

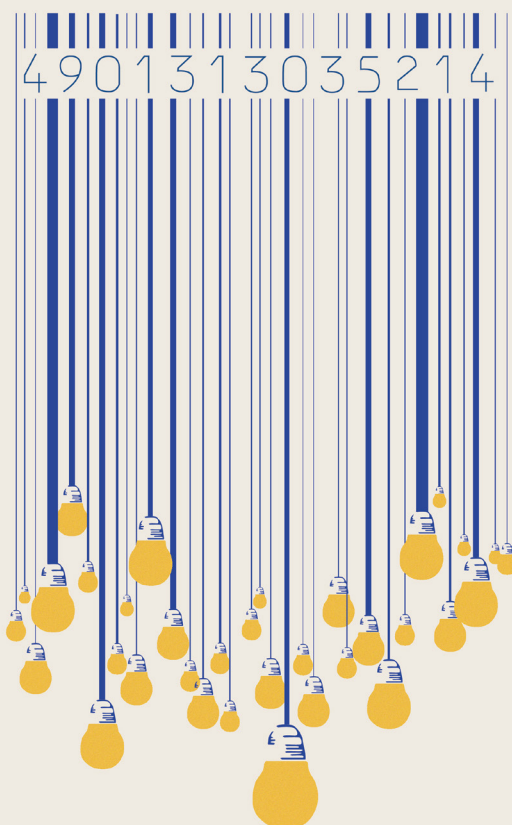


Kostnader i energisektoren

Et sammendrag

2
2015

R
A
P
P
O
R
T



Kostnader i energisektoren

Et sammendrag

Rapport nr 2/2015 del 2

Kostnader i energisektoren

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Prosjektleder: Karen Nybakke

Redaktør: David Edward Weir

Forfattere:

Maria Sidelnikova, David Edward Weir, Lisa Henden Groth, Karen Nybakke, Kjell Erik Stensby, Benedicte Langseth, Jon Erling Fonnelop, 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

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 forvaltningsetat 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 beheftet 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 i 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 beheftet 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, brenselpriser 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 kilowatttime for et tiltak over en antatt økonomisk levetid (se kapittel 4.1). Energikostnaden reflekterer således investeringskostnader, brenselkostnader, faste og variable drifts- og vedlikeholdskostnader, finansieringskostnader og en antatt utnyttelsesgrad (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 utelatt, med unntak av el- og brenselavgifter 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 rammebetingelser 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 gjennomsnittsbetraktninger, 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 årsvirkningsgraden, 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* utviklingstrender 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.

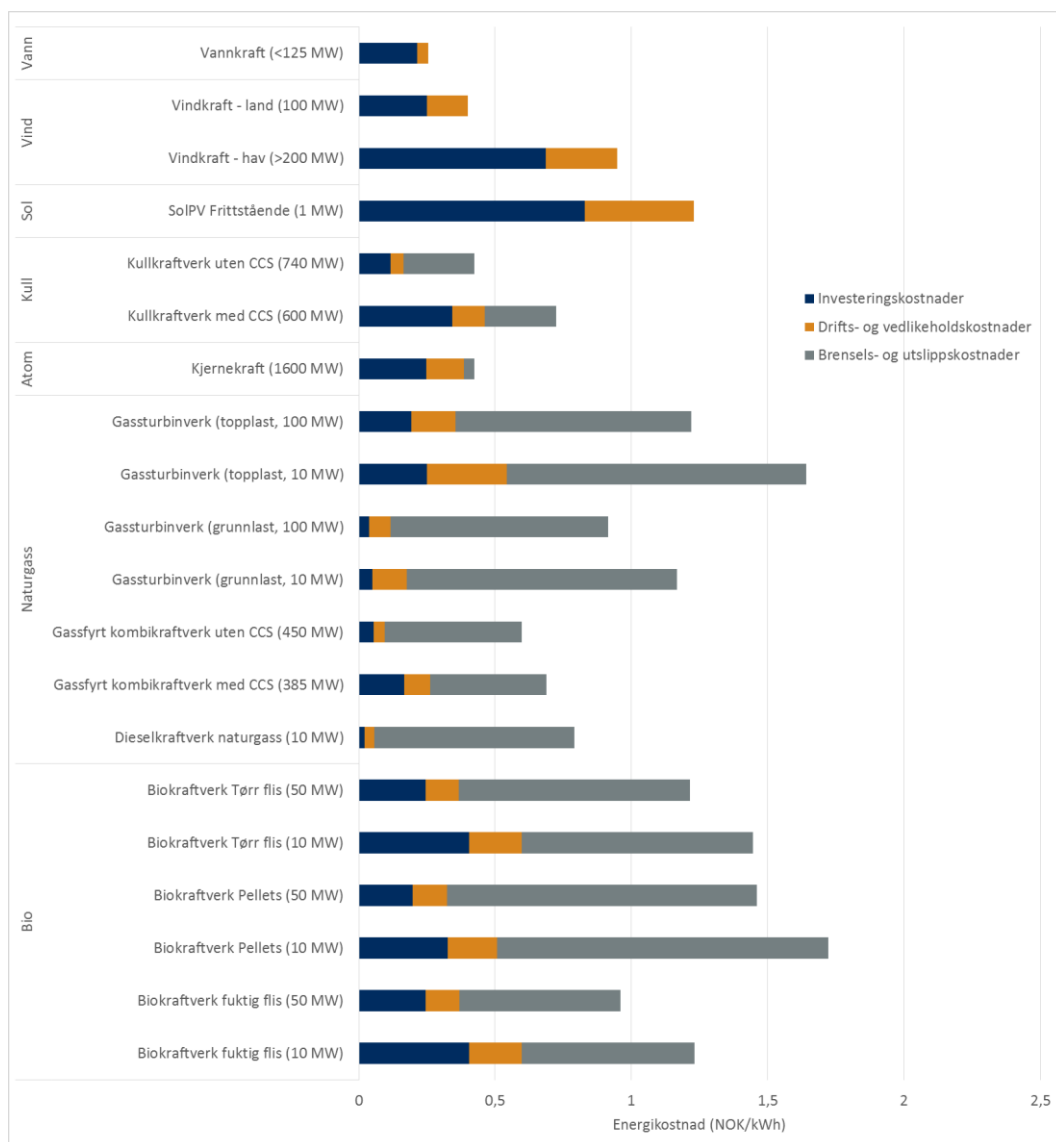
Alle kostnadsanslag er beheftet med usikkerheter. Usikkerheten i kostnadsgrunnlaget varierer også mye for de ulike teknologiene avhengig av modenhet, tilgjengelig statistisk grunnlag og driftserfaringer i Norge. Av den grunn er usikkerheten i kostnadene for vannkraft og vindkraft mindre enn for teknologier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

