



NVE
Norges vassdrags-
og energidirektorat

Metode og forutsetninger for beregning av kostnader for kraftproduksjon

NVE

September 2024

Innhold

Metode og forutsetninger for beregning av kostnader for kraftproduksjon.....	1
1 Dette dokumentet beskriver forutsetningene for kostnader for kraftproduksjon.....	3
2 Metode for ulike produksjonsteknologier	3
2.1 Vannkraft.....	3
2.2 Vindkraft på land	6
2.3 Havvind	8
2.4 Solkraft.....	9
2.5 Termisk kraft.....	11
3 Verdifaktorjustert energikostnad	13
4 Vedlegg.....	15
4.1 Kostnadsestimater havvind	15

1 Dette dokumentet beskriver forutsetningene for kostnader for kraftproduksjon

NVE har som oppgave å ha kunnskap om utvikling av kostnader for kraftproduksjon. Dette dokumentet beskriver de til enhver tid gjeldende forutsetninger som er lagt til grunn for de kostnadstallene som publiseres på NVEs nettside [«Kostnader for kraftproduksjon»](#).

Vi oppgir her energikostnaden for ulike teknologier. Energifkostnaden er utregnet ved bruk av LCOE (levelised cost of energy) av et produksjonsvektet gjennomsnitt for kraftverk satt i drift og søknader for kraftverk i Norge for teknologier hvor dette er tilgjengelig. Lavt og høyt anslag for LCOE er oppgitt som \pm ett vektet standardavvik, vektet etter produksjon, med unntak av for termiske produksjonsteknologier (kull, gass og kjernekraft).

Et standardavvik måler variasjonen eller spredningen i datasettet. Et lavt standardavvik betyr at dataene er nærmere gjennomsnittet og er forutsigbare, mens et høyt standardavvik indikerer at det er større variasjon i kostnadene for ulike kraftverk for en produksjonsteknologi. Vektet standardavvik sier noe om variasjon med hensyn til hvor mye vekt hver verdi har.

For termiske produksjonsteknologier bruker vi datagrunnlag fra andre land, og en annen metode for å beregne høyt og lavt anslag for energikostnad.

2 Metode for ulike produksjonsteknologier

2.1 Vannkraft

Kostnadene for vannkraft er basert på innrapporterte investeringskostnader og driftskostnader for nye kraftverk de siste årene. Kostnadene inkluderer nettanlegg for tilknytning til eksisterende kraftnett. Anleggsbidrag er inkludert i kostnadene. Nettanlegg utgjør en liten del av de totale kostnadene. Produksjonstallene som er brukt til beregning av LCOE er midlere årsproduksjon referert til perioden 1991-2020, hentet fra NVEs [vannkraftdatabase](#).

Både investeringskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader er oppgitt som produksjonsvektet gjennomsnitt.

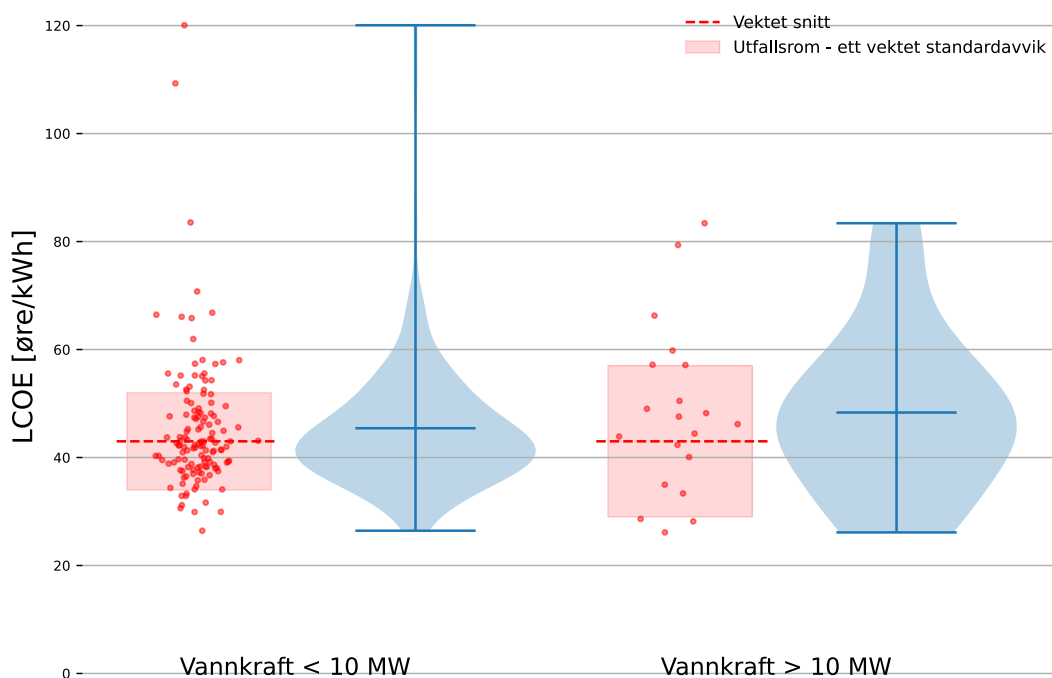
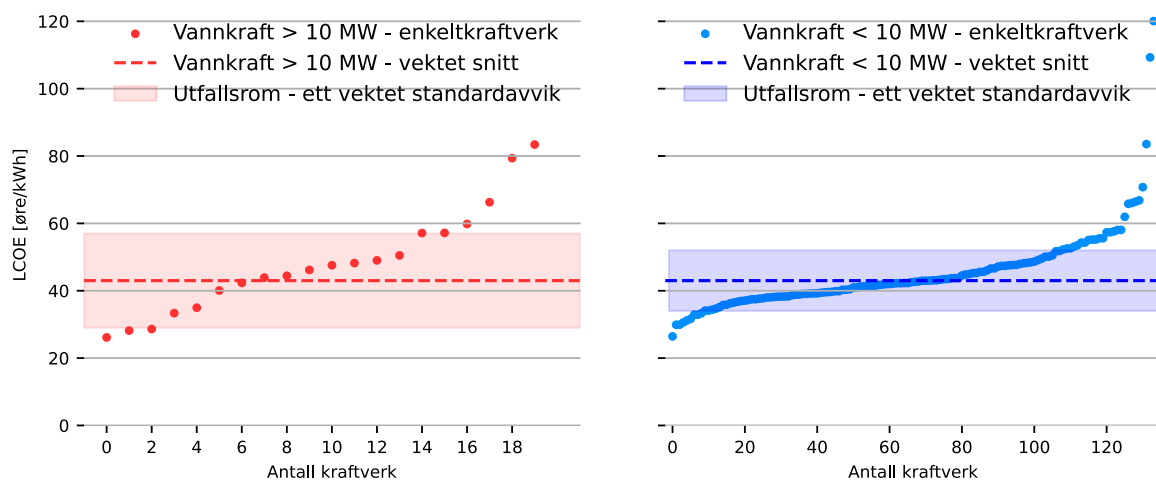
Kostnadene reflekterer prisnivået for nye anlegg. Opprustnings- og utvidelsesprosjekter er ikke inkludert i kostnadstallene.

