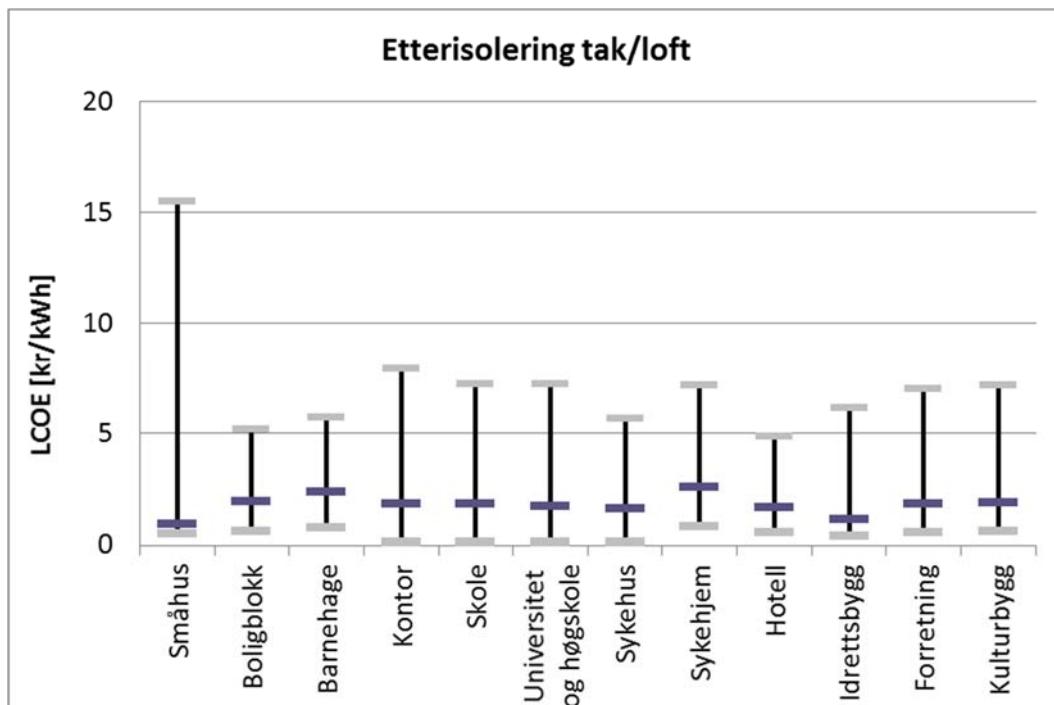
Lav energibesparelse ved etterisolering og tetting av bygninger bygget etter TEK85/87, hvor U-verdi er ca 0,3 W/m²K. Gjelder alle bygningskategorier.

Totalkostnad ved etterisolering brukes i beregningene. Ellers beregnes dette på samme måte som "Median LCOE", men etterisolering med ca 50 mm mindre isolasjon.

8.1.4 Etterisolering tak/loft

Tiltaket innebærer at tak eller koldtloft etterisoleres til passivhusstandard. U-verdi forbedres til $0,10 \text{ W/m}^2\text{K}$ for småhus, og til $0,10 - 0,13 \text{ W/m}^2\text{K}$ for øvrige avhengig av bygningskategori. Utførelse/metode, energibesparelse og kostnad avhenger av dagens tilstand.

Bransjenormen for teknisk levetid for etterisolering av tak/loft i LCC-betraktninger er 60 år (Sintef Byggforsk, 2010).



Figur 8-2 Lav, median og høy LCOE for tiltaket etterisolering tak/loft for de aktuelle byggtypene

8.1.4.1 Lav LCOE

Høy energibesparelse ved etterisolering av bygninger bygget etter eldre standard (eldre enn TEK49). For småhus er det representativt med koldtloft, bjelkelag med stubbeloftsleire, med effektiv U-verdi $0,81 \text{ W/m}^2\text{K}$. For sykehjem antas samme U-verdi som for småhus/boligblokk da gjennomsnittsbygget her er noe nyere enn øvrige næringsbygg og kan tenkes å ha samme takoppbygning som småhus/boligblokk. For øvrige næringsbygg er det koldtloft, etasjeskiller av betong, sydd matte på ca. 3 cm over betongdekke, U-verdi ca. $1,0 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Totalkostnad ved etterisolering benyttes i beregningene.

For småhus innebærer dette utsuging stubbeloftsleire, isolasjon 100 mm mellom bjelkene, isolasjon 200 mm + 200 mm krysslagt og med vindtetting, de-/remontering gangbane. Tilsvarende for sykehjem, men her er mindre isolasjon nødvendig. For øvrige næringsbygg betyr det isolasjon 100 mm + 200 mm krysslagt med vindtetting, de-/remontering av gangbane.

For boligblokk, barnehage, hotell og idrettsbygg oppnås laveste LCOE for følgende forhold: Median energibesparelse ved etterisolering av bygninger bygget etter TEK69,

hvor det er representativt med kompakttak, 100 mm skumplastisolasjon, U-verdi ca. 0,35 W/m²K. Det regnes her kun merkostnaden ved å etterisolere når taket uansett må omtekkes; isolasjon 100 + 100 mm krysslagt.

8.1.4.2 Median LCOE

Median energibesparelse ved etterisolering av bygninger bygget etter TEK69. For småhus er det representativt med kaldtloft, 150 mm isolasjon, U-verdi 0,30 W/m²K. For barnehage og sykehjem antas samme U-verdi som for småhus da gjennomsnittsbygget her er noe nyere enn øvrige næringsbygg og kan tenkes å ha samme takoppbygning som småhus. For boligblokk og øvrige næringsbygg er det kompakttak, 100 mm skumplastisolasjon, U-verdi ca 0,35 W/m²K. Noe dårligere for idrettsbygg.

Totalkostnad ved etterisolering brukes i beregningene. For småhus betyr det isolasjon 150 mm + 200 mm krysslagt med vindtetting, de-/remont gangbane. Tilsvarende for barnehage og sykehjem, men her er mindre isolasjon nødvendig. For boligblokk og øvrige næringsbygg utgjør det riving av papptekning og beslag, luftlyrer med mer, isolasjon 100 + 100 mm krysslagt, ny asfalt taktekning, nye beslag og luftlyrer.

8.1.4.3 Høy LCOE

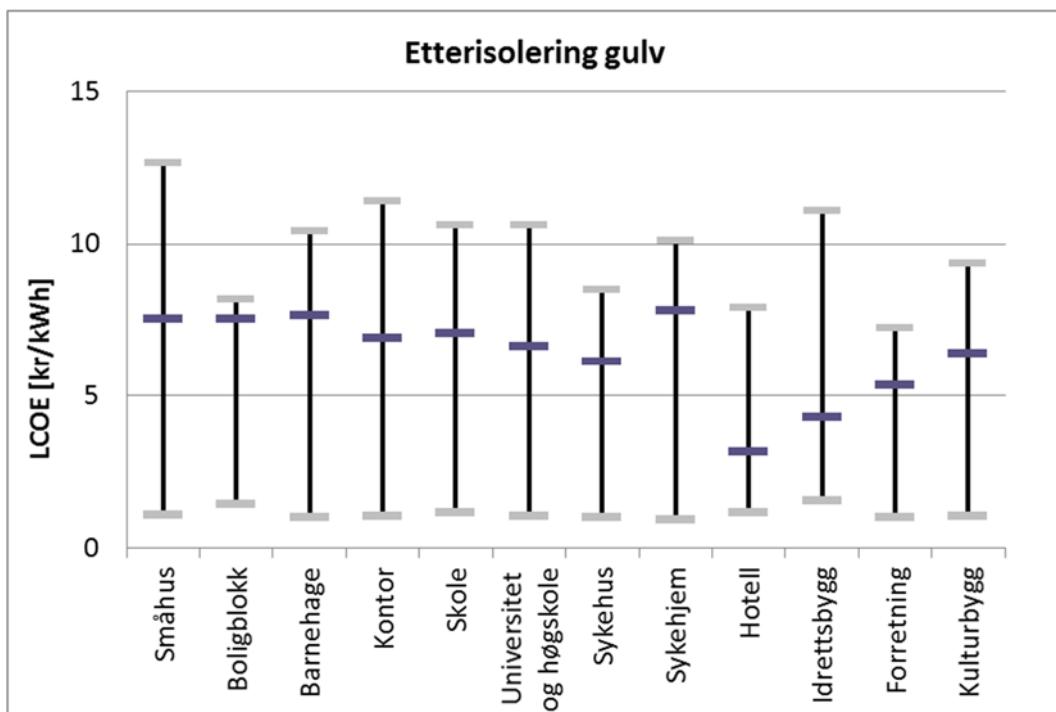
Lav energibesparelse ved etterisolering av bygninger bygget etter TEK85/87, hvor U-verdi er ca. 0,2 W/m²K. Gjelder alle bygningskategorier.

Totalkostnad ved etterisolering benyttes i beregningene. For småhus inkluderer dette riving av takstein, beslag, takrenner, forkantbeslag, vindskibord. Riving av lekter, sløyfer og undertaksbelegg. Oppforing 48x150 mm x 2, krysslagt og avstivning. Isolasjon 200 + 100 mm forskjøvet, ny taktro av finerplater, nytt undertaksbelegg, nye sløyfer og lekter, ny takstein, takrenner, forkantbeslag, vindskier, beslag. For boligblokk og næringsbygg som for næringsbygg under "median LCOE" men etterisolering med ca. 100 mm mindre isolasjon.

8.1.5 Etterisolering gulv

Golv etterisoleres til passivhusstandard i dette tiltaket. U-verdi forbedres til 0,09 W/m²K for småhus, boligblokk, barnehage, hotell og idrettsbygg, og til 0,11 W/m²K for øvrige bygningskategorier. Utførelse/metode, energibesparelse og kostnad avhenger av dagens tilstand.

Bransjenormen for teknisk levetid i LCC-betraktninger er 60 år (Sintef Byggforsk, 2010).



Figur 8-3 Lav, median og høy LCOE for tiltaket etterisolering gulv for de aktuelle byggtypene Lav LCOE

8.1.5.1 Lav LCOE

Lav LCOE oppnås ved høy energibesparelse ved etterisolering av bygninger bygget etter eldre standard (eldre enn TEK49). For småhus antas kald kjeller med etasjeskiller 150x200 mm bjelker m/ stubbeloftsleire, effektiv U-verdi 0,61 W/m²K. Tilsvarende for boligblokk og næringsbygg, men med effektiv U-verdi 0,55 W/m²K.

Totalkostnad ved etterisolering benyttes i beregningen av LCOE. For småhus, boligblokk, barnehage, hotell og idrettsbygg inkluderer dette riving himling/stubbloftsbord, fjerning stubbloftsleire, nedforing 36x98 mm x 2 krysslagt, isolasjon 150 mm i bjelkelaget + 100 mm x 2 krysslagt, dampsperr, ny himling. Tilsvarende for øvrige næringsbygg, men med 300 mm isolasjon.

8.1.5.2 Median LCOE

Median energibesparelse ved etterisolering av bygninger bygget etter TEK69. For alle bygningskategorier regnes gulv på grunn, 50 mm isolasjon, U-verdi 0,30 W/m²K.

Totalkostnad for etterisolering benyttes. For småhus omfattes riving av banebelegg og 70 mm påstøp, riving av 50 mm isolasjon, fjerning av kultlag 100 mm, fjerning av jordmasser 400 mm, nytt drenslag 150 mm, ny isolasjon 200 + 150 mm krysslagt, plastfolie, armert påstøp 70 mm, banebelegg. Tilsvarende for boligblokk, barnehage, hotell og idrettsbygg, men med 300 mm isolasjon. Tilsvarende for øvrige næringsbygg men med 150 mm isolasjon.

8.1.5.3 Høy LCOE

Lav energibesparelse ved etterisolering av bygninger bygget etter TEK85/87. For småhus antas representativt fundament gulv, 80 mm armert betong, 150 mm markplate, ringmur 250 mm lettklinkerblokk, U-verdi 0,25 W/m²K. For boligblokk antas etasjeskiller av

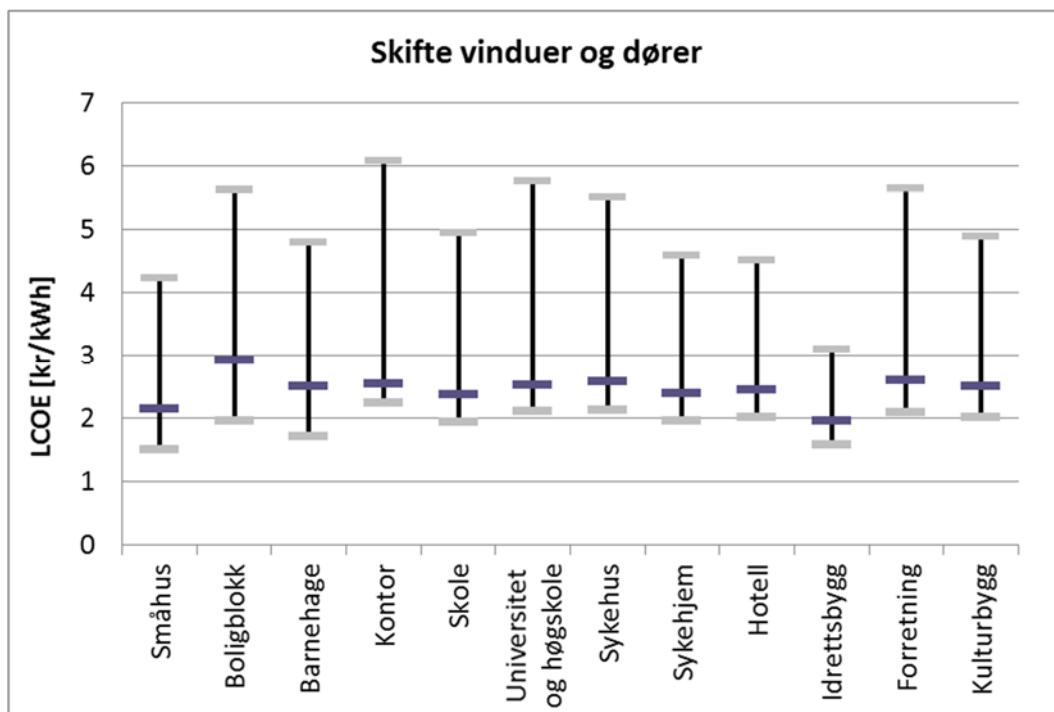
betong mot uoppvarmet kjeller, 120 mm isolasjon, effektiv U-verdi 0,20 W/m²K. For næringsbygg regnes gulv på grunn, 50 mm isolasjon, U-verdi 0,30 W/m²K.

Totalkostnad ved etterisolering av gulv benyttes. For småhus innebærer dette riving av banebelegg og 80 mm påstøp, riving av 150 mm isolasjon, fjerning av kultlag 100 mm, fjerning av jordmasser 250 mm, nytt drenslag 150 mm, ny isolasjon 150 + 100 + 150 mm krysslagt, plastfolie, armert påstøp 80 mm, banebelegg. For boligblokk omfattes riving av himling/nedforing, riving av 120 mm isolasjon, ny nedforing 36x198 mm + 36x73 mm krysslagt, isolasjon 200 mm + 170 mm krysslagt, dampsperr, ny himling. For næringsbygg som for "median LCOE".

8.1.6 Skifte vinduer og dører

Tiltaket innebærer at eksisterende vinduer og dører skiftes til passivhusstandard, dvs. til produkter med U-verdi 0,8 W/m²K. Samtidig regnes også noe forbedring i lufttettethet. Energibesparelse og kostnad avhenger av dagens tilstand.

Bransjenormen for teknisk levetid for vinduer og dører i LCC-betrakninger er 30 år. Da tar man hensyn til utskifting som følge av punktering (Sintef Byggforsk, 2010).



Figur 8-4 Lav, median og høy LCOE for tiltaket skifte vinduer og dører for de aktuelle byggetypene Lav LCOE

8.1.6.1 Lav LCOE

Høy energibesparelse oppnås ved utskifting av vinduer og dører på bygninger bygget etter eldre standard (eldre enn TEK49), samt tilhørende tetting rundt. Det var vanlig med doble vinduer fra ca. 1900, U-verdi 2,8 W/m²K. Antar utette bygg med høyt lekkasjetall.

Totalkostnad ved utskifting til nye vinduer og dører, inkludert tetting, benyttes. Dette inkluderer riving av vindu inkludert fuge/listverk, nytt trevindu, mineralulldyt,

bunnfyllingslist, elastisk fugemasse, inn- og utvendig list, sålbekkbeslag. Regner lav markedspris.

8.1.6.2 Median LCOE

Median energibesparelse ved utskifting av vinduer og dører på bygninger bygget etter TEK69, samt tilhørende tetting rundt. Konservativ U-verdi er 2,8 W/m²K for isolerglassrute dvs. dobbelt glass, luftfyldt, forseglet. Antar moderat utett bygg med moderat lekkasjetall.

Totalkostnad ved utskifting til nye vinduer og dører, inkludert tetting benyttes. Som for "lav LCOE". Regner normal markedspris.