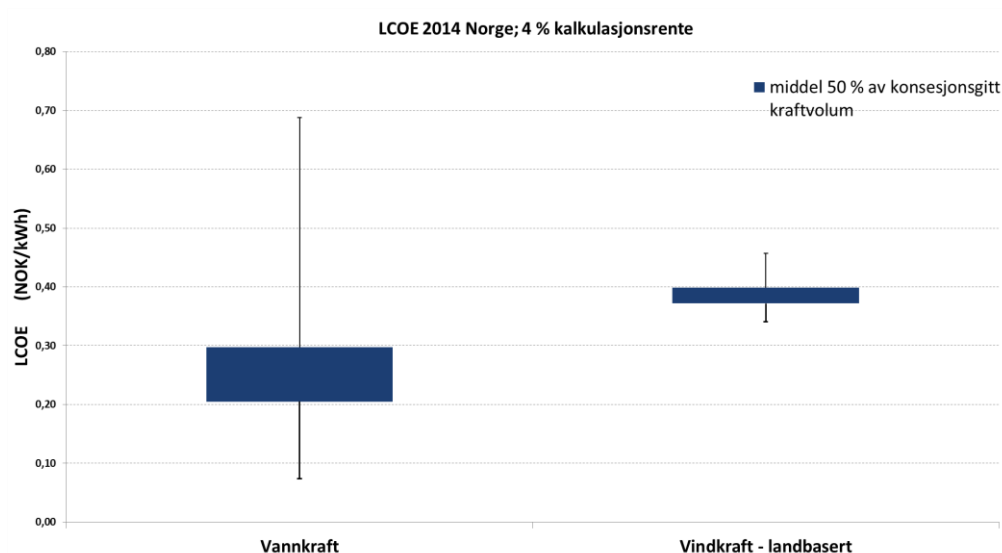
2.2 Energikostnader ved produksjon av kraft

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 brenselkostnadene, 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 brenselkostnader.