Vi bruker innrapporterte investeringskostnader for en lengre periode for vannkraft >10 MW

- For vannkraftverk mindre enn 10 MW (småkraftverk) beregner vi LCOE ut fra innsamlede investeringskostnader for prosjekter satt i drift i perioden 2020-2024.
- For vannkraftverk større enn 10 MW beregner vi LCOE ut fra prosjekter satt i drift i perioden 2010-2022. Dette gjør vi for å få et bredere og mer representativt grunnlag ettersom det ikke er satt i drift mange større kraftverk i perioden 2020-2024.

Kostnadene varierer mye fra prosjekt til prosjekt, noe figuren under viser. Lavt og høyt anslag er oppgitt som \pm ett vektet standardavvik fra vektet snitt.

Fordeling av LCOE for idriftsatte vannkraftverk i datagrunnlaget



Innrapporterte investeringskostnader er indeksjustert til prisnivå 1.1.2024

Kraftverkene i grunnlaget er bygget over en periode på ti år, og i denne perioden har prisnivået økt. Vi indeksjusterer alle kostnadene til 1.1.2024 ved hjelp av NVEs kostnadsindekser for vannkraftverk, som er utarbeidet av Norconsult. Kostnadsindeksene er tilgjengelig på [NVEs nettsider](#). Vi bruker ulik vekting av indeksene for vannkraftverk under og over 10 MW:

- For vannkraft under 10 MW bruker vi en indeks som består av: 25 % maskin, 25 % elektro, 16,67 % bygg generelt, 16,67 % tunneler og 16,67 % dammer
- For vannkraft over 10 MW bruker vi en indeks som består av: 12 % maskin, 13 % elektro, 25 % bygg generelt, 25 % tunneler og 25 % dammer

Vi antar at prisnivået for de investeringskostnadene vi har samlet inn tilsvarer prisnivået i det året kraftverkene ble satt i drift.

Drifts- og vedlikeholdskostnader er satt til 6 øre/kWh for alle vannkraftverk

Vi bruker innrapporterte kostnader fra fastsettelse av konsesjonskraftprisen for både småkraft og stor vannkraft. Denne har økt fra 5 til 6 øre/kWh siden oppdateringen i 2023. Drifts- og vedlikeholdskostnaden utgjør en del av konsesjonskraftprisen, men konsesjonskraftprisen omfatter også andre kostnadsposter, og er derfor høyere.

Les mer om konsesjonskraftprisen [her](#).

Vi antar økonomisk levetid på 40 år for nye vannkraftverk

Vi bruker en økonomisk levetid på 40 år for alle vannkraftverk. I praksis vil økonomisk levetid variere fra vannkraftverk til vannkraftverk og mellom ulike komponenter i kraftverkene.