8.1.6.3 Høy LCOE

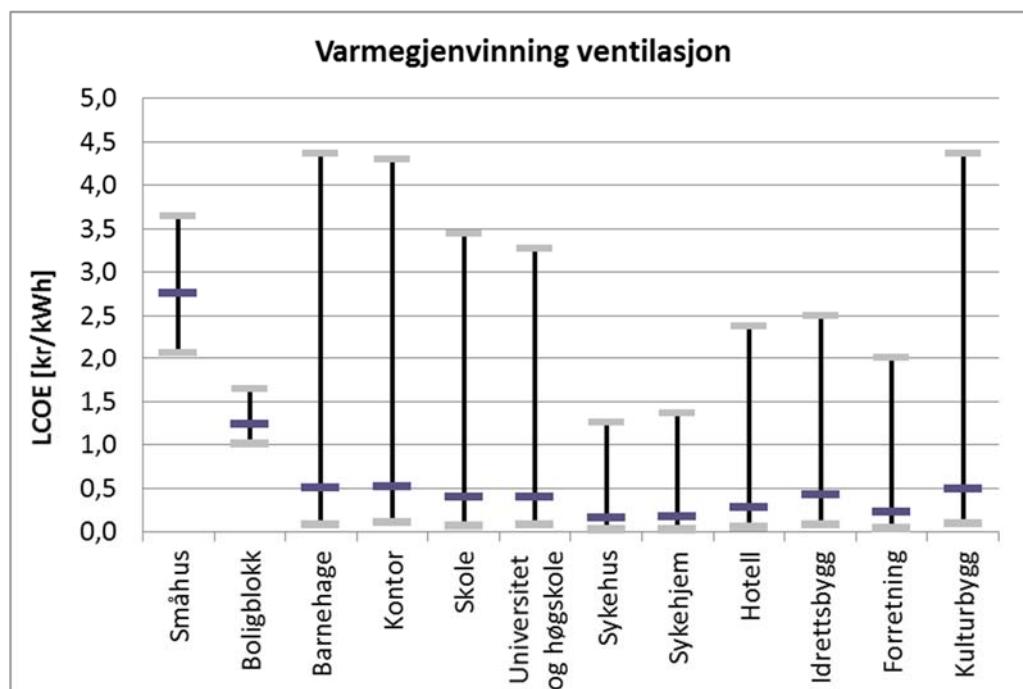
Lav energibesparelse ved utskifting av vinduer og dører på bygninger bygget etter TEK85/87, samt tilhørende tetting rundt. Regner U-verdi 2,4 W/m²K lik kravet for vinduer i TEK.

Totalkostnad ved utskifting til nye vinduer og dører, inkludert tetting, benyttes. Som for "lav LCOE". Regner høy markedspris. Regner dessuten ekstrakostnad for utskifting av solskjerming som følge av tiltaket.

8.1.7 Varmegjenvinning ventilasjon

For småhus og boligblokk innebærer dette etablering av balansert ventilasjonsanlegg med varmegjenvinning. For næringsbygg betyr det ombygging/utskifting av eksisterende aggregat for forbedring varmegjenvinning. Utførelse/metode, energibesparelse og kostnad avhenger av dagens tilstand.

Gjennomsnittlig teknisk levetid for tiltaket er 20 år (Holte, 2014).



Figur 8-5 Lav, median og høy LCOE for tiltaket varmegjenvinning ventilasjon for de aktuelle byggtypene

8.1.7.1 Lav LCOE

Her antas høy energibesparelse som følge av dårlig varmegjenvinning på eksisterende anlegg, samt lang driftstid.

For småhus og boligblokk antas at man fra før har mekanisk ventilasjon med avtrekk fra kjøkken og bad, og avkast over tak uten varmegjenvinning. Kostnad ved etablering av balansert ventilasjonsanlegg med varmegjenvinning 85 %. Småhus på én flate med etablering av aggregat på kaldloft, lav kompleksitet/markedspris. For boligblokk etableres kanalanlegg for friskluft i gamle skorsteinspiper/søppelsjakter og nytt aggregat med gjenvinning, lav kompleksitet/markedspris. Tiltaket medfører også en drifts- og vedlikeholdskostnad (servicekostnad) for ettersyn, filterbytte med mer. I næringsbygg antas eksisterende varmegjenvinning i form av batterigjenvinner (væskegjenvinner) eller dårlig plategjenvinner (kryssgjenvinner) på 50 %. Kostnad ved lettere ombygging / utskiftninger på eksisterende aggregat, lav kompleksitet/markedspris, ny varmegjenvinning 80 %.

8.1.7.2 Median LCOE

Median energibesparelse som følge av middels god varmegjenvinning på eksisterende anlegg. Median driftstid.

For småhus og boligblokk antas at man fra før har naturlig ventilasjon gjennom spalter i vegg/vindu samt vinduslufting. Kostnad ved etablering av balansert ventilasjonsanlegg med varmegjenvinning 85 %. Småhus på én flate med etablering av aggregat på kaldloft, normal kompleksitet/markedspris. For boligblokk etableres kanalanlegg for friskluft i gamle skorsteinspiper/søppelsjakter/luftekanaler fra bad og nytt aggregat med gjenvinning, normal kompleksitet/markedspris. Tiltaket medfører også en drifts- og vedlikeholdskostnad (servicekostnad) for ettersyn, filterbytte med mer. I næringsbygg antas eksisterende varmegjenvinning i form av plategjenvinner (kryssgjenvinner) på 60 %. Kostnad ved større ombygging / utskiftninger på eksisterende aggregat, normal-høy kompleksitet/markedspris, ny varmegjenvinning 80 %.

8.1.7.3 Høy LCOE

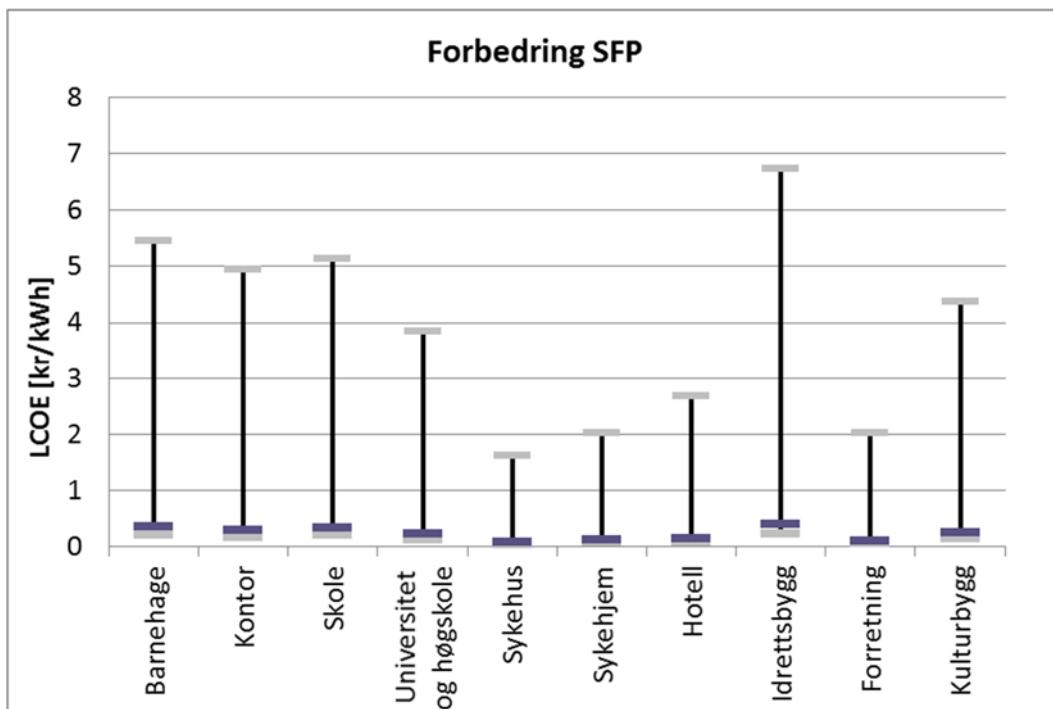
Lav energibesparelse som følge av nokså god varmegjenvinning på eksisterende anlegg. Kort driftstid.

I småhus og boligblokk antas det å være naturlig ventilasjon gjennom spalter i vegg/vindu samt vinduslufting. Kostnad ved etablering av balansert ventilasjonsanlegg med varmegjenvinning 85 %. Småhus på flere etasjer med etablering av aggregat på kaldloft eller kjeller, høy kompleksitet/ markedspris. For boligblokk etableres kanalanlegg for friskluft i gamle skorsteinspiper/søppelsjakter/ luftekanaler fra bad og nytt aggregat med gjenvinning, høy kompleksitet/markedspris. Tiltaket medfører også en drifts- og vedlikeholdskostnad (servicekostnad) for ettersyn, filterbytte med mer. I næringsbygg antas eksisterende varmegjenvinning i form av eldre roterende varmegjenvinner på 70 %. Kostnad ved utskifting til nytt, komplett aggregat, normal-høy kompleksitet/markedspris, ny varmegjenvinning 80 %.

8.1.8 Forbedring SFP

For næringsbygg antas det eksisterende ventilasjonsanlegg med normale luftmengder og gamle reimdrivne vifter, som oppgraderes til nye direktedrevne vifter for forbedring av SFP. Kan ikke regne med å oppnå SFP tilsvarende kriteriet i passivhusstandarden på 1,5 da dette er med normale (dimensjonerende) luftmengder, samt at man må anta at det også er et potensial i kanalnettet som ikke berøres her. Utførelse/metode, energibesparelse og kostnad avhenger av dagens tilstand. Tiltaket er ikke aktuelt for småhus / boligblokk, da disse ikke har balansert ventilasjon fra før.

Gjennomsnittlig teknisk levetid for tiltaket er 20 år (Holte, 2014), ref. Holte Byggsafe FDV-nøkkelen, intervaller og levetider, fraluftsvifte og motorer (tilluftsvifte har høyere levetid).



Figur 8-6 Lav, median og høy LCOE for tiltaket forbedring SFP for de aktuelle byggetypene

8.1.8.1 Lav LCOE

Her antas høy energibesparelse som følge av eldre anlegg med SFP 4,0, samt lang driftstid.

Kun kostnad for ren utskifting av vifte og viftemotorer inkluderes. Lav kompleksitet/markedspris. Regner forbedring av SFP til 2,8 (halvveis til passivhuskriteriet på 1,5).

8.1.8.2 Median LCOE

Her antas median energibesparelse som følge av noe eldre anlegg med SFP 3,5, samt median driftstid.

Kostnad for ren utskifting av vifte og viftemotorer, samt frekvensomformere, inkluderes. Normal kompleksitet/markedspris. Regner forbedring av SFP til 2,5 (halvveis til passivhuskriteriet på 1,5).

8.1.8.3 Høy LCOE

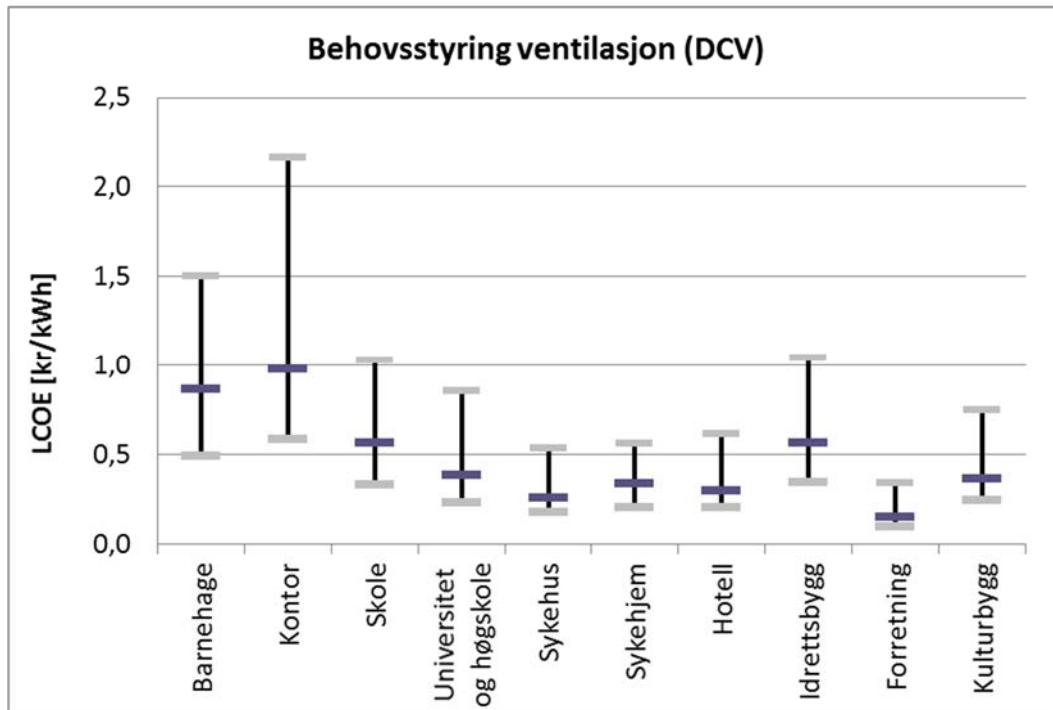
Her antas lav energibesparelse som følge av noe nyere anlegg med SFP 3,0, samt kort driftstid.

Kostnad for utskifting til nytt aggregat. Normal-høy kompleksitet/markedspris. Regner forbedring av SFP til 2,3 (halvveis til passivkriteriet på 1,5).

8.1.9 Behovsstyring ventilasjon (DCV)

For næringsbygg innebefatter tiltaket at eksisterende ventilasjonsanlegg med normale luftmengder oppgraderes til full behovsstyring DCV (Demand Control Ventilation). Ventilasjonsluftmengdene styres på rom/sone-nivå ut fra tilstedeværrelse /CO₂-mengde /temperatur. Gjennomsnittlig luftmengde i driftstiden reduseres med dette mellom 40-50 % i forhold til tidligere normal drift med dimensjonerende luftmengder. Med redusert luftmengde forbedres også varmegjenvinningen og SFP noe. Regner energibesparelsen som følger: Energibesparelse ved redusert luftmengde og samtidig forbedring av varmegjenvinning til 85 % og SFP til 2,0. Trekker fra energibesparelsen beregnet for varmegjenvinningen og SFP i de to foregående tiltak. Kan ikke regne med å oppnå SFP tilsvarende kriteriet i passivhusstandarden på 1,5 da man må anta at det også er et potensial i vifter og kanalnett som ikke skiftes her. Utførelse/metode, energibesparelse og kostnad avhenger av dagens tilstand. (Tiltaket er ikke aktuelt for småhus / boligblokk, da disse ikke har balansert ventilasjon fra før.)

Gjennomsnittlig levetid er 20 år (Holte, 2014).



Figur 8-7 Lav, median og høy LCOE for tiltaket behovsstyring ventilasjon for de aktuelle byggtypene

8.1.9.1 Lav LCOE

Her beregnes høy energibesparelse som følge av eldre anlegg med varmegjenvinning 50 % og SFP 4,0, samt lang driftstid. Kostnad for etablering av DCV på eksisterende anlegg. Få rom/soner, lav kompleksitet. Lav markedspris.

8.1.9.2 Median LCOE

Median energibesparelse som følge av noe eldre anlegg med varmegjenvinning 60 % og SFP 3,5. Median driftstid. Kostnad for etablering av DCV på eksisterende anlegg. Normalt antall rom/soner, normal kompleksitet. Normal markedspris.

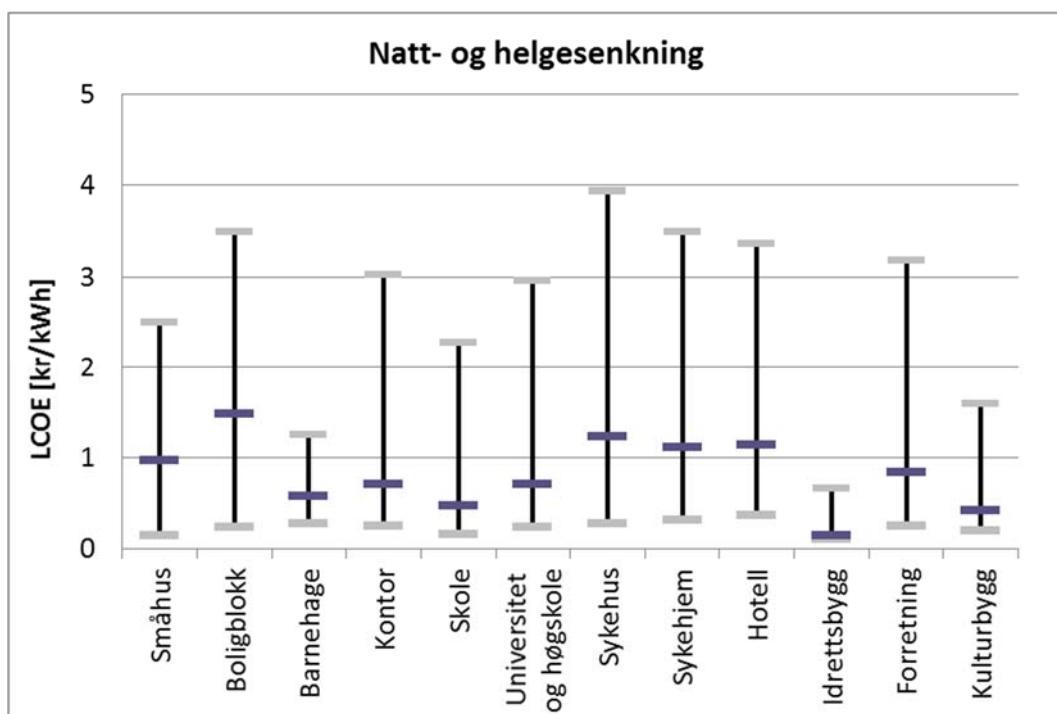
8.1.9.3 Høy LCOE

Her antas lav energibesparelse som følge av noe nyere anlegg med varmegjenvinning 70 % og SFP 3,0, samt kort driftstid. Kostnad for etablering av DCV på eksisterende anlegg. Stort antall rom/soner, høy kompleksitet. Høy markedspris.