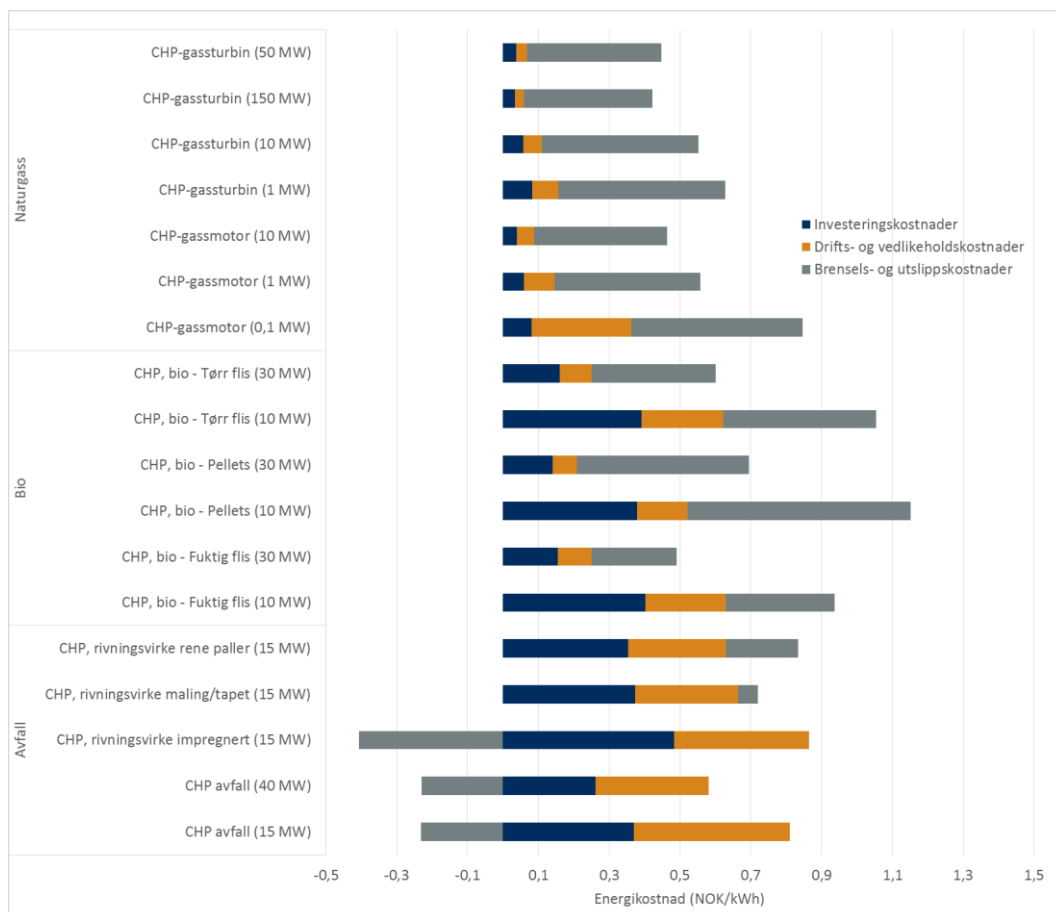
Figur 2-2 Spredningen i energikostnader for vann- og vindkraftverk basert på NVEs datagrunnlag og opplysninger fra konsesjonsdatabasen. Maks- og minimums energikostnader er vist i svart, mens de blå søylene viser kostnadsspennet for halvparten av det konsesjonsgitte kraftvolumet.

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 Energifkostnader 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. Energifkostnaden 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.



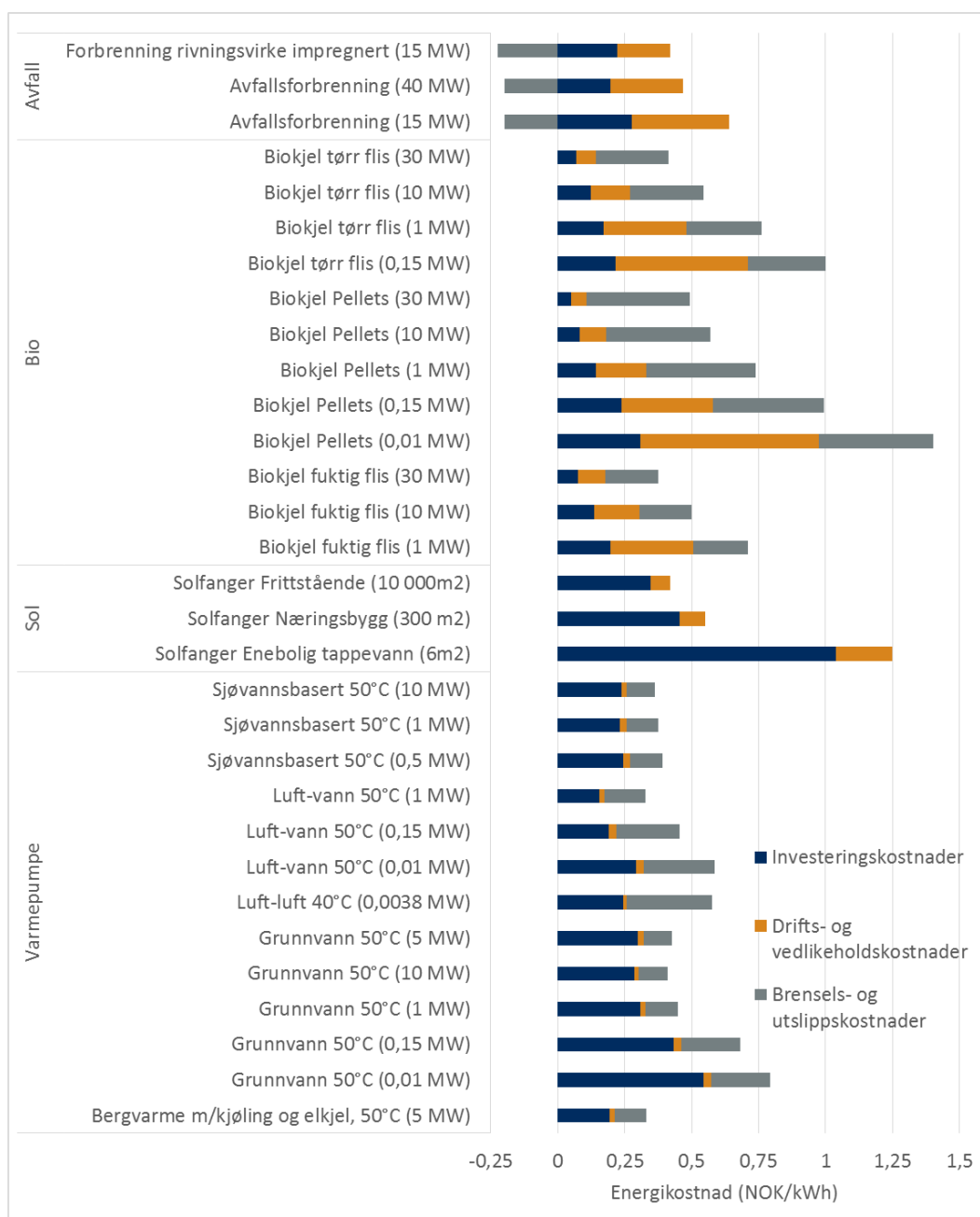
Figur 2-3 Energikostnad over levetiden (LCOE) i NOK/kWh for anlegg som produserer både kraft og varme (CHP) Energikostnadene er fordelt på bidrag fra investeringskostnader, drift og vedlikehold samt brenselskostnader.