Etter økonomisk levetid vil det være behov for større reinvesteringer i kraftverkene for videre drift, som bytte av løpehjul og generator. Slike større reinvesteringer er utenfor økonomisk levetid og er derfor ikke inkludert i beregningene av energikostnader, hverken i investeringskostnader eller drift- og vedlikeholdskostnader.

Vi forventer ingen kostnadsnedgang fram mot 2030 for vannkraft

Vannkraft er en moden teknologi. Vi forventer derfor ingen kostnadsnedgang fram til 2030 på grunn av teknologiforbedring. Kostnadsutviklingen for vannkraft vil følge konjunkturer og kostnadsindekser, men det er ikke omfattet av vår framskriving fram til 2030.

2.2 Vindkraft på land

Innrapporterte investeringskostnader er indeksjustert til prisnivå 1.1.2024

Vi bruker et grunnlag med innrapporterte kostnader fra vindkraftverk satt i drift i perioden 2014 -2024. Disse er indeksjustert ved å bruke kostnadsindeks fra BloombergNEF for turbinkostnader, anleggsindeks for veietableringskostnader ([Byggekostnadsindeks for veganlegg – SSB](#)) og øvrige kostnader er justert med KPI ([Konsumprisindeksen – SSB](#)). Spennet i kostnadene er regnet ut som et kapasitetsvektet standardavvik av de innrapporterte tallene.

Vi antar at prisnivået for de utbyggingskostnadene vi har samlet inn tilsvarer prisnivået i det året kraftverkene ble satt i drift.

Vi har antatt en byggetid på 1 år for vindkraftverk. Byggetiden er brukt til å beregne byggetidsrenter, som inngår i investeringskostnaden. Vindkraft er relativt raskt å bygge sammenlignet med annen kraftproduksjon, utenom solkraft som er raskere.

Drifts- og vedlikeholdskostnader settes til et vektet snitt for innrapporterte kostnader for 2023

Vi har brukt innrapporterte kostnader fra årlig innsamling fra norske vindkraftverk. Kostnader innrapportert i andre valutaer enn norske kroner justerer vi i henhold til kurser fra Norges Bank ([Valutakurser \(norges-bank.no\)](#)) for dato 2.1.2024. Tallene er vektet etter installert kapasitet. Spennet i kostnadene er regnet ut som et kapasitetsvektet standardavvik av de innrapporterte tallene.

Drift- og vedlikeholdskostnader inkluderer normalt vedlikehold av turbiner og kraftverk. Det omfatter også kostnader knyttet til administrasjon, grunnleie og forsikringer. Større reinvesteringer, skatter og avgifter eller nettkostnader inngår ikke.

Produksjon over levetid

Energiproduksjon over levetiden til kraftverkene estimeres som et produkt av brukstid, kapasitet, degradering og levetid.

Brukstiden viser hvor mange timer i året et vindkraftverk måtte operert ved full produksjon (installert effekt) for å oppnå estimert årlig gjennomsnittsproduksjon. I LCOE-beregningen har vi brukt et vektet snitt av innrapporterte driftstimer fra anlegg ferdigstilt de 10 siste årene.

Kapasiteten for norske turbiner følger globale trender med stadig større vindturbiner. Det fører også til at turbintettheten ved vindkraftverk reduseres. Snittet for installert kapasitet i perioden 2014-2024 er på 90 MW. Vi har ikke gjort noen antakelser på kvantumsrabatt eller stordriftsfordeler, noe som fører til et lineært forhold mellom produksjon og

kostnader. Dermed påvirker ikke endringen i installert effekt energikostnaden i våre estimater.

Vi antar en degradering av vindkraftverket med et tap på 0,15 % av kapasitetsfaktor årlig over levetiden. Verdien 0,15 prosentpoeng er hentet fra [Energiforsk sin rapport om forringelse av vindturbiner i Sverige](#).

Vi antar økonomisk levetid på 30 år for nye vindkraftverk

Etter økonomisk levetid vil det være behov for større reinvesteringer i kraftverkene for videre drift. Større reinvesteringer er derfor ikke inkludert i beregningene av energikostnader, hverken i investeringskostnader eller drift- og vedlikeholdskostnader.

Vi ser i dag at konsesjonssøknader for vindkraft søkes for en periode på 30 år. Det er eksempler på eksisterende konsesjoner med varighet på 25 år som søker forlengelse uten å gjøre større investeringer og utskiftninger av komponenter. I dag leverer vindturbinprodusenter produkter med estimerte tekniske levetider på 30 år. Vi har tidligere brukt en økonomisk levetid på vindkraft på land på 25 år, men øker den nå til 30 år.

Framskrivning til 2030

Vindkraft på land er en moden teknologi med lite potensial for store kostnadsreduksjoner. Noe reduksjon i produksjonskostnader og materialkostnader er forventet å senke investeringskostnader for nye kraftverk. I tillegg vil større turbiner føre til noe kostnadsreduksjon per MW siden det blir færre turbiner per areal. Vedlikeholdskostnadene antar vi at kommer til å ligge på dagens nivå.