8.1.10 Natt- og helgesenkning

Tiltaket innebærer at eksisterende varmeanlegg uten nattsenkning får nattsenkningsautomatikk. Utførelse, energibesparelse og kostnad avhenger av dagens situasjon, temperatur- og bruksforhold.

Gjennomsnittlig teknisk levetid er 15 år (Holte, 2014).



Figur 8-8 Lav, median og høy LCOE for tiltaket natt- og helgesenkning for de aktuelle byggtypene

8.1.10.1 Lav LCOE

For småhus og boligblokker oppnås høy energibesparelse ved å senke setpunkt romtemperatur med ca. 4 °C utenfor definert brukstid. Lav kostnad for installasjon av enkel, lokal nattsenkningsautomatikk på elektriske ovner.

For næringsbygg gjennomføres tiltaket med styring sentralt på varmesentralen. Det oppnås lav energibesparelse ved at turtemperatur på varmeanlegg reduseres slik at romtemperatur senkes med ca 2 °C utenfor definert brukstid. Tilhørende lav kostnad ved styring sentralt på varmesentral, programmering av nattsekning funksjon på utetemperaturkompensering kurve i SD-anlegg eller fjernvarmesentral. Forutsetter statiske (manuelle) radiatorventiler.

8.1.10.2 Median LCOE

For småhus og boligblokk oppnås median energibesparelse oppnås ved å senke setpunkt romtemperatur med ca 3 °C utenfor definert brukstid. Median kostnad for installasjon av nattsenkningsautomatikk med sentral styring på elektriske ovner.

For næringsbygg oppnås høy energibesparelse ved å senke setpunkt romtemperatur med ca 4 °C utenfor definert brukstid. Median kostnad for utskifting av vanlig radiatorventil til aktuator og romfølere med tilknytning til SD-anlegg. Normal kompleksitet, få soner.

8.1.10.3 Høy LCOE

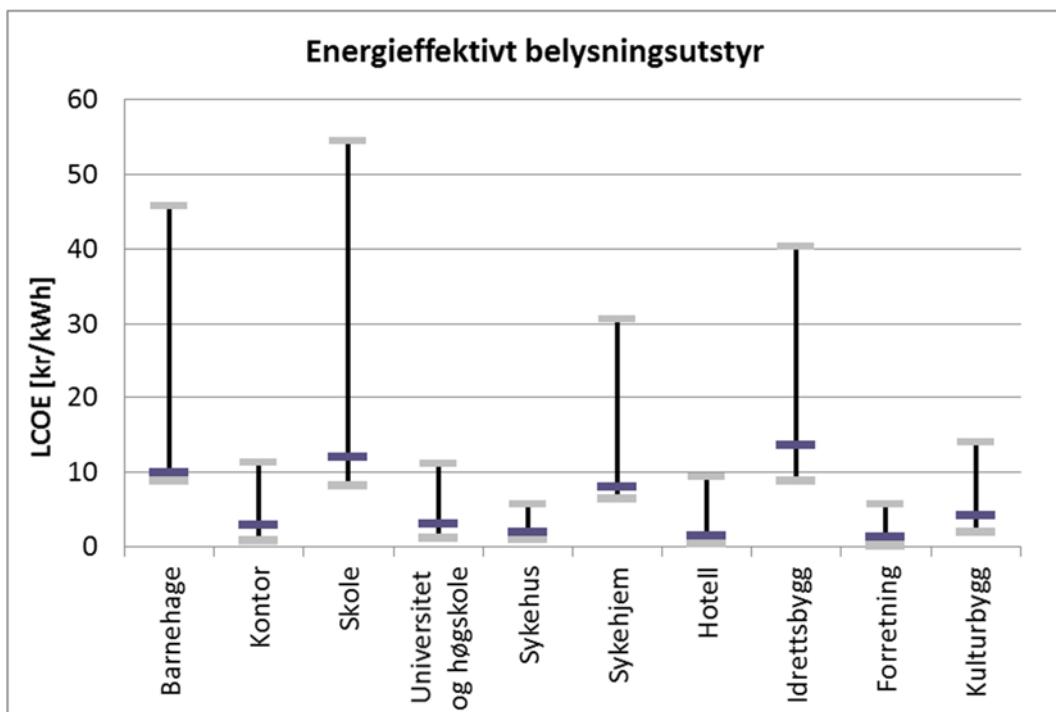
For småhus og boligblokk oppnås lav energibesparelse ved å senke setpunkt romtemperatur med ca. 2 °C utenfor definert brukstid. Høy kostnad for komplett utskiftning til nye el.ovner med nattsenkningsautomatikk.

For næringsbygg oppnås median energibesparelse oppnås ved å senke setpunkt romtemperatur med ca. 3 °C utenfor definert brukstid. Høy kostnad for utskifting av vanlig radiatorventil til aktuator og romfølere med tilknytning til SD-anlegg. Høy kompleksitet, mange soner.

8.1.11 Energieffektivt belysningsutstyr

I dette tiltaket skiftes eksisterende belysning ut med ny lavenergibelysning, typisk lysrørsarmaturer type T5 med elektronisk forkobling eller LED. Utførelse, energibesparelse og kostnad avhenger av eksisterende belysningssituasjon, evt. romkjøling og brukstider. Tiltaket regnes ikke for boliger.

Gjennomsnittlig teknisk levetid er 15 år (Holte, 2014).



Figur 8-9 Lav, median og høy LCOE for tiltaket energieffektivt belysningsutstyr for de aktuelle byggetypene

8.1.11.1 Lav LCOE

Høy energibesparelse oppnås ved eksisterende belysning type lysrørsarmaturer T8 med mekanisk forkobling. Det antas høy tetthet av lyspunkter og lang brukstid.

Lav kostnad som følge av lav kompleksitet/kvalitet/markedspris. Tiltaket medfører en reduksjon i årlig drifts-/vedlikeholdskostnad som følge av lengre levetid for lyskildene.

Lavest LCOE oppnås for de bygninger som normalt har komfortkjølebehov / romkjøling, hvor det da oppnås en tilleggsbesparelse for redusert kjølebehov som følge av redusert varmeavgivelse fra lys. Dette veier opp for økt oppvarmingsbehov vinter av samme årsak.

8.1.11.2 Median LCOE

Median energibesparelse oppnås ved eksisterende belysning type lysrørsarmaturer T8 med mekanisk forkobling. Det antas normal tetthet av lyspunkter og median brukstid.

Median kostnad som følge av normal kompleksitet/kvalitet/markedspris. Tiltaket medfører en reduksjon i årlig drifts-/vedlikeholdskostnad som følge av lengre levetid for lyskildene.

8.1.11.3 Høy LCOE

Lav energibesparelse oppnås ved eksisterende belysning type lysrørsarmaturer T8 med elektronisk forkobling. Det antas normal tetthet av lyspunkter, og kort brukstid.

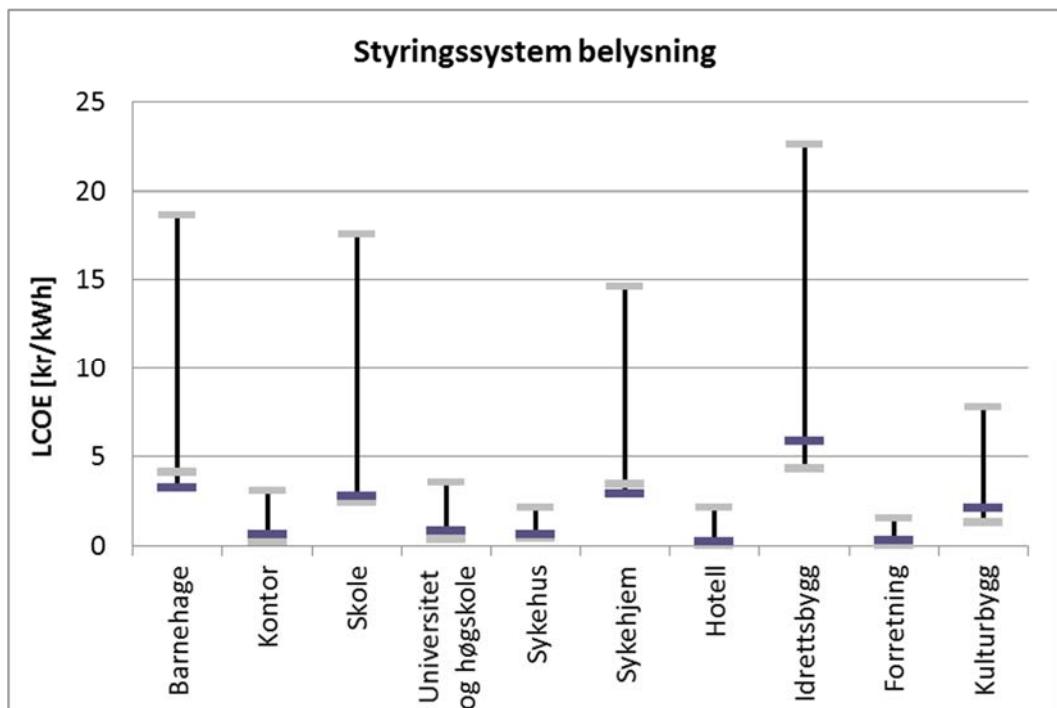
Høy kostnad som følge av høy kompleksitet/kvalitet/markedspris. Tiltaket medfører en reduksjon i årlig drifts-/vedlikeholdskostnad som følge av lengre levetid for lyskildene.

Høyest LCOE fås for de bygninger som normalt ikke har komfortkjølebehov / romkjøling. Da fås økt oppvarmingsbehov som følge av redusert varmeavgivelse fra lys, som langt på vei eliminerer energibesparelsen på belysningen.

8.1.12 Styringssystem belysning

Tiltaket innebefører at det monteres automatikk for lysstyring i form av bevegelsessensorer som skrur av belysningen når det ikke er folk tilstede, i kombinasjon med konstantlyssensorer som dimer kunstig belysning i forhold til innkommende dagslys. Utførelse, energibesparelse og kostnad avhenger av eksisterende belysningssituasjon, evt. romkjøling og brukstider. Tiltaket regnes ikke for boliger.

Gjennomsnittlig teknisk levetid er 12 år (Holte, 2014).



Figur 8-10 Lav, median og høy LCOE for tiltaket styringssystem belysning for de aktuelle byggtypene

8.1.12.1 Lav LCOE

Høy energibesparelse oppnås ved eksisterende belysning type lysrørsarmaturer T8 med mekanisk forkobling. Antar høy tetthet av lyspunkter og lang brukstid.

Kun merkostnaden ved samtidig utskifting av belysningsutstyret er inkludert i beregningen av LCOE. Tiltaket muliggjør integrerte sensorer i armaturene. Antar at bygget er uten SD-anlegg fra før, samt at man oppnår lav kostnad som følge av lav kompleksitet/markedspris. Tiltaket medfører en reduksjon i årlig drifts-/vedlikeholdskostnad som følge av lengre levetid for lyskildene.

Lavest LCOE oppnås for de bygninger som normalt har komfortkjølebehov / romkjøling, hvor det da oppnås en tilleggsbesparelse for redusert kjølebehov som følge av redusert varmeavgivelse fra lys. Dette veier opp for økt oppvarmingsbehov vinter av samme årsak.

8.1.12.2 Median LCOE

Median energibesparelse oppnås ved eksisterende belysning type lysrørsarmaturer T8 med mekanisk forkobling. Antar normal tetthet av lyspunkter og median brukstid.

Median kostnad ved etterinstallasjon på eksisterende belysningsutstyr. Normal kompleksitet / grupper og normal markedspris. Tiltaket medfører en reduksjon i årlig drifts-/vedlikeholdskostnad som følge av lengre levetid for lyskildene.

8.1.12.3 Høy LCOE

Lav energibesparelse oppnås ved eksisterende belysning type lysrørsarmaturer T8 med elektronisk forkobling. Antar normal tetthet av lyspunkter og kort brukstid.

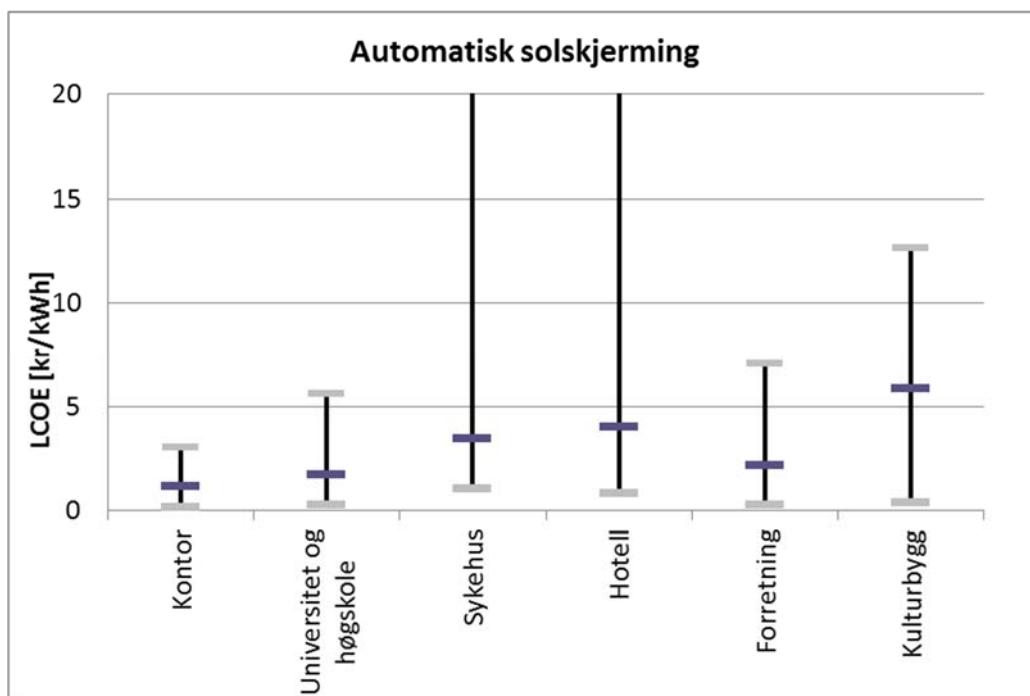
Det antas høy kostnad ved etterinstallasjon på eksisterende belysningsutstyr, høy kompleksitet / styring av enkeltarmaturer og tilknytning til SD-anlegg. Tiltaket medfører en reduksjon i årlig drifts-/vedlikeholdskostnad som følge av lengre levetid for lyskildene.

Høyest LCOE fås for de bygninger som normalt ikke har komfortkjølebehov / romkjøling. Da få økt oppvarmingsbehov som følge av redusert varmeavgivelse fra lys, som langt på vei eliminerer energibesparelsen på belysningen.

8.1.13 Automatisk solskjerming

Tiltaket innebærer installasjon av automatikk for styring av solskjerming etter solflux. Energibesparelse oppnås kun for de bygningskategorier som normalt har komfortkjølebehov / romkjøling som da reduserer sitt kjølebehov, og LCOE er derfor bare regnet for disse.

Gjennomsnittlig teknisk levetid for automatisk solskjerming er 15 år (Holte, 2014).



Figur 8-11 Lav, median og høy LCOE for tiltaket automatisk solskjerming for de aktuelle byggtypene

8.1.13.1 Lav LCOE

Median energibesparelse oppnås ved installasjon av værstasjon for styring av solskjermingen etter solflux. Antar at bygget har normalt komfortkjølebehov.

Lav kostnad ved tilknytning av værstasjon til eksisterende motorstyring.

8.1.13.2 Median LCOE

Dette er de tilfeller hvor det ikke er bevegelig solskjerming fra før, hvor det da etableres utvendig solskjerming i form av persiener med motorstyring samt værstasjon for styring av solskjermingen etter solflux. Det oppnås høy energibesparelse på denne måten, men det medfører også høy kostnad. Det antas at bygget har betydelig komfortkjølebehov.

8.1.13.3 Høy LCOE

Lav energibesparelse ved installasjon av værstasjon for styring av solskjermingen etter solflux. Antar at bygget har lavt komfortkjølebehov.

Median kostnad ved etterinstallasjon av motorer / skifte av motorstyring på eksisterende utvendige persiener samt tilknytning styring etter værstasjon.