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.

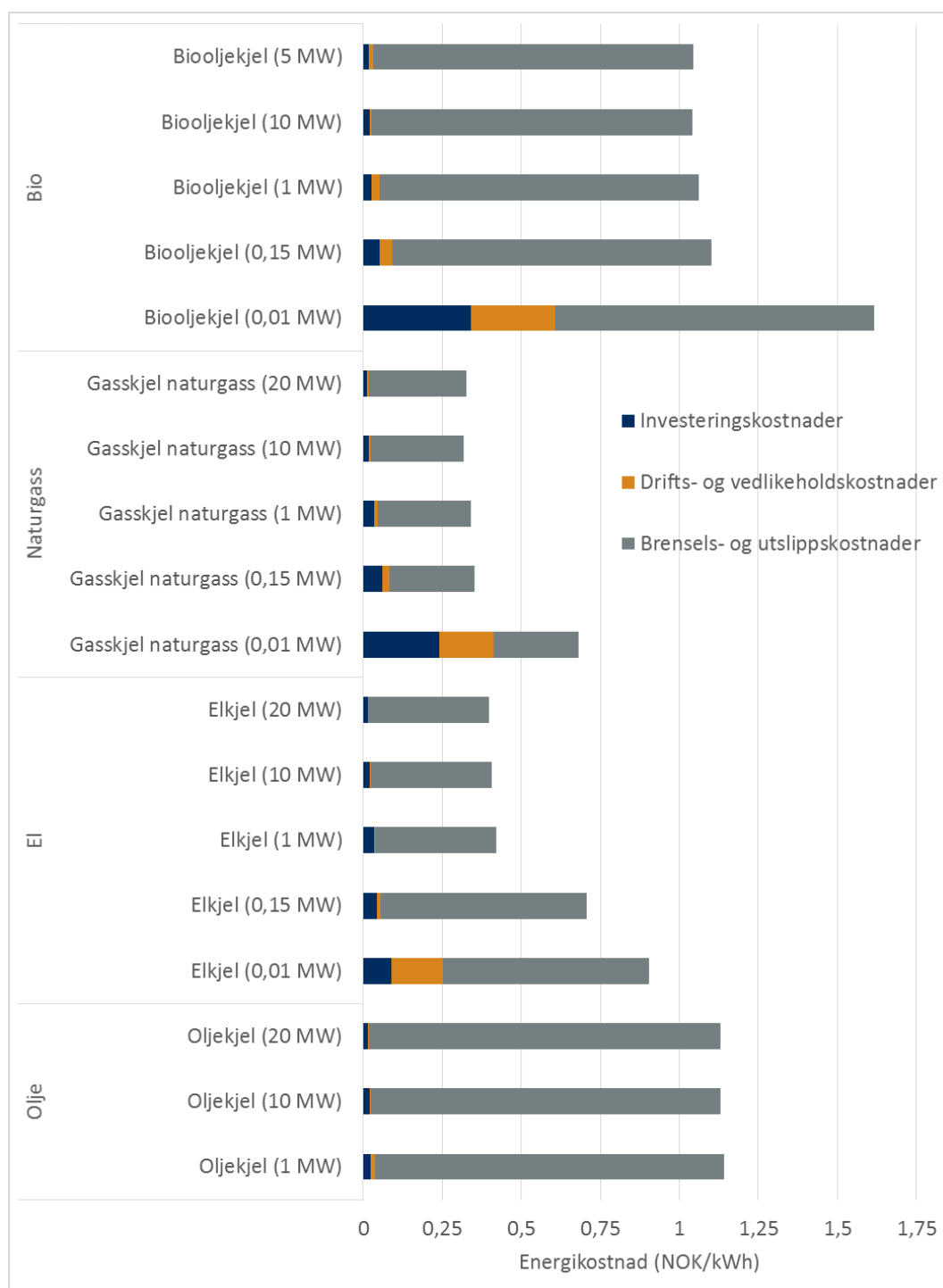
2.4 Energikostnader ved produksjon av varme

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 brenselkostnader. 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 vedlikeholdskostnader samt brenselkostnader.