Vi forventer også en bedre brukstid i 2030 ved at vindturbiner blir større og høyere og dermed utnytter vindpotensialet bedre. Utviklingen i brukstid er satt i henhold til NVEs tidligere analyser ([tallgrunnlag-og-framskriving-av-kostnader-for-vindkraft-til-2025-og-2040-i-statsbudsjettet-2023.pdf \(nve.no\)](#)).

For framskriving av investeringskostnader har vi brukt eksterne teknologiindekser for vindkraft fra BNEF, DNV ([Energy Transition Outlook 2023 dataset | Veracity by DNV](#)), NREL ([ATB | NREL](#)), Lazard ([Lazard LCOE+ \(June 2024\)](#)) og S&P. Der det er mulig er analyseområdene for de ulike indeksene valgt til henholdsvis Vesten, Europa og Norden, med stigende prioritering.

2.3 Havvind

Kostnadsestimatene er basert på [kostnadsgrunnlaget utarbeidet av AFRY](#) for NVE i forbindelse med NVE sin strategiske konsekvensutredning av havvind i Norge. Kostnadene er spesielt usikre for flytende havvind fordi vi per nå er i en tidlig fase for utvikling og drift av flytende havvind på verdensbasis. Det er ikke realisert flytende havvind i størrelsesorden 500 MW i verden per nå.

Det er betydelig usikkerhet rundt kostnader for havvind, samt variasjon i teknologivalg og lokasjon. Vi har derfor lagt på et utfallsrom på +/- 20 prosent på investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader. Det er benyttet en 6 prosent diskonteringsrente i LCOE-estimatene for havvind.

For detaljerte parametere for kraftverkene og kostnadsestimatene som ligger bak LCOE-beregningen for havvind, se vedlegg «[Vedlegg Kostnadsestimater havvind](#)».

Vi antar økonomisk levetid på 30 år for nye vindkraftverk til havs

Det er vanskelig å forutsi faktisk levetid til vindkraftverk til havs, særlig for flytende havvind. Tidligere har levetiden til vindkraftverket vært satt til vindturbinens tekniske levetid, som turbinprodusentene selv ofte oppgir som [25 - 30 år](#), samtidig som det promoteres vedlikeholdsprogrammer for livsforlengelse. NVE erfarer at utviklere for havvind planlegger for 30 års levetid på bunnfast havvind. Dette sammenfaller med maksimal konsesjonslengde etter energiloven. NVE velger å anta 30 års økonomisk levetid for nye vindkraftverk til havs.

Det er forventet teknologisk utvikling frem mot 2030

Det er stor forskjell på modenhet mellom bunnfast havvind og flytende havvind. Bunnfast havvind er moden teknologi som bygges i GW-skala, mens flytende havvind derimot er pre-kommersielt og Hywind Tampen på 88 MW er det største flytende vindkraftverket som er bygget til nå.

Det er fortsatt sterk utvikling innen teknologi for havvind, og selv om det er stor forskjell på modenhet mellom bunnfast og flytende havvind så antas det at teknologi som utvikles og benyttes for bunnfast havvind vil tas opp relativt raskt innen flytende havvind. Derfor benytter vi de samme turbinforutsetningene for bunnfast og flytende havvind i framskrivingen av kostnader for havvind i 2030. Vi antar at turbinstørrelsen øker fra 15 MW til 22 MW og at spenningen i det interne nettet til kraftverket øker fra 66 kV til 132 kV. Dette fører til færre turbiner, mindre kabel og færre marine operasjoner. Dette bidrar til lavere investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnader. Disse teknologiske utviklingene har vi inkludert i 2030-framskrivingen, men det er usikkert om denne teknologien er tilgjengelig i 2030 eller senere.

Kraftverkene i estimatet er tilpasset norske forhold

Estimatet for flytende havvind har de samme fysiske forutsetningene som referanseprosjektet benyttet i [Høring av støtteordning for flytende havvind i Vestavind B og Vestavind F](#). Estimatet for bunnfast havvind baserer seg på et kraftverk i Sørlege Nordsjø med likestrømstilknytning.

Det er metodiske forskjeller mellom NVE sine LCOE estimater og estimat i høringen av støtteordning for flytende havvind

Estimatet for flytende havvind i 2030 tilsvarende kostnadsestimatet benyttet i høring av støtteordning for flytende havvind i Vestavind B og Vestavind F. NVE sine LCOE-estimater er noe høyere her fordi de inkluderer faktorer som ikke er hensyntatt i estimatet i høringen. Disse forskjellene er:

Byggetidsrenter

Det er antatt en byggeperiode på 3 år for vindkraftverket der det er benyttet en rente på 6 prosent på investeringskostnadene til kraftverket og nettilknytningen som løper under byggeperioden. Dette gir et høyere LCOE-estimat.

Foringelse

Det er antatt en forringelse av vindkraftverket med et tap på 0,15 prosentpoeng av kapasitetsfaktor årlig over levetiden. Dette øker LCOE sammenliknet med høringen. Verdien 0,15 prosent poeng er hentet fra [Energiforsk sin rapport om forringelse av vindturbiner i Sverige](#).