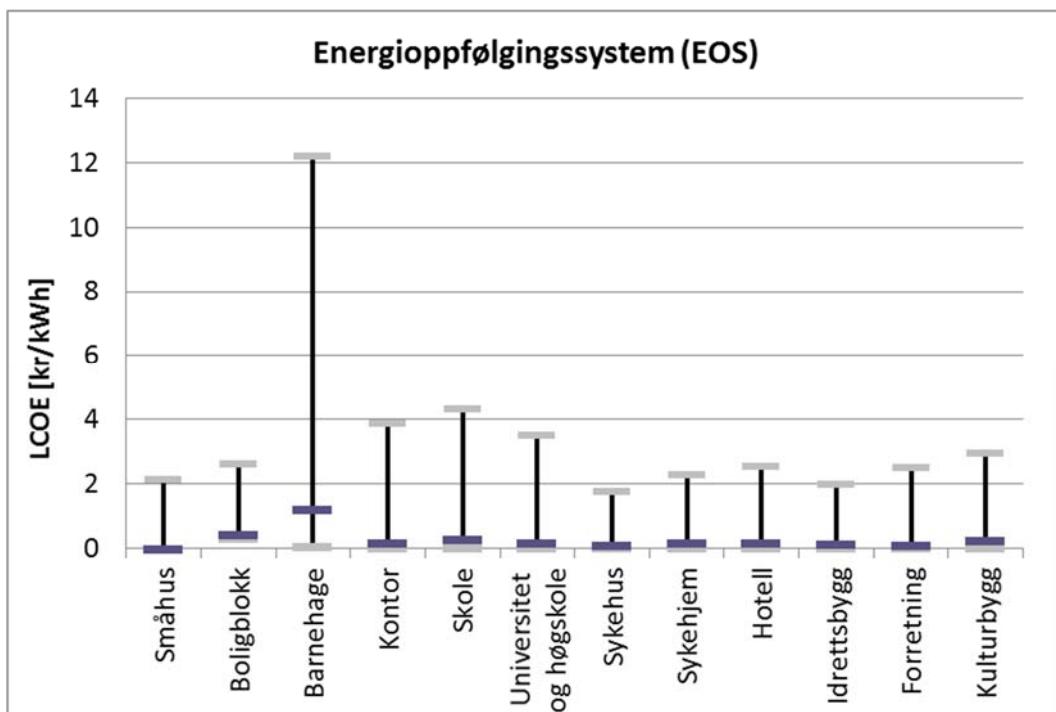
For byggetypene sykehus og hotell blir alternativet Høy LCOE så høy at den går langt utenfor målestokken til figuren. Dette skyldes at energibesparelsen i disse byggetypene er svært beskjeden.

8.1.14 Energioppfølgingssystem (EOS)

Tiltaket innebefatter etablering av energioppfølgingssystem (EOS) i bygget. Det finnes flere løsninger for dette, og nødvendig målerutstyr, program etc. varierer. Med EOS får byggeier en god kontroll på om energibruken uke for uke ligger innenfor normalen, og vil raskt kunne oppdage eventuelle avvik og gjøre nødvendige korrigeringer før feilbruken gir utslag i for høye energikostnader og forverret inneklima. EOS vil også dokumentere gevinstene ved andre enøkt tiltak, og sikre at disse ikke går tapt igjen over tid. EOS motiverer driftspersonellet til bedre innsats gjennom at de raskt kan se resultater av sitt arbeid. Energibesparelsen ved energioppfølging er erfaringsmessig på 2-10 % av netto energiforbruk før andre energieffektiviseringstiltak iverksettes, avhengig av førtilstand. Type løsning og kostnad avhenger av dagens situasjon og drift.

EOS kan gjøres manuelt ved at driftspersonellet én gang per uke gjør registreringer av energiforbruket og utetemperaturen, og at resultatene plottes i et energi-temperatur-diagram. EOS kan også gjøres automatisk med integrering i et SD-anlegg, eller etableres på web med automatisk innhenting av energidata fra nettleverandør eller via senderutstyr. Avhengig av størrelse og kompleksitet kan det være aktuelt å dele bygget inn i flere energiblokker med separat energimåling, for en mer nøyaktig og god oppfølgingsmulighet.

Gjennomsnittlig teknisk levetid for energioppfølgingssystem er 10 år (Oslo kommune, Klima- og energifondet, 2014).



Figur 8-12 Lav, median og høy LCOE for tiltaket energioppfølgingssystem for de aktuelle byggetypene

8.1.14.1 Lav LCOE

Forutsetter energibesparelse på 8 % av høyt førforbruk.

Lav kostnad ved normalt antall målere, benytter timesdata via nettleverandør og eksport til ekstern leverandør av EOS. For småhus og boligblokk antas manuell kostnadsfri EOS. Tiltaket medfører også en årlig lisenskostnad mot ekstern EOS-leverandør. For boligblokk forutsettes her energibesparelse på 2 % av lavt førforbruk (som følge av at høy energibesparelse knyttes til den høye kostnaden i "høy LCOE" der man antar at det samtidig etableres individuell varmemåling for hver leilighet).

8.1.14.2 Median LCOE

Forutsetter energibesparelse på 5 % av median førforbruk.

Median kostnad ved normalt antall målere, benytter timesdata via nettleverandør og eksport til ekstern leverandør av EOS. Alternativt EOS via SD-anlegg.

Kursbehov/opplæring driftspersonell og forvalter. For småhus antas manuell kostnadsfri EOS. For boligblokk antas målere fellesanlegg på timesdata fra netteier og resterende manuelt avlest, til ekstern EOS. Tiltaket medfører også en årlig lisenskostnad mot ekstern EOS-leverandør.

8.1.14.3 Høy LCOE

Forutsetter energibesparelse på 2 % av lavt førforbruk.

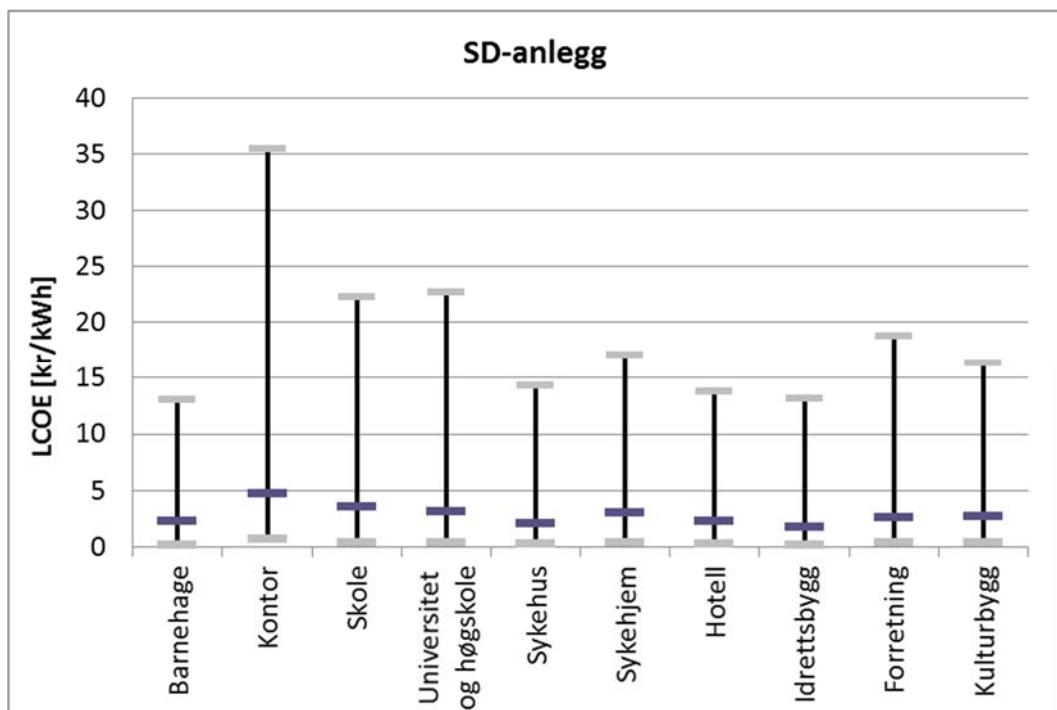
Her antas det høy kostnad ved montering av flere undermålere, inkludert loggerutstyr og dataoverføring til ekstern EOS-leverandør. Tiltaket medfører også en årlig lisenskostnad mot ekstern EOS-leverandør.

For boligblokk antas samtidig etablering av individuell varmemåling for hver boenhet (høy kostnad), og energibesparelse på 8 % av høyt førforbruk (høy energibesparelse).

8.1.15 SD-anlegg (sentral driftskontroll)

Det forutsettes at det er mange tekniske installasjoner i bygget, og at de er plassert på flere steder med lang avstand fra driftskontoret (evt. at driftsansvarlig er ikke på bygget hver dag). I tillegg er det ikke avsatt tilstrekkelig lang tid for ettersyn av de tekniske anleggene. Dette fører ofte til at anleggene ikke følges opp på en tilfredsstillende måte. Tiltaket innebærer at det installeres SD-anlegg (sentralt driftskontrollanlegg) som er tilpasset bygningens tekniske anlegg og kompleksitet. Dette vil øke tilgjengeligheten for den driftsansvarlige, samt muligheten for kontroll, oppfølging og justering/styring etter driftsparametere. Det må prioriteres tilstrekkelig brukeropplæring på SD-anlegget. Energibesparelsen for SD-anlegg er erfaringsmessig på 2-10 % for de tilknyttede anlegg; typisk varmeanlegg og ventilasjon, avhengig av førtilstand. Tiltaket er ikke aktuelt for boliger.

Gjennomsnittlig teknisk levetid for SD-anlegg er 15 år (Holte, 2014).



Figur 8-13 Lav, median og høy LCOE for tiltaket SD-anlegg for de aktuelle byggtypene

8.1.15.1 Lav LCOE

Forutsetter energibesparelse på 10 % for varmeanlegg og ventilasjon.

Lav kostnad ved få tekniske anlegg og lav kompleksitet.

8.1.15.2 Median LCOE

Forutsetter energibesparelse på 5 % for varmeanlegg og ventilasjon.

Median kostnad ved normalt antall tekniske anlegg og normal kompleksitet.

8.1.15.3 Høy LCOE

Forutsetter energibesparelse på 2 % for varmeanlegg og ventilasjon.

Høy kostnad ved høyt antall tekniske anlegg og høy kompleksitet.

9 Overføring og lagring av kraft og varme

Denne rapporten har en teknologifokus når det gjelder kostnader ved produksjon av kraft og varme, slik at hovedmålet er å sammenligne energikostnader ved de forskjellige former for produksjon av kraft og varme samt energikostnader for energi som er spart etter energieffektiviseringstiltak.

Når man løfter blikket fra enkelte kraftanlegg eller energieffektiviseringstiltak har hvert enkelt tiltak også en påvirkning på den nødvendige infrastrukturen som må være på plass for at hele energisystemet skal fungere. Kostnader for overføringssystemet akkumulerer seg over lang tid, og det er en stor utfordring å se disse i sammenheng med enkelte typer tiltak eller produksjonsanlegg.

I denne rapporten er det valgt en generell tilnærming hvor kostnader knyttet til kraft- og varmedistribusjon i stor grad behandles separat fra produksjons- og effektiviseringskostnadene, det vil si at det ikke er gjort noe forsøk på å beregne kostnader over levetiden for disse. Det er allikevel gitt en oversikt over kostnader ved diverse overføringsanlegg for kraft, varme og gass, samt beskrivelser av diverse teknologier for varme-, energi- og effektlagring. Noen av disse er kun kvalitativt beskrevet, mens det for andre er inkludert tall som representerer enhetskostnader i 2014.

9.1 Kraftoverføringsanlegg

Dette kapittelet gir kostnadsanslag for ulike typer kraftoverføringsanlegg; luftledninger, jordkabler, sjøkabler, transformatorer og bryteranlegg. For en nærmere beskrivelse av kraftoverføringsanleggenes funksjon i kraftsystemet og hvordan dette fungerer vises det til kapittel 3.

Anslagene er hentet inn fra ulike kilder, blant andre nettselskapenes egne kostnadstall fra ulike investeringsprosjekter, kostnadskataloger, priser fra leverandører, og erfaringstall fra konsulenter. Anslagene ble utarbeidet for å fastsette NVEs vektsystem for inntektsrammeregulering. Kostnadsanslagene finnes på et mer detaljert nivå på NVEs nettsider, men et utdrag er presentert her. Forutsetninger og metode for beregning av anslagene er beskrevet i «Forslag til nytt vektsystem i modellen for å fastsette kostnadsnormer i regionalnettene» (NVE, 2014).

9.1.1 Investeringskostnader

9.1.1.1 Luftledninger

Investeringskostnader for luftledninger er i hovedsak sammensatt av kostnader til master, strømførende liner, isolerende oppheng, samt transport og montasje. Kostnaden (kr/km) for luftledninger varierer i hovedsak med spenningsnivået, materialvalg for master, tverrsnittet på linen og terrengtypen linjen går i.

I Tabell 9-1 vises anslag for utvalgte luftledninger. Alle luftlinjer i tabellen er enkeltkurser og simplex samt at de er bygget uten toppline og ikke inngår i et

direktejordet nett. Merk at det her er benyttet et snitt av kostnader for ledninger i lett og vanskelig terren.

Tabell 9-1 Anslag for utvalgte luftlinjer

Spennin (kV)	Mastetype		Nyverdi (MNOK/km)
24	Tre	120	0,8
66	Tre	120	1,1
66	Stål	120	1,6
132	Tre	120	1,4
132	Stål	120	2,4
132	Tre	243	1,5
132	Stål	243	2,7
132 (dobel)	Stål	243	3,6
300	Stål	481	3,6

9.1.1.2 Jordkabler

Kabelkostnadene er sammensatt av kostnader til grøfter, kabel (PEX eller olje), utlegging og montasje, samt til skjøter. Det er i hovedsak spenningsnivå, tverrsnittet på kabelen og grunnforhold som kostnaden for kabel varierer med. Jordkabler som blir lagt i sentrale, urbane områder vil kunne få en høyere kostnad enn det som er anslått i Tabell 9-2.

Tabell 9-2: Anslag for utvalgte typer jordkabler

Spennin (kV)	Type	Tverrsnitt	Nyverdi per km (MNOK)
24	PEX	240	0,9
66	PEX	400	3,0
66	PEX	630	3,6
132	PEX	630	5,6
132	PEX	1200	9,8

NVE har ikke mottatt materialkostnader for oljetrykkskabler. For disse antas det at materialkostnadene øker med 15 % i forhold til PEX-isolerte kabler, etter innspill fra nettselskap.

Leverandørene har ikke kunnet oppgi kostnader for 300 kV kraftkabler. Anskaffelser på dette spenningsnivået er spesialbestillinger og kostnadene vil variere mye fra prosjekt til prosjekt.

9.1.1.3 Sjøkabler

Anslag for kostnader ved noen utvalgte typer sjøkabler på 24, 66 og 132 kV spenningsnivå er oppgitt i Tabell 9-3. NVE har ikke oppdaterte kostnadsdata for 300 kV sjøkabler. Kostnadene for oljetrykkskabler inkluderer også kostnader for muffehus.

I mange tilfeller legges det en reservefase som beredskapskabel. Dette vil øke investeringeskostnadene sammenlignet med anslagene i tabellen.

Tabell 9-3: Anslag for utvalgte typer sjøkabler

Spennin (kV)	Tverrsnitt	System	Type	Nyverdi per km (MNOK)
24	240	1*3 ledere	PEX	1,8
66	400	1*3 ledere	PEX	4,5
66	630	1*3 ledere	PEX	4,8
132	630	3*1 ledere	PEX	13,3
132	1200	3*1 ledere	PEX	16,8
24	240	1*3 ledere	Olje	2,2
66	400	1*3 ledere	Olje	5,6
66	630	1*3 ledere	Olje	6,0
132	630	3*1 ledere	Olje	16,6
132	1200	3*1 ledere	Olje	21,0

9.1.1.4 Transformatorer

I Tabell 9-4 presenteres kostnadene kun for selve transformatoren, som hovedsakelig avhenger av spenning, antall viklinger og ytelse. Transformatorbygget, bryterfelt og koblingsanlegg er ikke inkludert i kostnadene som presenteres her.

Tabell 9-4: Anslag for transformatorkostnader

Merkespenning primærside (kV)	Nyverdi fast element (kNOK)	Nyverdi ytelsesavhengig element (kNOK/MVA)	Nyverdi, fast element, for treviklingstransformatorer (kNOK)
5-24	190	79	228
66	1125	91	1350
132	2125	80	2550
300	6250	90	7500
420	8750	58	10500

Kostnadene for transformatorer er her delt inn i to elementer; et fast element som kun er avhengig av spenningsnivå og økende med spenningsnivået. I tillegg har man et element som avhenger av transformatorytelsen. Det er også anslått en tilleggskostnad for treviklingstransformatorer, da treviklingstransformatorer er dyrere enn toviklingstransformatorer. Tillegget for en treviklingstransformator er estimert til å være 20 % av nyverdien for det faste elementet.

9.1.1.5 Avganger

I Tabell 9-5 er det oppgitt anslag for kostnader for avganger. Avganger omfatter her de elektrotekniske komponenter ved felt og effektbryter(e). Her skiller det mellom enkle og doble samleskinner, men ikke antallet brytere. Kostnadene øker med spenningsnivået.

Det er ikke inkludert avganger til intern forsyning. Brytere mellom samleskinne inngår heller ikke da systemet allerede skiller på avganger tilknyttet én og to samleskinne. Brytere tilknyttet kompenseringsanlegg er ikke inkludert.

Det er ikke identifisert kostnader på 420 kV bryterfelt.

Tabell 9-5: Anslag for kostnader til avganger, oppgitt i tusen kroner

Spennin	Samleskinne	Nyverdi (kNOK)
24	Enkel	280
24	Dobbel	560
66	Enkel	780
66	Dobbel	1560
132	Enkel	1700
132	Dobbel	3400
300	Enkel	4500
300	Dobbel	9000

9.1.2 Andre kostnader ved kraftoverføringsanlegg

For luftledninger er de årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene anslått å være i størrelsesorden 1,5 % av investeringskostnadene, mens det tilsvarende anslaget for drifts- og vedlikeholdskostnader for kabler er noe lavere. Overføringssystemet dimensjoneres slik at det oppfyller kravene til stabilitet og pålitelighet. For den enkelte overføringsforbindelse er maksimal overføringsevne det viktigste kravet. En økonomisk optimal dimensjonering tar i tillegg hensyn til tapskostnader, avbruddskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader.