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 brensls- og utslippskostnadene for avfallsforbrenningsanlegg skyldes at det er antatt et mottaksgebyr for avfallet. Figuren viser også tydelige skalafordele ved større anlegg.

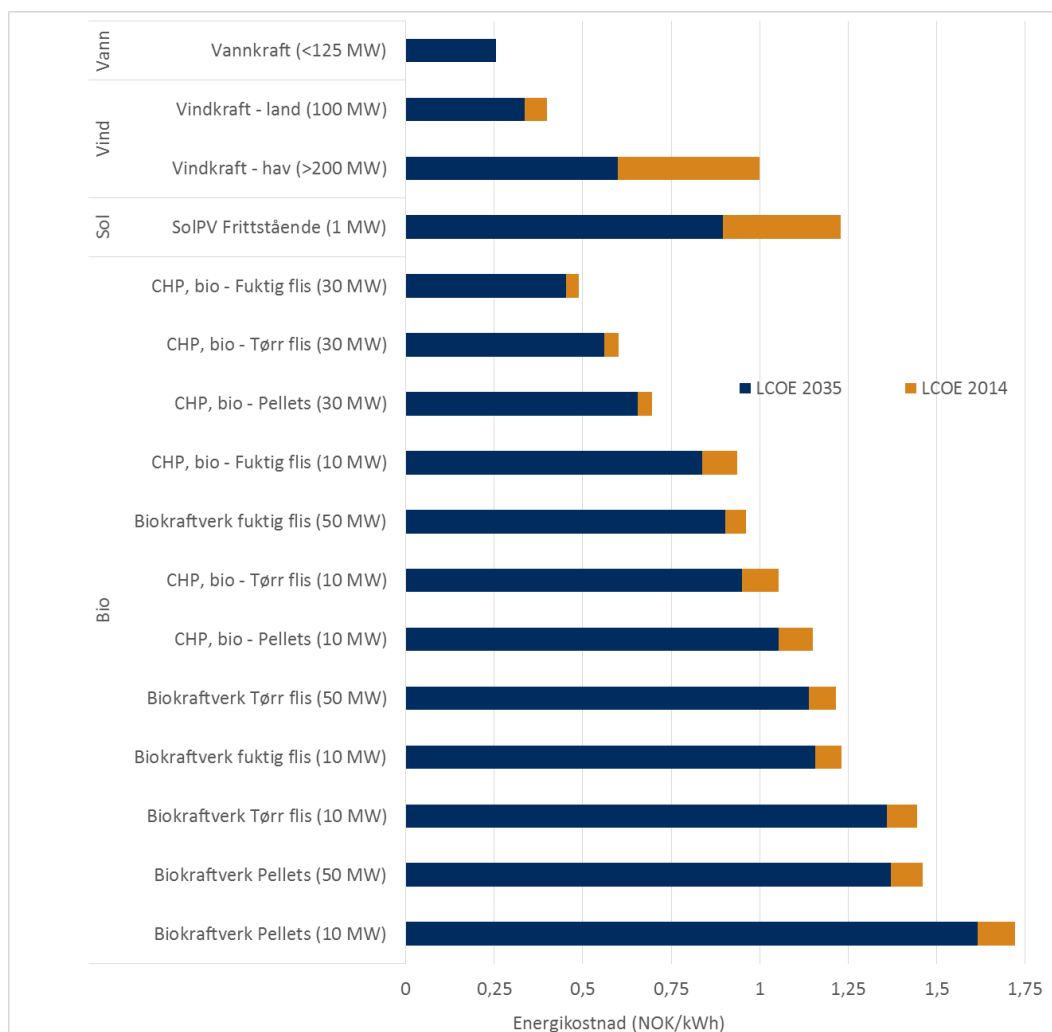


Figur 2-5. Energikostnad over levetiden (LCOE) i NOK/kWh for varmeverk som benyttes for å dekke topplast. Kostnadene er fordelt på investeringskostnader, drift og vedlikehold samt brenslskostnader.

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 brenselpriser, noe som gjør det vanskelig å si noe sikkert om konkurranseforholdene. Brenselprisene som er lagt til grunn er oppgitt i kapittel 4.3.