Sensitivitet på drifts- og vedlikeholdskostnader

I NVE sine LCOE-estimater er det benyttet en sensitivitet på +/- 20 prosent på både investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader. I kostnadsestimatet for høringen var denne sensitiviteten kun brukt på investeringskostnader.

2.4 Solkraft

Kostnader for solkraft er delt inn i tre kategorier: Anlegg på hustak, store flate tak og bakkemonterte anlegg. Felles for alle kategoriene er den økonomiske levetiden satt til 30 år, og en degraderingsrate på 0,2 % basert på forskningsartikler^{1 2} om degradering under norske forhold. Drifts- og vedlikeholdskostnader er angitt som en estimert prosentandel av

¹ [B. R. Paudyal and A. Gerd Imenes, "Performance assessment of field deployed multi-crystalline PV modules in Nordic conditions," 2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference \(PVSC\), Chicago, IL, USA, 2019, pp. 1377-1383.](#)

² PV system degradation rates in the Nordics E.B. Sveen, M.B. Øgaard, J.H. Selj, and G. Otnes In: Proceedings of the 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2020), pp. 1563-1566.

investeringskostnader. Innrapporterte investeringskostnader fra 2023 har vi indeksjustert basert på endringer i konsumprisindeksen (KPI) for perioden juli 2023 til januar 2024.

Kostnader for solkraftanlegg på hustak er basert på søknader til Enova

Vi legger til grunn at solkraftanlegg på hustak er mellom 0-30 kWp. Denne typen anlegg er som regel montert på skråtak mot sør, sør-øst og sør-vest. Datagrunnlaget for solkraft på hustak er basert på kostnadsdokumentasjon i forbindelse med innsendte søknader til Enova. Dokumentasjonen inkluderer totale investeringskostnader og tilhørende installert effekt. Det er tatt utgangspunkt i søknadene fra 2023-2024. Kostnader som er for høye i forhold til installert effekt er ansett som ikke representative, og er ekskludert fra datasettet. Merverdiavgiften er trukket fra kostnadene. Gjennomsnittlig investeringskostnad og installert effekt er benyttet videre for å beregne LCOE. Spennet i LCOE er estimert ved å bruke standardavviket til investeringskostnadene.

Vi har beregnet drift- og vedlikeholdskostnader til 0,5 % av årlig investeringskostnad. Denne antagelsen er videreført fra Kostnadsrapporten 2015. Brukstiden er satt til 900 timer. Dette er basert på et vektet snitt av simuleringer av anlegg montert mot sør med 35 graders helling i et utvalg av områder for å være representativt for Norge. Brukstil for enkeltanlegg vil variere avhengig av lokasjon.

Kostnader for solkraftanlegg på store flate tak er basert på en pågående markedsundersøkelse

Vi antar at solkraftanlegg i størrelsesorden mellom anlegg på hustak (< 30 kWp) og bakkemonterte anlegg (> 1000 kWp) etableres på store flate takareal. Slike anlegg er stort sett montert i øst-vest-orientering med 10 graders helning. De blir i mindre grad rapportert til Enova, noe som gjør datagrunnlaget svakere enn datagrunnlaget vi har for andre solkraftanlegg. Anslaget er basert på en pågående markedsundersøkelse utarbeidet av Multiconsult. I dette tilfellet er det benyttet kostnadsanslag for solkraftanlegg mellom 150-1000 kWp. LCOE-intervallet er basert på innmeldt estimat om lavest og høyest investeringskostnad for prosjekter.

Vi har beregnet drifts- og vedlikeholdskostnaden til 0,5 % av investeringskostnaden årlig. Denne antagelsen er beholdt fra Kostnadsrapporten 2015. Brukstiden er satt til 750 timer. Dette er basert på et vektet snitt av simuleringer av anlegg montert øst-vest med 10 graders helling i et utvalg av områder, som til sammen er representative for Norge. Konfigurasjonen til slike anlegg gir produksjonstopper på formiddag og ettermiddag når behovet for kraft som regel er størst, men til sammen produseres det mindre energi per kilowatt enn anlegg med sørvendt 35 graders helling. Anlegg på store flate tak får derfor en lavere brukstid enn anlegg på hustak.

Vi bruker kostnadsanslag fra konsesjonssøkte prosjekter for bakkemonterte solkraftanlegg

For bakkemonterte solkraftanlegg bruker vi kostnadsanslag som er oppgitt i innsendte konsesjonssøknader. Per i dag er det gitt konsesjon til sju bakkemonterte solkraftanlegg, men av disse er det kun ett anlegg som er satt i drift. Tallene for denne oppdateringen er derfor basert på kostnadsanslag fra alle konsesjonssøknader som NVE så langt har tatt til behandling. Investeringskostnadene er vektet både med hensyn til installert effekt og basert på vår vurdering av hvor langt prosjektene har kommet i konsesjonsprosessen, med mer vekt på prosjekter som er kommet langt. På samme måte som for de øvrige anleggene, er standardavviket beregnet for å fastsette variasjonen i LCOE. Drifts- og vedlikeholdskostnadene er estimert til 2 % av investeringskostnaden årlig. Beregningen av kostnadene for byggetidsrenten er basert på en byggetid på 6 måneder. Vi har satt brukstiden til 1000 timer, basert på produksjonsestimater fra konsesjonssøknadene.