Tapskostnadene skal reflektere kostnadene av de elektriske tapene i overføringsanleggene. Det finnes ulike måter å beregne tapskostnader på. Ofte benyttes en forventet kraftpris, multiplisert med de maksimale effekttapene og brukstiden for tapene. Dette reflekterer kostnadene ved å produsere energien som går tapt i overføringsanleggene. I SINTEFs planleggingsbok for kraftnett (SINTEF, 2014) beskrives en metode som tar hensyn til at de elektriske tapene fører til at det må investeres i nye produksjonsanlegg og ny overføringskapasitet.

Forventede avbruddskostnader skal reflektere de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til at sluttbrukere ikke har strømforsyning. Når det bygges nye nettanlegg som forsyner sluttbrukere med energi, vil de forventede avbruddskostnadene reduseres. Beregning av forventede avbruddskostnader kan baseres på fastsatte KILE (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi) -satser og historisk feil- og avbrudsstatistikk for ulike komponenter. KILE-satsene har til hensikt å i størst mulig grad reflektere de samfunnsøkonomiske kostnadene som strømavbrudd medfører. KILE-satsene er fastsatt i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer. KILE-satsene reflekterer ikke alle de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til at sluttbrukere ikke får strømforsyning. Blant annet dekker ikke disse satsene ekstra kostnader som oppstår ved avbrudd i strømforsyningen på mer enn 24

timer. Det må derfor ofte gjøres en skjønnsmessig vurdering av forventede avbruddskostnader som ikke dekkes av KILE. Disse må tas med i totalvurderingen av hvorvidt et netttiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

9.1.3 Fordeling av kostnader

Transport av elektrisk kraft krever omfattende infrastruktur med lang levetid og høye anskaffelseskostnader. Infrastrukturen er så kostbar at parallelle overføringsnett ikke lønner seg for samfunnet. Markeder for overføring av elektrisk kraft er derfor naturlige monopolier. Det vil si at kjøpere av overføringstjenester kun har én selger å forholde seg til. En uregulert monopolist kan sette prisene så høyt at samfunnets ressurser ikke blir utnyttet på en fornuftig måte. NVE regulerer derfor nettselskapene ved å fastsette inntektsrammer for hvert nettselskap. Inntektsrammene fastsettes slik at inntekten over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Nettselskapene har etter gjeldende regelverk en plikt til å tilby alle som ønsker det tilgang til nettet. For kraftprodusenter og større uttakskunder gjelder tilknytningsplikten, mens leveringsplikten gjelder for ordinære forbrukskunder.

Nettselskapene kan avkreve nettkunder, som kraftprodusenter og forbrukskunder, et anleggsbidrag for å dekke anleggskostnadene ved nye nettilknytninger og ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder. Nettselskapene kan også kreve at nettkunder som ønsker flytting av nettanlegg dekker kostnadene ved dette. Ved investeringer i kundespesifikke anlegg kan hele investeringeskostnaden innkreves av kunden. I radielle fellesanlegg, dvs. i nett der det er mulig å entydig henføre nyttene av investeringen i sin helhet til en klart avgrenset kundegruppe, kan anleggsbidraget settes tilsvarende den enkeltes utbyggars forholdsmessige andel. Ved investeringer i et maskett nett kan det ikke innkreves anleggsbidrag. Dette gjelder selv om det er en ny produsent som utløser oppgraderingsbehovet.

9.2 Varmedistribusjon

Kostnader for varmedistribusjon i rør avhenger av flere faktorer, blant annet varmetetthet ($\text{kWh}/\text{km}^2/\text{år}$), rørnettets utforming, grunnforhold og belegg (asfalt eller jord), nærhet til by/tettsted og eksisterende bygninger samt øvrige tekniske anlegg.

I etableringsfasen vil *fjernvarmenettet* ofte bli dimensjonert for også å kunne dekke fremtidig effektbehov. Man får dermed en større kostnad for distribusjonsnettet i startfasen av en utbygging.

Tabell 9-6 Priser for komplet fjernvarmetrasé, oppgitt i (NOK/meter grøft). Kilde: Norconsult

Dimensjon	Priser komplet fjernvarmetrasé (kr/meter grøft)								
	DN50	DN65	DN80	DN100	DN125	DN150	DN200	DN250	DN300
Basiskostnader									
- Gravearbeider	850	900	950	1 100	1 200	1 350	1 600	2 000	2 200
- Rørleggerarbeider	600	700	750	900	1 000	1 250	1 600	2 150	2 600
Eventuelle påslag									
Gravearbeider									
- Påslag Asfaltert område	1190	1230	1270	1370	1420	1570	1730	1930	2040
- Påslag kommunal vei	1340	1380	1430	1540	1600	1760	1940	2170	2290
- Påslag Fylkesvei	1670	1720	1780	1910	1980	2180	2400	2670	2820
- Påslag sentrum - Ny bebyggelse	100	110	130	150	170	190	210	240	270
- Påslag sentrum - Eldre bebyggelse	170	190	210	240	270	300	330	370	410
Rørleggerarbeider									
- Påslag Sentrum - Ny bebyggelse	120	140	150	180	500	625	800	1 075	1 300
- Påslag sentrum - Eldre bebyggelse	240	280	300	360	600	750	960	1 290	1 560
Prosjektering og byggeledelse	15 %	15 %	15 %	15 %	15 %	15 %	15 %	15 %	15 %

Tabell 9-6 viser kostnader for fjernvarmetrasé fordelt på gravekostnader, rørleggerkostnader (inkl. rørkostnad) og prosjektering og byggeledelse. Det er satt opp basiskostnader som vil være aktuelle der hvor man opererer i jomfruelig terren. Basert på området man skal bygge i må man velge gjeldende påslag for rørstrekket, fordelt på gravearbeider og rørleggerarbeider. Legger man traseen gjennom tettbebygget område med eldre bygningsmasse og fører rørene i privat asfaltert veg, må man velge følgende påslag:

- Gravearbeider: Påslag Asfalt og Påslag sentrum – eldre bebyggelse
- Rørleggerarbeider: Påslag sentrum – eldre bebyggelse.

Det er lagt opp til et skille i gravearbeidet mellom asfaltert område, kommunal vei og fylkesvei. Dette er fordi man ofte vil møte strengere krav til overdekning og veioppbygning i hhv. kommunale veier og fylkesveier enn ellers. Kostnadene for å bygge i privat asfaltert vei og kommunal vei antas derfor å være like. Prosjektering og byggeledelse er her satt til 15 %, men denne er avhengig av kompleksiteten på utbyggingen. Dette blir da regnet etter at alle påslag er lagt til.

Kostnadene gjelder per meter grøft. For varmedistribusjon inkluderer dette både tur- og returrør. Kostnadene er basert på en standardgrøft på 100 meter, med to bend og to avgrenninger. Påslagene for sentrum representerer ekstra graving og ekstra rørleggerarbeid som er vanlig i tettbygde strøk med annen infrastruktur i bakken. Det er viktig å påpeke at dette fremdeles blir gjennomsnittlige kostnader, og at man ved lange rette strekk eller kompliserte fremføringer vil få en lavere eller høyere meterpris på disse strekkene.

Kostnadene for installasjoner (kundesentraler m.v.) i bygget til de ulike varmemottakerne kommer i tillegg. Disse er vist på Tabell 9-7. Tallene gjelder for enkle kundesentraler. Kundesentraler for fjernvarme kan kompletteres med flere ventilsett og mer automatikk, og i større nett kan kundesentralene fjernstyres for å optimalisere driften i fjernvarmenettet. Avanserte kundesentraler av denne type har større kostnad sammenlignet med tabell.

Tabell 9-7 Kostnader for komplette kundesentraler. Kilde: Norconsult

Kostnad for komplett kundesentral		
Størrelse [kW]	Pris [NOK]	Pris* [kr/kW]
100	110 000	1 100
200	114 000	570
300	118 000	393
400	122 000	305
500	125 000	250
600	129 000	215
700	133 000	190
800	136 000	170
900	140 000	156
1000	143 000	143
1200	150 000	125
1500	159 000	106

Store variasjoner i kostnader for varmedistribusjon kan også skyldes lokale hensyn som f. eks. at søppelforbrenningsanlegg må plasseres slik at transportavstandene blir lange og kostbare.

9.2.1 Varmelager

De fleste varmeverk blir dimensjonert for topplast slik at de til enhver tid kan levere den varme som blir etterspurt. Alternativt kan en installere et varmelager. En står da frie til å produsere varme uavhengig av den spontane etterspørselen etter varme. Dette gjøres mye i Danmark der fjernvarmeforsyning kombineres med kraftvarmeproduksjon.

Kraftvarmeproduksjonsenheten kan da kjøres på full last under høylastperioder, mens kraftprisen er høy. Overskuddsvarmen avsettes i varmelageret. Under lavlastperioder, med lave kraftpriser, stenges produksjonsenheten, samtidig som etterspurt varme tas fra varmelageret.

Som varmelager brukes en akkumuleringstank fylt med vann. Tanken er utformet som en stor termos med lite varmetap. Tabell 9-8 gir investeringskostnader for etablering av lagertank. Hvor mye energi som kan lagres i 1 m³ vann, er avhengig av differansen mellom høyeste og laveste temperatur i tanken. For å heve 1 m³ vann en grad kreves 4,2 MJ = 1,17 kWh. Oppgitte enhetspriser, angitt i kr/kWh, er basert på en maksimal temperaturdifferanse i lageret på 35 °C.

Tabell 9-8 Priser for akkumuleringstank. Kilde: Norconsult

Akkumuleringstank			
Størrelse [m ³]	Kapasitet* [kWh]	Pris [Mkr]	Pris* [kr/kWh]
500	20319	1,46	71,9
1000	40639	2,36	58,1
2000	81278	4,10	50,4

9.3 Energi og effektlagring

Det finnes mange ulike konsepter for lagring av effekt og energi. Lagring av energi i vannkraftsystemet via magasiner og pumpekraft er et svært relevant eksempel av dette som omtales kvalitativt i kapittel 5.1. Dette kapittelet gir en kvalitativ oversikt av noen andre typer energi- og effektlagring, og er utarbeidet av Norconsult.

9.3.1 Komprimert luft som energilager

Teknologien ligner i virkemåte på pumpekraftverk for vannkraft, men istedenfor å pumpe vann opp til et reservoar, komprimerer man luft i en trykktank eller underjordisk hule.

Ved behov for elektrisk kraft kan den komprimerte luften tilføres en gassturbin for produksjon av elektrisk kraft. I gassturbiner som benyttes for slike systemer har kompressoren og turbinen hver sin aksling. Ved lagring av luften benytter kompressoren elektrisk kraft til kompresjonsarbeidet.

Komprimert luft som energilager er en forholdsvis kostbar teknologi. For at det skal være lønnsomt å bygge, bør tiden mellom lagring og produksjon være kort.

Per dags dato er det to slike anlegg i drift; ett i Huntorf i Tyskland og ett i McIntosh i USA. Virkningsgraden for disse anleggene er hhv. 42 % og 54 %, noe som er betydelig lavere enn tradisjonelle pumpekraftverk. Virkningsgrad for pumpekraftverk er om lag 75-80 %. Hovedårsaken til den lave virkningsgraden er at temperaturøkningen som følger av det økte trykket i luften ikke utnyttes. Den komprimerte luften kjøles ned til omgivelsestemperatur før denne lagres i hulen, for å unngå ett trykksfall når temperaturen faller i hulen. Når den komprimerte luften hentes opp fra hulen, må denne varmes opp for å unngå ising når denne eksanderes over turbinen. Dagens anlegg benytter naturgass for å varme den komprimerte luften, og varmen som hentes ut ved komprimeringen blir ikke gjenbrukt.

Neste generasjons anlegg er adiabatisk komprimert luft som energilager. Her tar man vare på varmeenergien i den komprimerte luften og lagrer denne parallelt. I Tyskland pågår et stort forskningsprosjekt, som involverer seks partnere fra industri og forskningsinstitusjoner. Prosjektet har fått forkortelsen ADELE og har som målsetning å ha på plass et demonstrasjonsanlegg i løpet av 2018 med en virkningsgrad på rundt 70 %. Her vil man ha en stor isolert trykktank hvor den komprimerte luften passerer og blir kjølt ned. Varmen lagres i steiner og keramiske mursteiner i trykktanken som varmes opp når den varme luften komprimeres. Når energien skal hentes ut går luften motsatt vei og varmes opp av de varme steinene, som da holder over 600 °C. Man har da ikke behov for å bruke eksterne energikilder som naturgass for å varme opp den komprimerte luften, men benytter varmen man hentet ut da luften ble lagret.

Komprimert luft som energilager er et realistisk alternativ til pumpekraft. CAPEX og OPEX for de diabatiske anleggene som er i drift er oppgitt til å være konkurransedyktige med pumpekraft. Fordelen med komprimert luft er at man kan bygge dette nærmere vindkraftparkene, som man oftest skal lagre energi fra. Størstedelen av anlegget ligger også skjult under bakken og opptar dermed ikke store arealer slik som damanlegg for vannkraft. Ulempen er at tiden mellom lagring og produksjon bør være kort, for å unngå varmetap, samt at for å holde kostnadene nede må man finne områder med naturlige

grotteformasjoner for lagring av den komprimerte luften. Kostnaden for komprimert luft ligger på rundt 750-800 kr/kWh energi som skal lagres.

9.3.2 Batterier

Batterier benyttes hovedsakelig for transport av energi til stedet energien skal benyttes, og ikke som et energilager for større energimengder. Det finnes likevel noen slike anlegg som er installert for å jevne ut effektopper og for å fungere som back-up system for energitilførselen til bygninger.

Dagens oppladbare batterier er i hovedsak lithium-ion batterier. Batteriene er oppbygget av elektroder (minus) og oksid-elektroder (pluss), vanligst er lithium-koboltoksid, lithium-manganoksid eller lithium-jernfosfat.

Lithium-ion batterier er typen som har størst lagringskapasitet i forhold til vekt og størrelse, men er også den dyreste. Batterilagring har en høy virkningsgrad på mellom 80-95 prosent, men i de aller fleste tilfellene for kostbare til at de kan brukes til storskala lagring av elektrisitet.

Batterier blir i hovedsak benyttet i bilindustrien. Dagens kapasitet til bilbatterier er begrenset til rundt 100 kWh. Dagens batteriteknologi er kommersiell, men det er rettet mye forskningsaktivitet mot å utvikle billigere og lettere batterier med høyere kapasitet.

For stasjonær lagring av elektrisitet benyttes hovedsakelig NaS- batterier (NaS-Natrium Svovel). I Japan finnes det over 190 anlegg for stasjonær lagring av energi som benytter denne batteritypen. I NaS-batterier benyttes støpt svovel som positiv elektrode og støpt natrium som negativ elektrode. Elektrodene er separert av en solid keramisk natriumaluminat som fungerer som elektrolytt. Når batteriet leverer energi ved den negative elektroden, foregår dette ved at natrium oksiderer og natriumioner beveger seg gjennom elektrolytten til den positive elektroden hvor det dannes polysulfid. Elektronene beveger seg da gjennom kretsen til den positive elektroden. Denne prosessen reverseres ved oppplading av batteriet.

Batteriet må holde en temperatur på over 300 °C for at denne prosessen skal skje, og det skjer normalt ved hjelp av eksterne varmeelementer som er en del av batteriet.

Totalvirkningsgraden for disse batteriene er oppimot 90 %. Kostnaden ligger i dag på rundt 2500 kr/kWh kun for batteriet, mens for anlegg fullt utbygget med tilkobling til nett og transformator ligger kostnadene på rundt 5000 kr/kWh.

9.3.3 Superkondensatorer

Superkondensatorer er et lagringsmedium som dannes av elektriske felt. Feltet består av to metallelektroder med en form for isolerende materiale imellom, som lagrer elektrisk energi med positive ladninger på den ene siden av det isolerende materialet, og negative ladninger på den andre siden. Fordi prosessen ikke krever kjemiske endringer eller faseoverganger, så kan ladesyklusen gjentas omtrent 500 ganger mer enn for batterier. Kapasiteten for lagring er for øvrig mindre enn for tradisjonelle batterier.

Superkondensatorer blir i dag brukt sammen med forskjellige batterier for å øke krafttettheten. Alenestående teknologi er fortsatt på forskningsstadiet og i tidlig demonstrasjonsstadium.

9.3.4 Svinghjul

Svinghjul er betegnelsen på hjul/skive som roterer, gjerne med et stort antall rotasjoner pr. tidsenhett. Svinghjul kan fungere som lager av kinetisk energi (rotasjonsenergi) eller det kan utnytte den gyroskopiske effekten som innebærer at et hjul som roterer fort vil holde rotasjonsaksen i samme retning. Den roterende skiven er tilkoblet en elektrisk motor som også fungerer som generator. For å sette i gang rotasjonen må det tilføres energi. Energi tilføres ved å øke rotasjonshastigheten med motoren, mens energien hentes ut ved at motoren anvendes som generator. Tilførsel og uthenting av energi skjer svært raskt. Derfor har svinghjul ofte samme bruksområde som superkondensatorene.

Svinghjulet benytter seg av magnetiske lagre og plasseres i en tank med vakuum for å redusere aerodynamiske tap. Et moderne svinghjul har derfor svært lave tap. Det er mulig å gjenvinne ca. 90 prosent av den lagrede energien. Levetiden til et svinghjul er ca. 20 år og det tåler flere titalls tusen ladesykluser. Svinghjul er best egnet som kortvarig lagring av energi for utjevning av swingninger i effektbehov hos forbruker, da de leverer høy effekt, men har lav energitetthet. Kostnaden ligger i dag på rundt 10-15 000 kr/kW, mens regnet for energilagring kommer kostnaden på over 50 000 kr/kWh.