2.5 Fremtidig utvikling

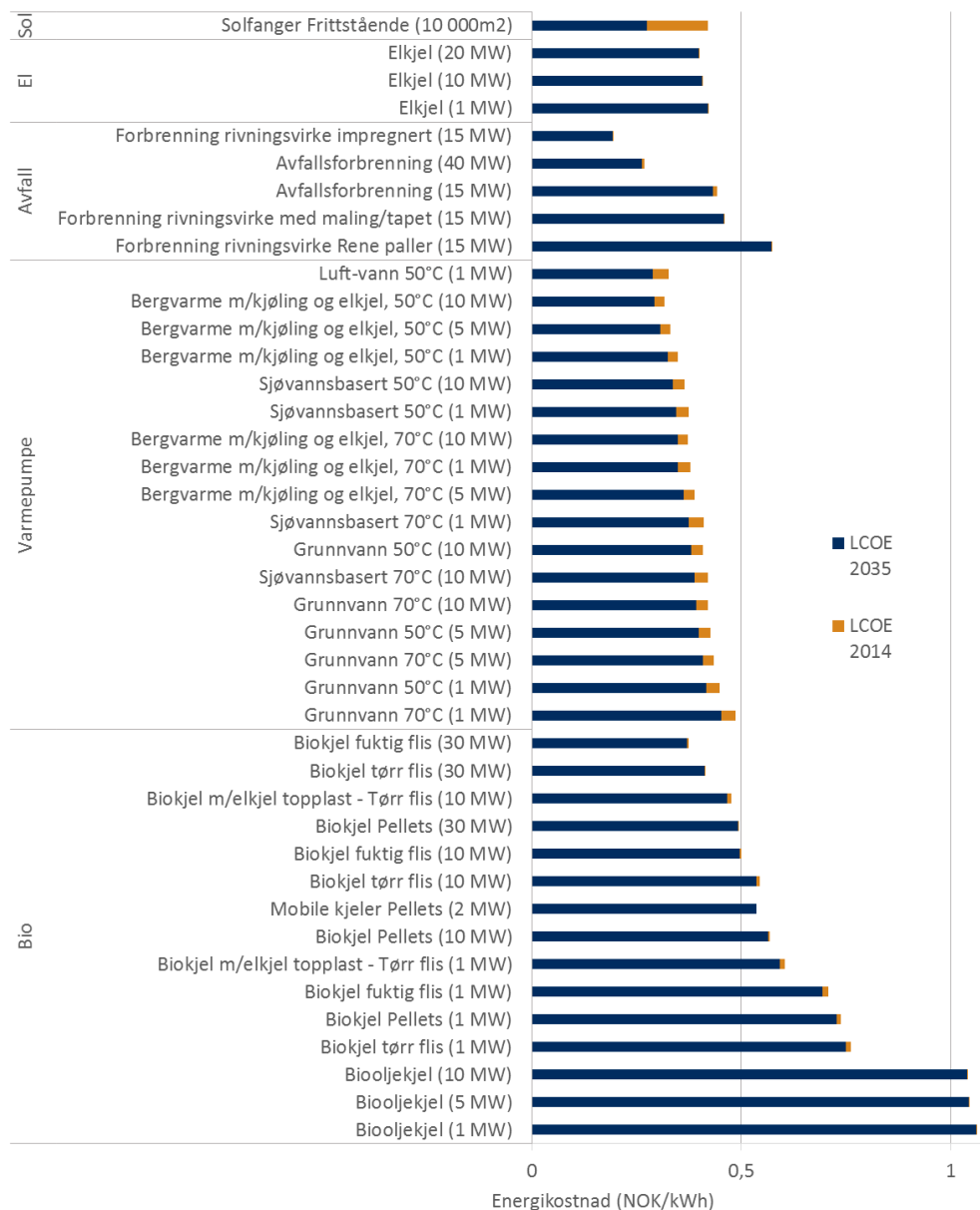
Fremskrivning av energikostnader til 2035 er presentert her for et utvalg av teknologier for kraft-, CHP- og varmeproduksjon. Det er ikke gjort noen anslag for fremtidig kostnadsutvikling ved energieffektiviseringstiltak.



Figur 2-6 Fremtidig energikostnad gitt i NOK/kWh i 2035 (blå søyler), 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).