Det er forventet at investeringskostnadene mot 2030 vil bli lavere

På globalt nivå forventes det nedgang i kostnadene knyttet til teknologi i fremtiden, noe som også vil ha innvirkning på modulpriser for solceller i Norge. Framskrivningen er gjort med fokus på forventet utvikling i teknologikostnadene, basert på eksterne prognoser fra Bloomberg, NREL og DNV. Prognosene viser til en forventet kostnadsreduksjon på om lag 20 % i Europa fram mot 2030. Dette brukes som utgangspunkt for anlegg på store flate tak og bakkemontert solkraftanlegg. For solkraftanlegg på hustak har vi brukt et estimat fra DNV med en reduksjon på om lag 9,6 %. Det er usikkerhet knyttet til prognosene, som kan påvirke i hvilken grad investeringskostnadene vil reduseres framover. Totalkostnaden påvirkes også av andre faktorer som prosjektering og installasjonsarbeid, hvor vi ikke har inkludert endring i framtidige kostnader. Prognosene for kostnader i 2030 må derfor anses som forenklete.

2.5 Termisk kraft

Termisk kraft er her definert strøm som genereres gjennom termiske prosesser, slik som fra gass, kull og kjernekraftverk. Energikostnad er her kun regnet for strøm, og ikke bruk av varme som genereres fra kraftverket.

Vi har oppdatert datagrunnlag og metode

Vi har hentet investeringskostnader for kull-, gass- og kjernekraftverk fra BloombergNEF for ulike land i Europa. For kull har vi brukt kostnadstall fra Hellas og Polen, for gass Storbritannia, Frankrike, Polen og Hellas og for kjernekraft Finland, Storbritannia og Frankrike. Kostnadstallene er datert andre halvdel 2023 og vi antar forenklet at dette også tilsvarer kostnadsnivået 1.1.2024.

- For gasskraft har vi beregnet kostnaden for et gassfyrte kombikraftverk uten CO₂-fangst og lagring på 450 MW. Til forskjell fra et rent gasskraftverk, gjenvinner denne typen kraftverk eksosvarmen fra en gassturbin i en dampkjel. Dette produserer damp som igjen brukes i en dampturbin. Dermed produseres kraft gjennom to trinn, først i en gassturbin og deretter i en dampturbin.

- For kullkraftverk har vi beregnet kostnaden for et kullfyrt kondenskraftverk uten CO₂-fangst og lagring på 740 MW. Varmen fra kullet varmer opp vann til vanndamp som driver en dampturbin, som igjen driver en generator for strømproduksjon.
- For kjernekraft har vi beregnet kostnaden for et konvensjonelt kjernekraftverk på 1600 MW. Et kjernekraftverk varmer vann ved å spalte grunnstoffet uran som igjen varmer opp vann til vanndamp som driver en dampturbin, som igjen driver en generator.

Drift- og vedlikeholdskostnader er hentet fra flere kilder

Drift- og vedlikeholdskostnader er satt sammen av faste driftskostnader som ble hentet fra BloombergNEF og NVE sine framskrivninger av brenselpriser og kostnader for CO₂-kvoter i [Langsiktig markedsanalyse 2023](#).

De faste driftskostnadene for kull, gass og kjernekraftverk er relativt lave sammenlignet med brensel/CO₂-kvotepriser og investeringskostnaden. Utfallsrommet til LCOE for kull og gasskraftverk varierer sterkt avhengige av hvilke brenselpriser og CO₂-kvotepriser som legges til grunn. I et lavprisscenario har vi lagt til grunn lave brenselpriser og lave CO₂-kvotepriser fra vår langsiktige markedsanalyse, og omvendt for et høyprisscenario.

De variable kostnadene for kjernekraftverk er i hovedsak kostander til brensel og avfallshåndtering. Vi har benyttet samme brenselkostnad som Energiforsk legger til grunn i Sverige, 4 øre/kWh. For avfallshåndtering har vi lagt til grunn 6 øre/kWh, noe høyere enn det som legges til grunn av Energiforsk. Dette gjør vi fordi Sverige kan dele den totale kostnaden for etablering av sin avfallshåndtering på flere kjernekraftverk, mens Norge til å begynne med sannsynligvis vil ha færre reaktorer å dele denne kostnaden på.

Produksjon over levetid

Vi har lagt til grunn en kapasitetsfaktor på 86 % for gasskraft, 91 % for kullkraft og 89 % for kjernekraft. Vi inkluderer kun kraftverk som er ment som grunnlast og ikke kraftverk ment for topplast.

Vi har lagt til grunn en lineær degraderingsrate for de tre teknologiene på 0,1 % per år som følge av forventet slitasje i bevegelige deler og deler utsatt for høyt trykk og temperatur.