Teknologien er forholdsvis moden og det finnes flere kommersielle produkter på markedet. Svinghjul brukes ofte i nødstrømsforsyning for å levere strøm mens et nødstrømsagggregat med lengre oppstartstid starter opp. Svinghjul blir også brukt i basestasjoner for mobiltelefoner.

9.3.5 Superledere

Superledere er stoff som kan lede strøm uten elektrisk motstand ved gitte temperaturer – ofte kryogenisk temperatur. Dette vil si temperaturer ned mot det absolute nullpunkt. Forskjellige superledere har forskjellige temperaturgrenser. I lagringsform kalles de superledende magnetiske energilager. Lagringsenheten består av en superledende spole, som danner et magnetisk felt. Feltet dannes ved at strøm sendes gjennom spolen. For å beholde de superledende egenskapene er det viktig at spolen er kald, ned til kryogenisk temperatur. Fordi det ikke er elektrisk motstand kan strømmen sirkulere uendelig mange ganger nesten uten tap, og tilføres tilbake til nettet ved å omgjøre den magnetiske energien tilbake til strøm. Både superledere og superledende magnetiske energilager er begge fortsatt på forskningsstadiet.

9.3.6 Hydrogen

Hydrogen er som elektrisitet en energibærer, og kan fremstilles på forskjellige måter. De to teknologiene som er mest brukt for å produsere hydrogen er reformering av fossile hydrokarboner, som oftest naturgass, og elektrolyse av vann. Sistnevnte er teknologien som er mest brukt i Norge. Hydrogenet produseres ved at strøm sendes gjennom vann med elektroder, hvor på vannet spaltes til hydrogen (H_2) ved katoden og oksygen (O_2) ved anoden. Det finnes to hovedteknologier for elektrolyse av vann i dag. Det er Alkalisk Elektrolyse (AEC) og Polymer Elektrolytt Membran Elektrolyse (PEM). Det finnes også

en tredje teknologi kalt Solid Oxide Electrolytic Cell (SOEC) som baserer seg på høytemperatur vannelektrolyse, men denne er fremdeles på forsøksstadiet.

PEM har vært tilgjengelig i mange år, men har historisk ikke vært bygget i størrelser som eigner seg for energilagring. Flere leverandører har uttalt at de ønsker å utvikle storskala PEM for dette markedet fremover. PEM reagerer raskt på variasjoner i pådraget av strøm og kan reguleres fra 0-100 % produksjonskapasitet, noe som gjør teknologien svært egnet for energilagring og balansering av strømnettet. Teknologien produserer også meget ren hydrogen og kan produsere hydrogen og oksygen ved forskjellig trykk. Teknologien benytter en fuktig polymer membran som elektrolytt for transport av hydrogenioner mellom anode og katode og benytter platina eller iridium som katalytisk elektrode. Foreløpig er dette en meget dyr teknologi på grunn av dyre membraner og elektrodematerialer. Dette sammen med at de er uprøvd i stor skala er den største utfordringen for at denne teknologien kan benyttes for energilagring i nærmeste fremtid. Det er forventet at man kan nå virkningsgrader på opp mot 85 % med denne teknologien i fremtiden, men foreløpig ligger man på rundt 65 %.

AEC har vært i kommersiell bruk siden 1920-årene og er den mest modne elektrolyseteknologien. Elektrolytten her er en vannholdig alkalisk blanding med enten natriumhydroksid (NaOH) eller kaliumhydroksid (KOH) og elektrodene er normalt laget av stål overtrukket med nikkel. Denne teknologien er meget robust, med større anlegg som har vært i drift i flere tiår, og er nåtidens standardteknologi for elektrolyse. Denne teknologien brukes i dag ved Statoils anlegg på Utsira. Typiske virkningsgrader for denne teknologien er 65-70 %.

Ulempen med denne teknologien i energilagringsammenheng er at den er lite regulerbar og har noe lavere renhet på hydrogenet som produseres. Foreløpig må rester av elektrolytten skilles ut fra hydrogenet etter prosessen dersom det kreves meget ren hydrogen, men det forskes på måter å unngå at elektrolytten blandes med hydrogenet i prosessen.

Det er ventet fremskritt i elektrolyseteknologien, som i dag er mer kostbart enn å produsere med naturgass. Kostnaden for slike anlegg var på omtrent 7000 NOK/kW H₂ i 2006, men det er forventet at denne kostnaden halveres de nærmeste årene. Sett sammen med forventede lavere strømpriser kan dette tilsi at hydrogenproduksjon med elektrolyse vil bli mer brukt fremover.

Hydrogen har flere bruksområder, blant annet i kjemisk industri, og i raffinerier. Fremtidige kommersielle bruksområder er blant annet som drivstoff i FCEV (elbiler drevet med brenselceller), til "off-grid" systemer, etterspørselsstyring i nettet og som lagringsmedium. Lagring av hydrogen er utfordrende fordi grunnstoffet har høy energitethet per masseenhet. De vanligste metodene for lagring er komprimering og kjøling, men dette er energikrevende prosesser. En mindre brukt lagringsmetode er ved hjelp av metallhybrider, som opptar hydrogengassen selv ved moderat trykk. Metallhybridene er for øvrig veldig tunge. Det forskes mye på videreutvikling av hydrogenlagring og brenselceller.

9.3.7 Energibrønner

Ved å bore 200-300 m dype energibrønner i fjell med 8-10 meter innbyrdes avstand, og tilføre overskuddsvarme ned i brønnene om sommeren og hente den ut igjen om vinteren, vil all overskuddsvarmen kunne gjenvinnes til oppvarming. Det benyttes en varmepumpe til å løfte temperaturen til nyttbart nivå på vinteren. Den samme maskinen benyttes til kjøleproduksjon om sommeren, men det legges til rette for å benytte så mye frikjøling som mulig. Frikjøling betyr at man kan kjøle direkte med væsken som sirkulerer i energibrønnene. Når temperatur i brønnene på et tidspunkt blir høyere enn temperaturen i kjølesystemet, må kjølemaskinen startes.

Teknologien er moden, og benyttes som energikilde for bygg med balansert kjøle- og oppvarmingsbehov.

9.3.8 Lagring av damp

Overskuddsdamp fra dampkjeler kan lagres i en dampakkumulator. Teknologien baseres på å tilføre damp ved høyt trykk til en vannfyldt trykktank. Når kjelanlegget produserer mer damp enn det i øyeblikket forbrukes, vil den overskytende dampen ledes over til akkumulatoren og ned i vannrommet. Dampen kondenseres, og prosessen fører til at trykket og temperaturen i trykktanken stiger. Ved underskudd av damp i nettet, vil det dannes damp ved at dampakkumulatoren åpnes mot dampnettet, som må ligge på et lavere trykknivå enn tanken. Dette gir et trykkfall i tanken som fører til at vannet i tanken koker og deler av vannet går over i dampform. Vannmassen koker til det igjen er likevekt mellom trykk og temperatur i tanken. Dampmengden som kan produseres fra en dampakkumulator avhenger av trykdvolum til tanken og trykket i nettet dampakkumulatoren skal levere til. Et anlegg som skal benytte dampakkumulator må designes for høyere damptrykk enn det reelt er behov for hos forbrukere.

Dampakkumulator er aktuelt for kjelanlegg med treg regulering og liten mulighet for å variere innfyrte effekt. Foruten kostnader knyttet til selve dampakkumulatoren, vil dampakkumulering bety økt investeringskostnader for dampkjelanlegget med hensyn til behov for høyre trykknivå i systemet.

9.4 Gassdistribusjon

Transport av naturgass er delt inn i to hovednivåer:

- Transmisjon: Storskala gasstransport fra produksjonssteder til større mottaksanlegg.
- Distribusjon: Småskala gasstransport fra mottaksanlegg til lokal bruker.

Transmisjon av gass foregår over større avstander i hovedsak ved hjelp av høytrykksrør eller store skip med kapasitet over 100 000 m³, mens distribusjon av gass foregår lokalt, hovedsakelig ved hjelp av lavtrykksrør, små tankskip eller tankbil.

Transport av naturgass er kapitalintensiv og har i de fleste tilfellene begrenset fleksibilitet.

9.4.1 Transmisjon

Bruk av rørledning er den sikreste og mest effektive måten å transportere naturgass på. Den norske eksporten av naturgass til Europa skjer i rørledninger med opptil 190 bar trykk, og gassen kan da transporteres over store avstander med svært lite energitap.

Dersom naturgassen skal transporteres i skip kan det gjøres i komprimert form (**CNG–Compressed Natural Gas**) med høyt trykk (opp til 300 bar) eller i flytende og sterkt nedkjølt form (**LNG– Liquified Natural Gas**). Både LNG- og CNG-kjeden består av et produksjonsanlegg, distribusjonskanaler (skip eller tankvogner), mottaksanlegg og lokal distribusjon (tankvogner eller lavtrykksrør). CNG er sjeldent funnet å være en aktuell løsning for transport over noe større avstander. Dette skyldes både høye kostnader ved komprimering av gass, og ikke minst kostnadene ved logistikken. LNG har imidlertid vist seg å være en god løsning der det ikke er hensiktsmessig å bygge rørledninger og de senere årene er det bygget en rekke LNG produksjonsanlegg i Europa.

I Norge er det flere LNG og CNG produksjonsanlegg. Videre transport fra disse anleggene skjer med skip eller tankbil. Tabell 9-9 viser eksempelvis transmisjonskostnader over definerte avstander.

Tabell 9-9 Eksempler på transmisjonskostnader for naturgass over lange avstander. Kilde: Norconsult

Fraktkostnader	
Avstander	Kostnad [øre/Sm ³]
LNG-skip (store tankskip interkontinentalt)	10-15
HP-rør eksport (Europipe)	10-15
Kystgass (uten mottaksanlegg)	30-40

9.4.2 Distribusjon

Lokal distribusjon av naturgass kan gjøres på flere måter. I og med at det norske markedet domineres av lokale aktører, gjenspeiles distribusjonsmetoden av valgt løsning hos lokal leverandør. De dominerende distribusjonssystemene er:

- Lavtrykks rørledningsnett, dvs. lavere enn 10 bar (overtrykk)
- LNG i tankbil (alt. skip) til mottaksanlegg hos sluttbruker
- CNG i tankbil til mottaksanlegg hos sluttbruker

I områder der det finnes lavtrykks rørledningsnett er det vanskelig å konkurrere for løsninger med CNG og LNG, hovedsakelig på grunn av de høye produksjonskostnadene for sistnevnte. CNG benyttes i noen grad i stasjonære anlegg, men er mest vanlig i mobile anlegg (mindre volum), for eksempel gassbusser.

Tabell 9-10 viser eksempelkostnader ved å etablere et lavtrykks rørledningsnett. Det er her regnet med plastledning i PE-kvalitet, som er beregnet for høyere trykk enn hva som i dag er godkjent som lavtrykk. Materialet har høyere tetthet enn de rørmaterialene som har vært vanlige til nå, og som også skal kunne brukes for hydrogenanriket naturgass.

Tabell 9-10 Priser for etablering av lavtrykksrørledningsnett. Kilde: Norconsult

Priser komplett gassdistribusjon (kr/meter grøft)					
Rørdimensjon	63 mm	110 mm	160 mm	200 mm	280 mm
Basiskostnader					
- Gravearbeider	360	420	500	560	700
- Rørleggerarbeider	600	700	750	900	1 000
Eventuelle påslag					
Gravearbeider					
- Påslag Asfalt	730	800	860	920	1020
- Påslag Kommunal vei	-	-	-	-	-
- Påslag Fylkesvei	1030	1120	1200	1280	1420
- Påslag Sentrum - Ny bebyggelse	100	110	130	150	170
- Påslag Sentrum - Eldre bebyggelse	170	190	210	240	270
Rørleggerarbeider					
- Påslag Sentrum - Ny bebyggelse	120	140	150	180	500
- Påslag Sentrum - Eldre bebyggelse	240	280	300	360	600
Prosjektering og byggeledelse	15 %	15 %	15 %	15 %	15 %

Tabell 9-10 er satt opp på samme måte som Tabell 9-6 for fjernvarmetrasé og videre forklaring av forutsetningene til tabellen finnes i kapittel 9.2. Det er ikke tatt hensyn til påslag for kommunal vei, da det er krav til større overdekning for gassrør i vei enn for fjernvarme.

I tillegg til de oppgitte kostnadene må man ta med måle/reguleringskap (MR-skap) til hver enkelt kunde. Disse er avhengig av effektbehovet, og vil variere mellom 5-6 000 kroner for en bolig og opp til 100-200 000 kroner for en større industrielle bruker. For et typisk yrkesbygg eller større skole vil et MR-skap kunne beløpe seg til 50-60 000 kroner.

Langs kysten av Norge er det til dels store avstander mellom de potensielle kundene for bruk av naturgass. Det vil derfor ikke være naturlig å koble seg til et lavtrykks rørledningsnett for en stor andel av disse. Den beste løsningen vil da være LNG fraktet med bil eller skip, hvor man bygger et lokalt mottaksanlegg som betjener den spesifikke kunden, alternativt flere kunder i området. I Norge finnes det mindre tankskip med kapasiteter på 1 000 m³ til 7 500 m³ som brukes til regional distribusjon av LNG.

Det er etablert en Norsk Gassnorm som skal bidra til at myndighetenes krav til sikkerhet ivaretas. Normen er utviklet av naturgass- og utstyrleverandører i Norge, mens Norsk Gassenter sørger for videre oppfølging. Den tar for seg utforming, installasjon, kontroll og drift/vedlikehold av gassanlegg⁴ og reflekterer myndighetskrav, anerkjente tekniske løsninger, prosedyrer og praksis. Mer informasjon og selve normen finnes på www.gassnormen.no.

⁴ Begrepet ”gassanlegg” i Norsk Gassnorm omfatter:

- Det ytre forsynings/ distribusjonssystemet for gass, fra tank/flakesentral eller MR-stasjon (nedstrøms transmisjonssystemet)
- Fordelingssystemet for gass innvendig i bygg
- Det gassforbrukende utstyret

10Referanser

- Andresen, I. (2008). *Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergiboliger og passivhus. En introduksjon.* SINTEF Byggforsk.
- Bedilion, R. (2013). *Modeling Technology Learning for Electricity Supply Technologies.*
- Bloomberg New Energy Finance. (2013). *World Energy Perspective - cost of energy technologies.* World Energy Council.
- BP Statistical Review of World Energy. (2013). Hentet fra http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf
- Bye, T. M. (2002). *Grønne sertifikater og læring.* Statistisk sentralbyrå.
- Direktorat for økonomistyring. (2014). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser.* Oslo: Fagbokforlaget Vigmostad & Bjørke AS.
- DOE/NETL. (2013). *Quality guidelines for energy system studies. Technology Learning Curve.* 341/081213.
- EIA, Independent Statistics and Analysis. (2013). *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants.* U.S. Energy Information Administration.
- Elforsk. (2011). *El från nya och framtida anläggningar 2011.* Elforsk.
- Elforsk. (2012). *Teknikbevakning av bränsle-cellsområdet - Elforsk rapport (13:30).* Elforsk.
- Elforsk. (2014). *El från nya och framtida anläggningar.* Elforsk.
- Energirapporten. (2014). *Utgave 13.*
- Enova. (2013). *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013.*
- EPIA. (2014). Market Report 2013.
- European Solar Thermal Industry Federation. (2012). *Strategic Research Priorities for Solar Thermal Technology.*
- EWEA . (2014). *Offshore wind energy.* EWEA. Hentet oktober 2014 fra [http://www.ewea.org/wind-energy-basics/offshore/.](http://www.ewea.org/wind-energy-basics/offshore/)
- EWEA. (Juli 2014). *The European offshore wind industry - key trends and statistics 1st half 2014.* European Wind Energy Association.

EWEA. (Januar 2014). *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2013*. EWEA - The European Wind energy Assosiation.

Fraunhofer ISE. (2013). *Levelized Cost of Electricity, Renewable Energy Technologies*.

Grønli, M. (1999). *Varmeproduksjon i bygninger. TR A4910*. Sintef Energi.

Hafslund. (2014, 9 29). Hentet fra
<http://www.hafslund.no/fjernvarme/fjernvarmenettet/3070>

Holte. (2014). *FDV-nøkkelen*.

IEA. (2010). *Tecnology Roadmap - Nuclear Energy*. IEA.

IEA. (2011). *Technology Roadmap: Energy-efficient Buildings: Heating and Cooling Equipment*.

IEA. (2012). *Technology Roadmap. Bioenergy for Heat and Power*.

IEA. (2013). *Nordic Energy Technology Perspectives*.

IEA. (2013). *World Energy Outlook 2013*..

IEA. (2014). *Heating without global warming*.

IEA. (2014). *Medium-Term Market Report for Renewable Energy*.

IEA. (2014). *World Energy Outlook Factsheet Nuclear*. IEA.

IEA ETSAP. (2010). *Coal-Fired Power*.

IEA ETSAP. (2012). *Gas-Fired Power*.

IEA ETSAP. (2013). *Fuel Cells for Stationary Applications*.

IEA Wind Task 26. (2012). *The past and future cost of wind energy*.

IEA-ETSAP. (2013). Heat pumps. Technology policy brief. http://www.iea-etsap.org/Energy_Technologies/Energy_Supply/Heat_Pumps.asp.