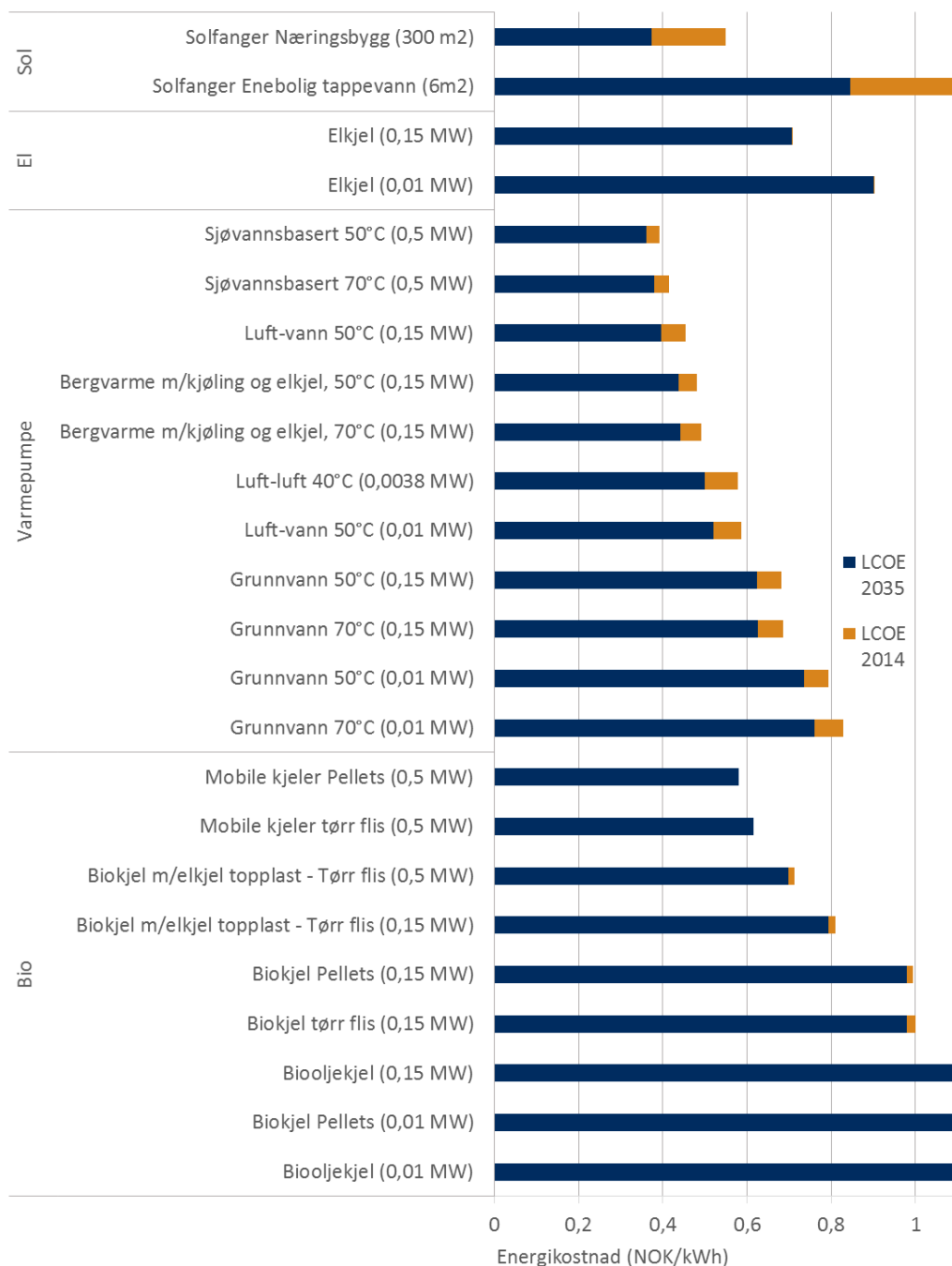
Figur 2-6 viser fremskrivningen av energikostnader for kraftproduksjon og CHP. Analysen med lærekurver gir de største reduksjonene i energikostnader (fra 2014-2035) for havvind (ca. 40 %), PV Sol (ca. 30 %), og landbasert vind (ca. 15 %). Det er også signifikante reduksjoner for en rekke bioteknologier 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 søyler), lagt oppå 2014-energiekostnaden som er vist i lys oransje. Oversikten viser varmekraftverk 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 fremskriving 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.