Økonomisk levetid er satt til 25 år for kull og gass, og 40 år for kjernekraft

Den økonomiske levetiden er satt til 25 år for kull og gasskraftverk og 40 år for kjernekraftverk. Den tekniske levetiden kan i mange tilfeller være lengre for alle de tre teknologiene, men dette vil ofte være forbundet med en større investering for å forlenge levetiden.

Vi forventer ikke endringer i termiske energikostnader til 2030

Kull og gasskraftverk er ansett som modne produksjonsteknologier med begrenset muligheter for forbedring frem til 2030. BloombergNEF forventer ikke noen reduksjon i investeringskostnad for kull og gasskraftverk frem til 2030, men legger til grunn noen marginale forbedringer som følge av økt virkningsgrad for nyere anlegg. Vi velger å ha lik investeringskostnad for kull og gass i 2024 og 2030.

Konvensjonelle kjernekraftverk er også ansett som en moden produksjonsteknologi. Prisutviklingen frem mot 2030 er usikker fordi bygging av kjernekraftverk i Vest-Europa har blitt dyrere enn forutsatt grunnet forsinkelser og kostnadsoverskridelser. I andre regioner har bygging av kjernekraftverk derimot gått raskere og rimeligere, noe som har resultert i lavere LCOE. Vi har ikke tilstrekkelig informasjon til å si noe om bygging av konvensjonell kjernekraft i Vest-Europa og Norge vil øke eller avta fram mot 2030. Derfor velger vi å la investeringskostnaden være lik fremover.

3 Verdifaktorjustert energikostnad

I årets oppdatering introduserer vi verdifaktorjustert energikostnad

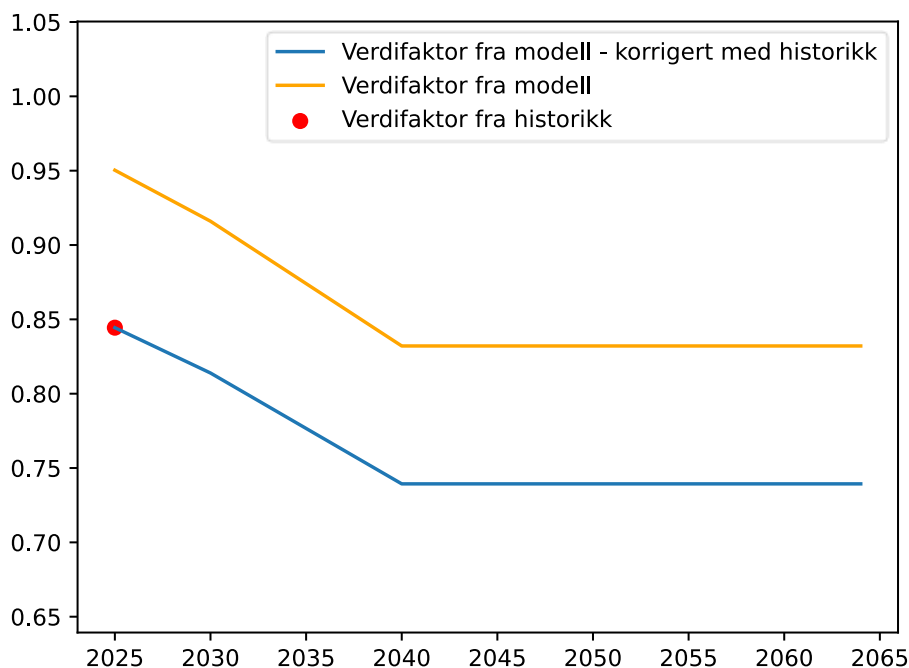
Verdifaktor er oppnådd kraftpris for en teknologi delt på gjennomsnittlig kraftpris. Verdifaktorjustert energikostnad er LCOE delt på verdifaktor. Denne sier noe om hvilken kraftpris en produksjonsteknologi trenger for å gå i null over økonomisk levetid når man tar hensyn til sammenhengen mellom produksjonsprofil og kraftpris. Uregulerbare produksjonsteknologier, som elvekraft, vindkraft og solkraft, oppnår en verdifaktor som er lavere enn 1 fordi de produserer mer når prisene er lavere enn gjennomsnittet. Regulerbare vannkraftverk og termiske kraftverk oppnår derimot en verdifaktor som er høyere enn 1 ved å produsere mindre når prisene er lavere, og produsere mer når prisene er høyere. En verdifaktor på eksempelvis 1,1 betyr at en teknologi har en oppnådd kraftpris som er 10 % høyere enn gjennomsnittlig kraftpris. En verdifaktor på 1,1 og en LCOE på 44 øre/kWh gir en verdifaktorjustert energikostnad på $44/1,1=40$ øre/kWh.