IEA-RETD. (2013). *Study on Cost and Business Comparison of Renewable vs. Non-renewable Technologies (RE-COST)*. IEA - RETD.

IEA-RETD. (2013). *Study on Cost and Business Comparison of Renewable vs. Non-renewable Technologies (RE-COST)*. IEA-RETD.

IEA-SHC. (2013). *Country report - Norway*.

IEA-SHC. (2014). *Solar Heat Worldwide*.

Intercontinental Exchange (ICE). (2014). *End of Day Report*. Hentet fra www.theice.com
14. april 2014

Junginger, M., Faaij, A., Björheden, R., & Turken, W. (2005). Technological learning and cost reductions in wood fuel supply chains in Sweden. *Biomass and Bioenergy* 29 (6), ss. 399–418.

Junginger, M., Visser, E., Hjort-Gregersen, K., Koornneef, J., Raven, R., & Faaij, A. (2006). Technological learning in bioenergy systems. *Energy Policy*, 34 (18), ss. 4024–4041.

Klimakovteforskriften. (2004). *Forskrift om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser*. Hentet fra https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-12-23-1851#KAPITTEL_1

Melbye, A., Rørstad, P., & Killingland Magnus. (2014-41). *Bioenergi i Norge*. NVE.

Multiconsult. (2012). *Technological and Cost Development Trends, Fagutredning 2 til strategisk konsekvensutredning havvindkraft*. NVE.

Nasdaq. (2014). Hentet fra <http://www.nasdaq.com/> 3. april 2014

Norconsult. (2014). *Oppdragsdatagrunnlag for NVE - kostnadsdata for kraftproduksjon fra utvalgte teknologier*.

Norheim, A., Eikrem, T., Bernhard, P., Sollnesnes, G., & Bugge, L. (2011). *Mulighetsstudie biokraft*. Norsk Energi, Kanenergi for Enova SF.

NS 3031:2014. (u.d.). *Beregning av bygningers energiytelse. Metode og data. Vedlegg B*.

NVE. (2009). *Vindkart for Norge*.

NVE. (2010). *Kostnadsgrunnlag for vannkraftverk*. Oslo: NVE.

NVE. (2010). *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*.

NVE. (2011-2). *Fornybarandel i avfall til norske forbrenningsanlegg. Oppdragsrapport*.

NVE. (2011-5). *Grunnvarme i Norge – kartlegging av økonomisk potensial. Oppdragsrapport*.

NVE. (2011-9). *Energi fra overflatevann i Norge –kartlegging aav økonomisk potensial. Oppdragsrapport*.

NVE. (2014). *Beregning av økonomiks potensial vannkraft*. Oslo: NVE.

NVE. (2014). *Energibruksrapporten 2013*.

NVE. (2014). *Forslag til nytt vektsystem i modellen for å fastsette kostnadsnormer i regionalnettene.*

NVE. (Desember 2012). *Havvind - Strategisk konsekvensutredning.* NVE - Norges vassdrags- og energidirektorat.

OECD/IEA. (2010). *Energy technology perspectives 2010-Scenarios and Strategies to 2050.*

Offshore windenergi. (2014). *Rest of the World.* Offshore Windenergi: hentet 20.10.2014 fra <http://www.offshore-windenergi.net/en/politics/international/rest-of-the-world>.

Oljedirektoratet. (2011). *Miljøteknologi. Kartlegging av tilgjengelig miljøteknologi for petroleumsindustrien på norsk sokkel.*

Oslo kommune, Klima- og energifondet. (2014).

Pedersen Haugerud, L., Etterstøl, A., Fiksen, K., & Solli Haukaas, M. (2013). *Fjernvarmens rolle i energisystemet.* Oslo: NVE.

Power-technology.com. (2014, 9 3). Hentet fra <http://www.power-technology.com/projects/peterhead-carbon-capture-and-storage-ccs-project-scotland/>

Prognosesenteret. (2009). *Kostnader ved installasjon av vannbåren varme.* Trondheim: Enova.

Shell Norge. (2014). *Veiledende utsalgsspriser på drivstoff og brensel.* Hentet fra <http://www.shell.no/products-services/solutions-for-businesses/services/fuel-pricing.html#importpunkt18082014> september 2014.

Sinclair Knight Marz. (2011). *ERC0115 - Data for simple cycle costs for developing an index for the Market Price Cap.* Australian Energy Market Comission. <http://www.aemc.gov.au/Media/docs/SKM%20Report-4c9ee715-1d1e-4925-b15f-04ce42824db8-0.pdf>.

SINTEF. (2014). *Planleggingsbok for kraftnett.* Hentet fra <http://www.sintef.no/Projectweb/Planbok>

Sintef Byggforsk. (2010). *700.320 Intervaller for vedlikehold og utskifting av bygningsdeler.*

Siragrunnen AS. (2012). *Konsesjonssøknad for Siragrunnen offshore vindkraftverk.* Havgul Clean Energy.

Skreiberg, Ø. (2011). *Small-scale biomass CHP recommendations for Norway.* Sintef.

SSB. (2014). *Elektrisitet, årstall, 2012.*

Statoil. (2014). Hentet fra <http://www.statoil.no/> 16. april 2014

the Carbon Trust. (Mai 2014). *Detailed appraisal of the offshore wind industry in China.*
the Carbon Trust.

THEMA Consulting Group. (2014-3). *Status for energiutnyttelse av avfall i Norge. Avfall Norge.*

Toll- og avgiftsdirektoratet. (2014). *Avgift på Elektrisk Kraft. Rundskriv nr. 10/2014 S.*

Ventosa, I. (2013). *Incineration overcapacity and waste shipping in Europe: the end of the proximity principle?*

Verneplan I-V.

World Nuclear Association. (2014, September). *Nuclear Basics.* Hentet fra world nuclear association: <http://www.world-nuclear.org/Nuclear-Basics/>

World Nuclear Association. (2014, Oktober). *Small Nuclear Power Reactors.* Hentet fra <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Power-Reactors/Small-Nuclear-Power-Reactors/>

World Nuclear Association. (2014). *The Economics of Nuclear Power.*

World Nuclear Association. (2014-2). *The Economics of Nuclear Power.* Hentet fra <http://www.world-nuclear.org/info/Economic-Aspects/Economics-of-Nuclear-Power/>

ZEP. (2011). *The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage.* Hentet fra <http://www.zeroemissionsplatform.eu/library/publication/165-zep-cost-report-summary.html>

Zijdemans, D. (2012). *Vannbaserte oppvarmings- og kjølesystemer.* Skarland Press.

11 Vedlegg A Metodikk energieffektivisering

Dette vedlegget inneholder Multiconsults beskrivelse av metodikken som ble brukt i dette arbeidet, trinn for trinn.

11.1 Definere standard på gjennomsnittsbygget samt bygningsmodeller

For hver av bygningskategoriene har vi definert et gjennomsnittsbygg relatert til dagens bygningsmasse. Vi har benyttet delresultat fra Enovas "Potensial- og barrierestudie" i 2011 til å bestemme gjennomsnittbyggets tekniske tilstand. Multiconsult utførte den del av studien som tok for seg næringsbygg, mens tilsvarende studie for boliger ble utført av Prognosesenteret. I disse to studiene ble arealet av Norges eksisterende bygningsmasse i 2010 fordelt ut på byggeårsperioder. I næringsbyggstudien ble det gjort en vurdering i forhold til andeler av bygningsmassen som har blitt rehabilert/oppgradert og som dermed gav en viss «forskyning» fra eldre til nyere TEK ift oppgraderinger utført på eldre bygg. I boligstudien ble det angitt andeler i hver byggeårsperiode som har utført hhv. vindusutskiftning, etterisolering vegg og etterisolering tak/loft. På dette underlaget har vi nå i dette prosjektet funnet hvilken byggeårsperiode (TEK) og tekniske tilstand som hovedvekten av hver bygningskategori tilhører.

Videre har vi definert bygningsmodeller for gjennomsnittsbygget i hver bygningskategori til bruk i energiberegningssprogrammet SIMIEN. Vi har benyttet de bygningsmodeller (og SIMIEN-filer) som har dannet grunnlaget for fastsettelse av energirammekravene i TEK07 og TEK10, samt fastsettelse av energikarakterskalaen i energimerkeordningen. (Vi har fått tillatelse til dette av DiBK som er formell eier disse filene.) Det er den samme inndeling i bygningskategorier, bortsett fra at bygningskategorien "lett industri/verksted" er utelatt i dette prosjektet.

Multiconsult har siden 2008 bidratt til etablering og videreutvikling av energimerkesystemet på oppdrag for NVE. I forbindelse med siste revisjon av energikarakterskalaen gjorde vi en utredning (Notat 05: "Revisjon av energikarakterskala", datert 27. august 2012) som viste at TEK-bygningsmodellene for de ulike bygningskategoriene med ett unntak representerte den energimerkede bygningsmassen på en god måte i forhold til størrelse på byggene. Unntaket gjaldt bygningskategorien barnehage. TEK-bygningsmodellen for barnehage er et lite bygg på kun 300 m², mens arealfordelingen til de energimerkede barnehager viste at hovedvekten av bygg var vesentlig større og med gjennomsnitt på 1043 m² den gangen. Vi har derfor gjort en ny og nærmere vurdering av kategorien barnehage, og vurdert om TEK-bygningsmodellen representerer gjennomsnittsbygget på en god nok måte.

I oppdraget "Analyse av energibruk i undervisningsbygg" som Multiconsult m.fl. gjorde for NVE i 2014, ble det samlet inn statistikk og data for et stort antall barnehager. Her fremkommer at gjennomsnittsarealet (eller median) har økt kraftig fra 1950 og frem til i dag. Når vi i dette prosjektet skal se på et gjennomsnittsbygg som skal oppgraderes, er det bygningsmassen av barnehager i periodene 1970-89 samt 1990-99 som representerer det

største antallet, hvor areal derfor ikke noen grunn til i stedet å benytte passivhusbygningsmodellen på 1000 m².

11.2 Definere passivhusnivå

Gjennomsnittsbygget skal oppgraderes til passivhusnivå. Vi har i denne sammenhengen definert passivhusnivå til å være det nivået på bygningsdeler og komponenter som gjør at kriteriene i passivhusstandarden NS 3700 / NS 3701 tilfredsstilles. Som utgangspunkt er det benyttet komponentverdiene fra underlagsmaterialet for fastsettelse av passivhusstandarden, men det har vært nødvendig med korrigeringer av noen verdier (skyldes bruk av ulike bygningsmodeller) for å oppfylle passivhuskriteriene.

11.3 Utarbeide/definere variabler for energibesparelse på tiltak

Årlig energibesparelse for et tiltak skal oppgis med intervallene høyt, lavt og median. Det er flere typer variabler og usikkerheter som inngår i en energiberegning og som skaper et intervall for energibesparelsen:

1) Variasjon i tiltak som følge av ulik tilstand og ulike egenskaper / komponentverdier i forhold til det som vi har bestemt er mest representativt for et gjennomsnittsbygg, herunder variasjon i hvilken historisk TEK som danner utgangspunktet.

Median energibesparelse: Beregnes for gjennomsnittsbyggets standard, som i hovedsak er normal bygeskikk etter TEK69, som oppgraderes til passivhusnivå.

Lav energibesparelse: Beregnes for bygninger som har en noe bedre standard, i hovedsak normal bygeskikk etter TEK87, som oppgraderes til passivhusnivå.

Høy energibesparelse: Beregnes for bygninger som har en noe dårligere standard, i hovedsak normal bygeskikk før TEK49, som oppgraderes til passivhusnivå.

Det er vurdert og funnet parameterverdier på bygningskropp og tekniske anlegg representative for hver av disse byggeperiodene/standardene. Vi har tatt utgangspunkt i energikravene i de relevante historiske tekniske byggeforskrifter (TEK), men har gjort vurderinger i forhold til hva som faktisk var vanlig bygge- og isolasjonsstandard på den tiden. Ofte var dette bedre enn forskriftskravene i TEK69 og TEK49. For de forhold som det i tidligere TEK ikke var satt energikrav til, er det gjort en vurdering i forhold til veiledede verdier, vanlige tolkninger, samt hva som var vanlige løsninger og kvalitet på tekniske anlegg på den tiden etc. Vi har vurdert og tatt hensyn til naturlige utskiftninger og oppgraderinger underveis, dvs. for de eldste næringsbyggene er det eksempelvis et fåttall som fortsatt har den samme ventilasjonsløsning som da bygget ble oppført. De fleste har underveis gjort en oppgradering til nyere balanserte ventilasjonsanlegg med en form for varmegenvinning.

2) Variasjon i tiltak hvor brukstid/ driftstid og innetemperatur er en parameter, fordi virkelig bruk i bygg ikke er eksakt lik den standardiserte fra NS 3031, men fordi dette varierer.

Lav energibesparelse: Standardverdier for driftstider og temperaturer er gitt av NS 3031, som benyttes i energiberegning mot energikrav i TEK samt energimerkeordningen. NVE

ønsker at disse standardverdiene benyttes for beregning av lav energibesparelse, da både driftstider og temperaturer oftest er høyere.

Median energibesparelse: Legger på + 1,5 timer/døgn på driftstiden samt + 1 °C på setpunkt oppvarming og – 1 °C på setpunkt kjøling, i forhold til standardverdiene i NS 3031.

Høy energibesparelse: Legger på + 3 timer/døgn på driftstiden samt + 2 °C på setpunkt oppvarming og – 2 °C på setpunkt kjøling, i forhold til standardverdiene i NS 3031.

I SIMIEN-simuleringene har vi ikke lagt inn lav luftmengde utenfor driftstid (ref. NS 3031), men kun luftmengde i driftstid og da med en utvidet driftstid i "median" og "høy" energibesparelse.

3) Variasjon i besparelse for bygningsmessige tiltak som følge av variasjon i klima slik at eksempelvis besparelsen for etterisolering er større i kaldere klima enn i varmere.

Median energibesparelse: Oslo benyttes da dette i NS 3031 og passivhusstandardene regnes som representativt / gjennomsnittsklima i Norge.

Lav energibesparelse: Bergen er funnet som moderat ytterpunkt for beregning av lav energibesparelse (ønsket av NVE).

Høy energibesparelse: Etter test-simuleringer av ulike steder med hardere klima er Narvik funnet å være passende moderat ytterpunkt for beregning av høy energibesparelse.

Trondheim og Bodø gir for liten endring fra Oslo-klima, mens Tromsø og Røros gir for stor endring tatt i betraktning hvor hovedvekten av Norges befolkning bor.

4) Variasjon i bygningsutforming (formfaktor) og bygningens størrelse (areal og volum), som innvirker på beregnet spesifikk energibruk til oppvarming spesielt, og som derfor avviker fra definert bygningsmodell.

Det er avtalt med NVE at overnevnte forhold ikke tas med som variabel i energiberegningene.

Grensene for høy og lav energibesparelse er forsøkt satt fornuftig i forhold til at det skal være et sannsynlige intervall som favner de fleste forhold, og det er ikke tatt hensyn til det fåtallet tilfeller hvor energibesparelsene av ulike grunner kan bli unormalt høye eller lave. Vi har altså lagt oss på en moderat linje for alle variasjonene.

For beregning av lav energibesparelse for tiltakene er det i bygningsmodellene (SIMIEN-filene) som utgangspunkt lagt inn komponentverdier for bygningskropp og tekniske anlegg som angitt for lav energibesparelse dvs. etter TEK87, samtidig med driftstid og temperaturer som angitt over for lav energibesparelse dvs. standardverdiene i NS 3031, samt klimaet som angitt for lav energibesparelse dvs. Bergensklima. Tilsvarende er gjort for median og høy energibesparelse.

11.4 Utarbeide/definere tiltaksliste og tilhørende endringer i komponentverdier som bringer gjennomsnittsbygget opp til passivhusnivå.

NVE hadde på forhånd angitt et sett med energieffektiviseringstiltak som var ønsket medtatt (som et minimum). Vi har utvidet tiltakslisten noe slik at vi dekker alle de endringer i komponentverdier som tilsammen bringer gjennomsnittsbyggets energibruk ned til passivhusnivå. Tiltakslista er angitt i kapittel 2. Det bemerkes at i tiltaket "etterisolering av yttervegg" inngår i tillegg til forbedring av U-verdi også forbedring av kuldebroverdi og noe forbedring av lekkasjetall. Og i tiltaket "utskifting vinduer og dører" inngår i tillegg til forbedring av U-verdi også noe forbedring av lekkasjetall. For å oppnå lekkasjetall på passivhusnivå kreves dermed at både etterisolering av yttervegg og utskifting av vinduer og dører utføres. Tilsvarende for å oppnå gjennomsnittlig belysningseffekt på passivhusnivå kreves at både energieffektiv belysningsutstyr og styringssystem. For å oppnå gjennomsnittlig virkningsgrad varmegjenvinner hhv. SFP på passivhusnivå, kreves at behovsstyring ventilasjon (DCV) også utføres.

Det er også tatt med EOS og SD-anlegg som tiltak. Disse kan man si er driftstiltak, som i høyeste grad er aktuelt – ikke bare for passivhus men for alle byggtyper på alle mulige tekniske nivå, - og som erfaringssvis gir en god energibesparelse.

Tiltakslisten ikke er uttømmende. Det finnes også andre typer tiltak som eksempelvis flere typer drifts- og bruksmessige tiltak, tiltak på tappevannsanlegg, sentralvarmeanlegg der dette finnes, tiltak på kjøleanlegg der dette finnes og tiltak på utendørsanlegg der dette finnes.