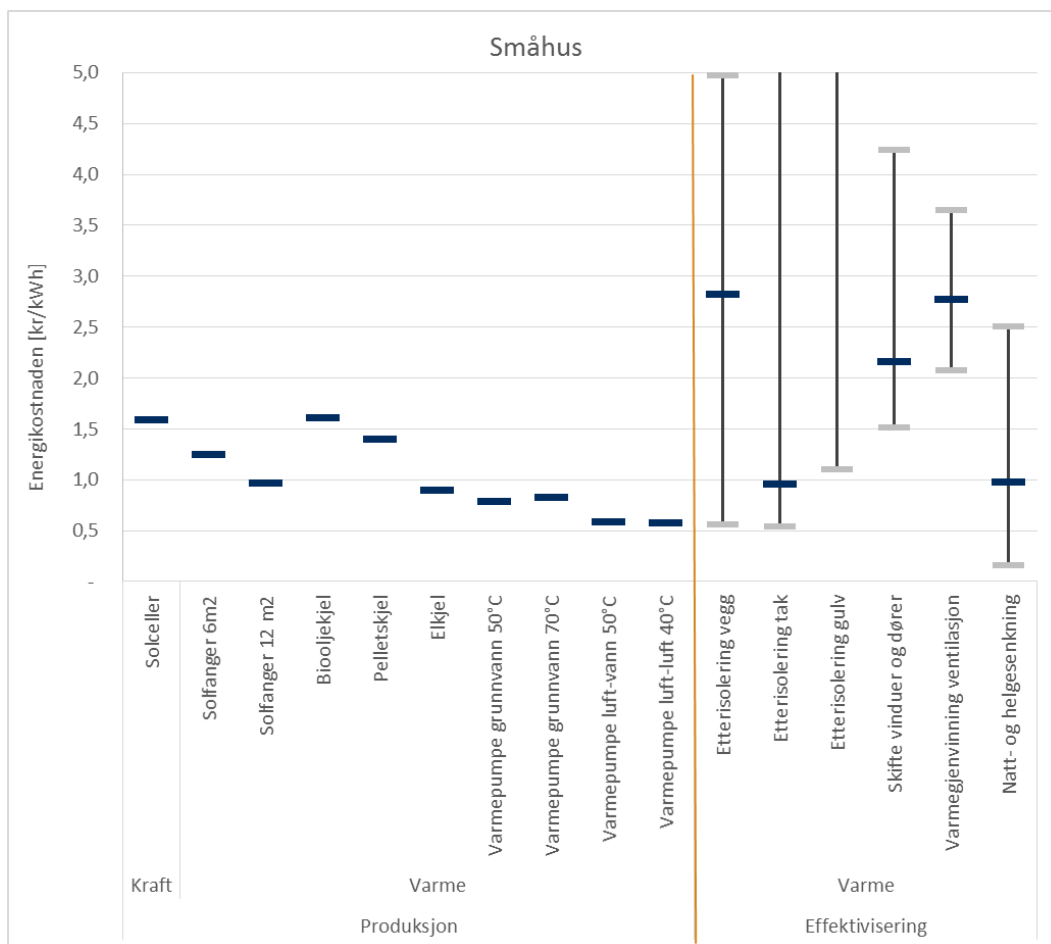
Figur 2-8 viser reduksjonene i energikostnadene frem til 2035 for varmeproduksjonsanlegg under 1 MW. Utviklingen her ligner på utviklingen av kostnadene for større varmeanlegg. Det er størst reduksjon i energikostnader for solfangeranlegg, moderate reduksjoner for varmepumper og kun små reduksjoner for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



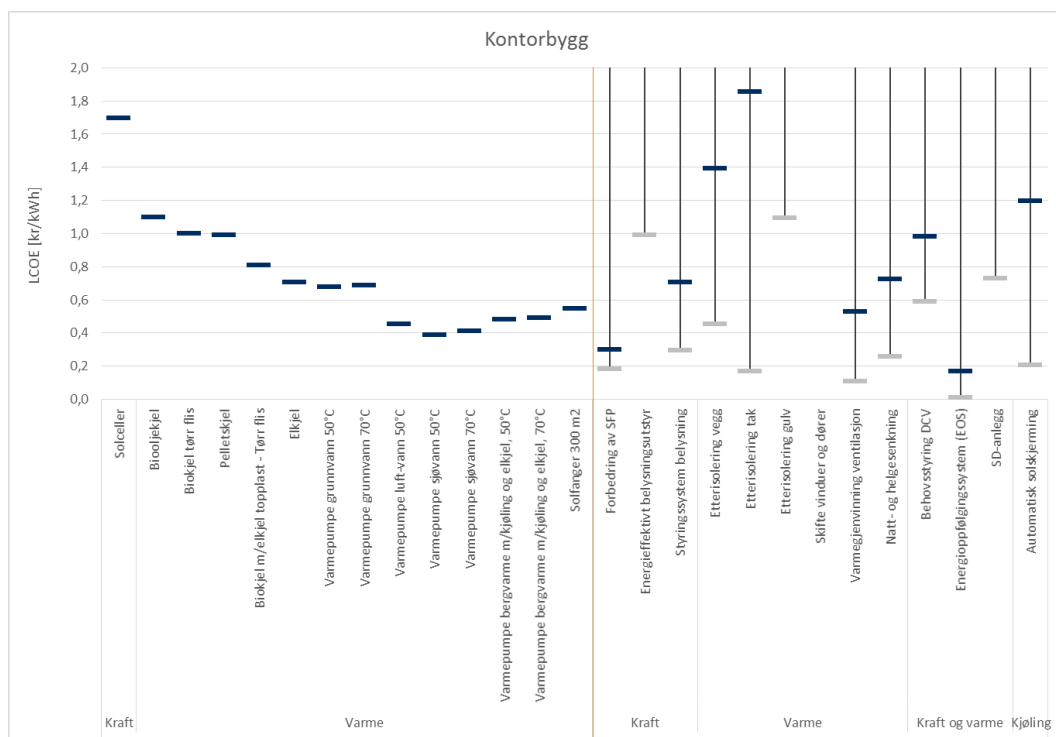
Figur 2-9 Sammenligning av LCOE for lokal produksjon og effektiviseringstiltak på småhus.

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 innnetemperaturen 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 energioppfølgningssystem 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 disse forholdene 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.

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