Verdifaktorer er hentet fra historiske kraftmarkedsdata og NVEs Langsiktige kraftmarkedsanalyse 2023

I vår [langsiktige kraftmarkedsanalyse 2023](#) har vi beregnet oppnådd kraftpris for ulike teknologier i framtidige modellår (2030, 2035 og 2040). Modellerte priser har lavere prisvariasjon enn det vi observerer i kraftmarkedet. I beregning av verdifaktor gjennom økonomisk levetid for kraftverket bruker vi derfor en kombinasjon av historisk verdifaktor i kraftmarkedet og utvikling i verdifaktor fra markedsanalysen:

- Historisk verdifaktor er produksjonsvektet snitt av verdifaktor per prisområde for årene 2021-2023.
- Modellert verdifaktor er beregnet ut fra kapasitetsvektet snitt av verdifaktor per prisområde basert på dagens installerte effekt. Vi har skalert de modellerte verdifaktorene slik at modellert verdifaktor i startåret samsvarer med historisk verdifaktorer, som vist i figuren under.

- Vi har deretter brukt et vektet snitt av verdifaktoren over levetiden til hver teknologi, slik at verdifaktoren de første årene får størst vekt. Vi har antatt at kraftverkene for ulike produksjonsteknologier settes i drift i 2025 for å være konsekvent, selv om det tar ulik tid å realisere og bygge kraftverk av ulik produksjonsteknologi.



For gasskraft og kullkraft har vi beregnet historisk verdifaktor med produksjonsserier fra Tyskland for 2015-2023 sammen med priser fra prisområde NO2. For kjernekraft har vi beregnet den historiske verdifaktoren basert på produksjonsserier fra Sverige for 2023 sammen med priser fra prisområde NO2. Dette er en tilnærming til å beregne hva disse produksjonsteknologiene hadde tjent dersom de hadde produsert i Norge.

Les mer om NVEs arbeid med verdifaktorer [her](#).

4 Vedlegg

4.1 Kostnadsestimater havvind

Beskrivelse av viktige parametere for kraftverk og nettilknytning som estimatene bygger på og kostnadsestimater.

	Enhet	Bunnfast 2030	Flytende 2030	Bunnfast 2024	Flytende 2024
Område					
Energiproduksjon P50 - inkludert tap	GWh/år	6,700	2,100	6,700	2,100
Kapasitetsfaktor	%	51%	47%	51%	47%
Dybde	m	53	300	53	300
Distanse til installasjons-, drifts og vedlikeholdshavn	km	200	80	200	80
Kraftverk					
Kapasitet vindturbin	MW	22	22	15	15
Kapasitet kraftverk	MW	1496	506	1500	495
Fundament type	Type	Monopile	Semi-sub	Monopile	Semi-sub
Kabellengde internnett	km	206	80	240	90
Spenning internnett	kV	132	132	66	66
Levetid kraftverk	år	30	30	30	30
Nettilknytning					
		HVDC	Direkte AC	HVDC	Direkte AC
Total kabellengde eksport - Statisk	km	190	80	190	133
Kabellengde land	km	0	20	0	20
Investeringskostnader kraftverk					
Vindturbin	kNOK	22,465,327	7,380,731	25,540,689	8,194,479



Internnett	kNOK	3,028,248	1,606,034	2,768,931	1,312,997
Fundament og forankring	kNOK	11,213,978	10,142,961	12,293,265	11,618,108
Utviklingskostnader (DEVEX)	kNOK	1,835,378	956,486	2,030,144	1,056,279
Risikoavsetning (10%)	kNOK	3,854,293	2,008,621	4,263,303	2,218,186
Sum kraftverk	kNOK	42,397,224	22,094,833	46,896,332	24,400,050
Investeringskostnader nettilknytning					
Nettstasjon på land	kNOK	3,797,353	633,637	3,807,506	619,862
Nettstasjon til havs	kNOK	10,020,228	-	10,046,176	-
Eksportkabel	kNOK	6,430,455	636,277	6,430,455	1,060,461
Transport og installasjon	kNOK	4,286,970	420,574	4,286,970	700,957
Landkabel	kNOK	-	902,520	-	902,520
Utviklingskostnader (DEVEX)	kNOK	2,498,672	282,651	2,501,560	337,914
Risikoavsetning (10%)	kNOK	2,703,368	287,566	2,707,267	362,171
Sum nettilknytning	kNOK	29,737,046	3,163,224	29,779,933	3,983,886
Sum investeringskostnader	kNOK	72,134,270	25,258,057	76,676,266	28,383,936
Driftskostnader kraftverk					
Driftskostnader kraftverk	kNOK/år	794,156	648,432	836,969	660,749
Risikoavsetning (10%)	kNOK/år	79,416	64,843	83,697	66,075
Sum kraftverk	kNOK/år	873,571	713,275	920,666	726,824
Driftskostnader nettilknytning					
Driftskostnader nettilknytning	kNOK/år	356,845	55,356	357,359	69,718
Risikoavsetning (10%)	kNOK/år	35,684	5,536	35,736	6,972
Sum nettilknytning	kNOK/år	392,529	60,892	393,095	76,690



NVE
Norges vassdrags-
og energidirektorat

Sum driftskostnader	kNOK/år	1,266,100	774,167	1,313,761	803,513
----------------------------	----------------	------------------	----------------	------------------	----------------