Det bemerkes også at i vellykkede energieffektiviseringsprosjekter i byggporteføljer oppnås gode resultater ikke bare som følge av gjennomførte tiltak på bygningskropp og tekniske anlegg, men minst like viktig er å jobbe aktivt med energiledelse, drift, avviksoppfølging og optimalisering.

Vi har utarbeidet oversikter over de komponentverdier som er vurdert som representative og som benyttes inn i energiberegningene.

11.5 Utføre energiberegninger

Det er gjennomført energisimuleringer i SIMIEN-filene (årssimulering) for hvert enkelt tiltak på hver av bygningskategoriene etter tur. Det er altså gjort endringer i komponentverdier for ett tiltak av gangen, for hhv. lav, median og høy energibesparelse. Resultatene av simuleringene er satt inn i system i excelark for utregning av energibesparelse per tiltak.

Et eksempel er at energibesparelsen for natt- og helgesenkning på oppvarmingssystemet blir mindre dersom bygningskroppen allerede er etterisolert, og vice versa. Et annet eksempel er at energibesparelsen for styringssystem belysning blir mindre dersom det allerede er skiftet til energieffektiv belysningsutstyr, og vice versa. Et tredje eksempel er at energibesparelsen for forbedring varmegjenvinner ventilasjon blir mindre dersom behovsstyring ventilasjon (DCV) allerede er utført, og vice versa.

Merk at det er reduksjonen i byggets netto energibehov som er beregnet og presentert. Dvs. at reell energibesparelse for levert (kjøpt) energi kan være en annen, avhengig av

type energikilde til byggets oppvarmingssystem samt kjølesystem og tilhørende systemvirkningsgrader. Det vises til veiledende systemvirkningsgrader i NS 3031. Beregnet og presentert LCOE for tiltakene kan således sies å være nøytralt i forhold til energikilder og oppvarmings/kjølesystem. Men det fungerer slik at om bygget har fjernvarme, olje, el.kjel eller biokjel vil lønnsomheten i etterisoleringstiltak øke, mens om det har varmepumpe eller solvarme vil tiltakets lønnsomhet reduseres. Har bygget fjernkjøling vil lønnsomheten i solskjermingstiltaket øke, mens om det er tradisjonell kjølemaskin vil tiltakets lønnsomhet reduseres.

11.6 Utarbeide/definere variabler for tiltakskostnader

Tiltakenes investeringskostnad skal oppgis med intervallene høyt, lavt og median. Det er også her flere typer variabler og usikkerheter som påvirker faktisk kostnad i et oppgraderingsprosjekt og som således skaper et intervall:

- 1) Eksisterende tilstand på bygning / teknisk system, herunder variasjon i hvilken historisk TEK som danner utgangspunktet for gjennomsnittsbygget

Normalt vil kostnaden øke jo dårligere utgangspunktet er. Eksempelvis er det mer kostbart å etterisolere et bygg fra før TEK49 til passivhusnivå i forhold til et bygg fra etter TEK87, da det kreves en større utforing og isolasjonstykke.

- 2) Variasjoner av tiltaksløsninger / materialer / utstyr

Kostnaden kan variere betydelig avhengig av selve løsningen/utførelsen av tiltaket. Eksempelvis er det rimelig å etterisolere på et kaldloft mens det kan være meget kostbart å etterisolere utvendig på yttertak.

Tiltakene etterisolering av vegg og tak kan ha en meget stor investeringskostnad som oftest gjør tiltaket ulønnsomt i seg selv til tross for store energibesparelser. Slike tiltak er derfor mest aktuelle ifm. nødvendig vedlikehold / oppgradering av bygningen, hvor man da til sammenligning kun får en beskjeden merkostnad ved samtidig å etterisolere. Dvs. samtidig etterisolering når likevel fasadekledningen må byttes. Og samtidig etterisolering når likevel taket må omtekkes. Dermed finnes det også et sett med investeringskostnader («merkostnader») gjeldende for tilfeller med vedlikeholdsbehov/ behov for utskifting ved endt teknisk levetid for de respektive bygningsdelene. Etter avtale med NVE utgjør disse merkostnadene "lav kostnad"-alternativet for nevnte tiltak.

Tiltakskostnadene vil dessuten kunne reduseres om det utføres andre vedlikeholds- eller ombyggingstiltak samtidig. Dette er det imidlertid ikke regnet med her.

Det kan også være kvalitets- og kostnadsvariasjoner i materialer og utstyr som benyttes.

- 3) Konkuransen i markedet, geografiske variasjoner, egeninnsats fra byggeier/ driftspersonellet

Konkuransen i markedet har stor innvirkning på prosjektpisen, og gjør at samme tiltak kan variere mye i pris avhengig av når og hvor i landet det utføres. Dette kan øke høy kostnad ytterligere eller tilsvarende redusere lav kostnad ytterligere.

Vi har ikke regnet med egeninnsats fra byggeier / driftspersonell.

4) Byggets størrelse og kompleksitet, stedlige forhold, etc.

Tiltakskostnaden øker med størrelsen og kompleksiteten på bygget. Den spesifikke tiltakskostnaden [kr/m²] som vi regner med vil derimot minke med økende størrelse på bygget. Dette fordi de faste kostnadene i et tiltak vil utgjøre en større andel av den totale kostnaden jo mindre bygget er, så som rigg og drift, byggeledelse og prosjektering. Et annet eksempel er kostnaden for energioppfølgingssystem (EOS) som ofte er uavhengig av størrelsen på bygget, og dermed blir spesifikk tiltakskostnad [kr/m²] mindre jo større bygget er. Ved fastsettelse av kostnadene er det imidlertid størrelsen på bygningsmodellene for bygningskategoriene som har dannet grunnlaget.

Det er tiltakets totalkostnad som bestemmes, som da inkluderer nødvendig prosjektering, byggeledelse, rigg og drift, alle arbeidskostnader og materialkostnader.

Grensene for høy og lav kostnad er forsøkt satt fornuftig i forhold til at det skal være sannsynlig kostnadsintervall som favner de fleste situasjoner, og det er ikke tatt hensyn til det fåtallet tilfeller hvor kostnadene av ulike grunner kan bli unormalt høye. Vi har altså lagt oss på en moderat linje for alle variasjonene.

Det bemerkes at tiltak selvfølgelig også kan gjennomføres med begrunnelse i f.eks. behov for oppgradering av bygningen og tekniske anlegg, pga. komforhensyn / bedring av innemiljøet, sikkerhet med mer. I disse tilfellene er altså ikke energieffektivisering hovedmålet, men en bieffekt av nødvendig utskifting. Eksempelvis om utskifting av belysningen blir nødvendig pga. for lengst overskredet levetid og krav fra leietaker, vil man med nye lysarmaturer sannsynligvis oppnå en energibesparelse som følge av at teknologien har gått fremover og lysarmatur og lyskilder har blitt mer energieffektive, selv om energieffektivisering egentlig ikke er fokuset.

11.7 Innhente/bestemme investeringskostnader

Det er satt investeringskostnader for hvert enkelt tiltak, med angivelse av høy, lav og median kostnad i norske 2014-kroner. Det er gjort en vurdering av variasjoner bygningskategoriene imellom. Da oppdraget fokuserer på samfunnsøkonomiske kostnader er skatter og avgifter holdt utenfor. Tiltakskostnadene er i stor grad hentet fra Holte Kalkulasjonsnøkkelen og/eller Norsk Prisbok (<https://www.norskprisbok.no/>) der dette har vært mulig/fornuftig, og ellers estimert basert på erfaringstall som Multiconsults fagekspertise innehar og som bl.a. er basert på innhentede anbud i rehab- og nybyggprosjekter. For etterisoleringstiltakene er det angitt enhetskostnader som eksempelvis kr/m² veggflate, og dette er derfor regnet om til kr/m² BRA.

Tiltakskostnadene er avstemt ut fra de forskjellige kildene. Generelt kan sies at kostnadstallene for de bygningsmessige tiltakene er nokså sikre da det er gjort detaljerte kostnadsberegninger ut fra enhetspriser i Holte Kalkulasjonsnøkkelen. For ventilasjonstiltakene og automasjonstiltakene er det litt større usikkerhet grunnet mindre tallunderlag. For belysningstiltakene er det noe større usikkerhet pga. at prisene i Holte Kalkulasjonsnøkkelen ikke er oppdaterte på mange år i forhold til endret markedssituasjon. Dessuten er det store forskjeller mellom disse og nøkkeltallene i Norsk Prisbok 2014.

11.8 Bestemme drifts- og vedlikeholdskostnader

Det er bestemt drifts- og vedlikeholdskostnader for relevante tiltak. Merk at det kun er evt. differanse i disse kostnadene før og etter tiltaket som er relevant å ta med. Dette gjelder derfor årlege servicekostnader ventilasjonsanlegg for småhus og boligblokk der det kun var naturlig ventilasjon eller mekanisk avtrekk fra tidligere, men nå er etablert balansert ventilasjonsanlegg. Og det gjelder årlege lisenskostnader for EOS.

11.9 Bestemme teknisk levetid

NVE har besluttet at det er forventet teknisk levetid som skal benyttes i LCOE-beregningen (og ikke økonomisk levetid). Som referanse for de bygningsmessige tiltakene har vi sett på "Byggforskserien 700.320 Intervaller for vedlikehold og utskifting av bygningsdeler". Levetiden er imidlertid satt til 60 år for etterisoleringstiltakene og 30 år for vinduer da dette er bransjenormen i LCC-beregninger. For de øvrige tiltakene har vi sett på "Holte Byggsafe FDV-nøkkelen, intervaller og levetider" for de respektive installasjoner i tiltakene.

11.10 Tiltaksbeskrivelser

Hvert av tiltakene er forklart/beskrevet med innhold, komponentverdier og forutsetninger ved beregning av høy, lav og median energibesparelse. Likeså forutsetninger for valgte kostnader høy, lav og median. Se vedlegg A.

11.11 Beregne LCOE

LCOE (levelized cost of energy) representerer en energipris i kr/kWh for å oppnå «break even» for energieffektiviseringen. Dette er investeringskostnaden pluss diskonerte drifts- og vedlikeholdskostnader, delt på diskontert energibesparelse, regnet over tiltakets tekniske levetid. NVE har bestemt at det skal benyttes en diskonteringsrente på 4 %.

For hvert enkelt tiltak på hver av bygningskategoriene er det beregnet høy, lav og median LCOE og laget tilhørende grafiske fremstillinger. For etterisoleringstiltakene og ventilasjonstiltakene spesielt er det slik at energibesparelse og kostnad er gitt av teknisk førtilstand (TEK-referanse) og derfor benyttes sammen for utregning av tilhørende LCOE. Med få unntak er det før øvrige tiltak slik at høyeste investeringskostnad i kombinasjon med laveste energibesparelse utgjør det ene ytterpunktet, og laveste investeringskostnad i kombinasjon med høyeste energibesparelse utgjør det andre ytterpunktet. Median investeringskostnad og median energibesparelse gir median LCOE som den mest sannsynlige verdi.

12 Vedlegg B Resultater

Tabellene under oppsummerer henholdsvis lav, median og høy LCOE for alle energieffektiviseringstiltakene for alle byggtypene. Celler merket med «-» markerer at tiltaket ikke er relevant for den aktuelle byggetypen.

Lav LCOE [kr/kWh]	Småhus	Boligblokk	Barnehage	Kontor	Skole	Universitet og høgskole	Sykehus	Sykehjem	Hotell	Idrettsbygg	Forrening	Kulturbygg
Etterisolering vegg	0,56	0,42	0,38	0,46	0,47	0,45	0,43	0,29	0,35	0,52	0,43	0,43
Etterisolering tak	0,55	0,66	0,81	0,17	0,18	0,17	0,16	0,86	0,58	0,43	0,62	0,63
Etterisolering gulv	1,10	1,48	1,05	1,10	1,19	1,08	1,02	0,96	1,18	1,58	1,04	1,06
Skifte vinduer og dører	1,51	1,98	1,73	2,25	1,96	2,12	2,14	1,97	2,02	1,60	2,10	2,02
Varmegjenvinning ventilasjon	2,07	1,02	0,10	0,11	0,08	0,09	0,04	0,04	0,06	0,09	0,05	0,10
Natt- og helgesenkning	0,16	0,25	0,23	0,19	0,22	0,14	0,06	0,09	0,11	0,25	0,08	0,16
Energioppfølgingssystem	0,00	0,30	0,49	0,59	0,34	0,24	0,18	0,21	0,21	0,35	0,10	0,25
Forbedring SFP	-	-	0,28	0,26	0,17	0,25	0,28	0,32	0,38	0,11	0,27	0,20
Behovsstyring ventilasjon	-	-	8,91	0,99	8,27	1,30	1,08	6,50	0,54	9,00	0,30	2,07
Energieffektivt belysningsutstyr	-	-	4,18	0,30	2,49	0,47	0,48	3,54	0,13	4,41	0,08	1,40
Styringssystem belysning	-	-	0,06	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Automatisk solskjerming	-	-	0,27	0,73	0,48	0,50	0,37	0,45	0,37	0,26	0,45	0,42
SD-anlegg	-	-	-	0,21	-	0,33	1,09	-	0,88	-	0,33	0,41

Median LCOE [kr/kWh]	Småhus	Boligblokk	Barnehage	Kontor	Skole	Universitet og høgskole	Sykehus	Sykehjem	Hotell	Ildrettsbygg	Forretning	Kulturbrygg
Etterisolering vegg	2,83	1,80	1,73	1,40	1,37	1,33	1,23	1,03	1,02	1,52	1,26	1,25
Etterisolering tak	0,97	1,96	2,40	1,86	1,90	1,80	1,65	2,61	1,73	1,18	1,89	1,94
Etterisolering gulv	7,56	7,58	7,68	6,94	7,12	6,69	6,17	7,86	3,21	4,34	5,39	6,46
Skifte vinduer og dører	2,16	2,93	2,51	2,55	2,39	2,53	2,59	2,41	2,46	1,97	2,60	2,52
Varmegjenvinning ventilasjon	2,77	1,25	0,52	0,53	0,41	0,41	0,16	0,18	0,29	0,44	0,23	0,50
Natt- og helgesenkning	0,98	1,49	0,36	0,30	0,35	0,24	0,10	0,14	0,17	0,42	0,13	0,27
Energioppfølgingssystem	0,00	0,45	0,87	0,98	0,57	0,39	0,26	0,34	0,30	0,57	0,16	0,37
Forbedring SFP	-	-	0,59	0,72	0,49	0,72	1,24	1,13	1,15	0,16	0,85	0,43
Behovsstyring ventilasjon	-	-	10,03	2,93	12,2	3,17	2,04	8,12	1,64	13,8	1,43	4,35
Energieffektivt belysningsutstyr	-	-	3,35	0,71	2,87	0,89	0,68	2,96	0,32	5,93	0,35	2,17
Styringssystem belysning	-	-	1,23	0,17	0,27	0,15	0,08	0,17	0,17	0,14	0,11	0,23
Automatisk solskjerming	-	-	2,33	4,79	3,59	3,25	2,18	3,07	2,32	1,84	2,70	2,79
SD-anlegg	-	-	-	1,20	-	1,76	3,52	-	4,04	-	2,19	5,92

Høy LCOE [kr/kWh]	Snhåus	Boligblokk	Banehage	Kontor	Skole	Universitet og høgskole	Sykehus	Sykehjem	Hotell	Ildrettsbygg	Førreining	Kulturbrygg
Etterisolering vegg	4,97	3,68	2,95	2,95	2,12	2,72	2,21	2,94	1,39	2,26	2,35	1,88
Etterisolering tak	15,5	5,22	5,77	7,96	7,23	7,23	5,68	7,21	4,89	6,15	7,03	7,21
Etterisolering gulv	12,7	8,20	10,42	11,4	10,7	10,7	8,52	10,1	7,93	11,1	7,26	9,39
Skifte vinduer og dører	4,24	5,63	4,81	6,08	4,95	5,76	5,51	4,59	4,52	3,10	5,66	4,90
Varmegjenvinning ventilasjon	3,65	1,65	4,38	4,31	3,46	3,28	1,27	1,37	2,39	2,50	2,01	4,38
Natt- og helgesenkning	2,51	3,51	5,47	4,96	5,15	3,86	1,62	2,02	2,68	6,74	2,04	4,38
Energioppfølgingssystem	2,13	2,61	1,51	2,17	1,03	0,86	0,54	0,57	0,62	1,04	0,34	0,75
Forbedring SFP	-	-	1,26	3,02	2,28	2,96	3,95	3,51	3,37	0,67	3,18	1,60
Behovsstyring ventilasjon	-	-	45,88	11,3	54,6	11,2	5,77	30,7	9,43	40,4	5,70	14,0
Energieffektivt belysningsutstyr	-	-	18,68	3,15	17,6	3,58	2,18	14,7	2,15	22,6	1,61	7,80
Styringssystem belysning	-	-	12,18	3,90	4,31	3,52	1,76	2,30	2,53	1,99	2,50	2,94
Automatisk solskjerming	-	-	13,11	35,5	22,3	22,7	14,3	17,1	13,8	13,2	18,9	16,4
SD-anlegg	-	-	-	3,03	-	5,65	999	-	88,5	-	7,06	12,7

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

Utgitt i Rapportserien i 2015

Nr. 1 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 3.1. Andrea Taurisano/NIFS.

Nr. 2 Kostnader i Energisektoren. Kraft, varme og effektivisering. David Weir.



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

