

Håkon Eirik Oppigård Nilssen

Skatter og samfunnsøkonomisk lønnsomhet

En samfunnsøkonomisk analyse av vind- og vannkraftproduksjonen i Norge

Masteroppgave i Samfunnsøkonomi

Veileder: Anders Skonhoft

Mai 2021

Håkon Eirik Oppigård Nilssen

Skatter og samfunnsøkonomisk lønnsomhet

En samfunnsøkonomisk analyse av vind- og vannkraftproduksjonen i Norge

Masteroppgave i Samfunnsøkonomi
Veileder: Anders Skonhoft
Mai 2021

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for økonomi
Institutt for samfunnsøkonomi



Kunnskap for en bedre verden

Sammendrag

De siste årene har andelen kraftproduksjon fra vindkraft økt betraktelig, som følger av flere år med større investeringer i norsk vindkraftnæring og støtte fra offentlige myndigheter. Dette har resultert i en svært bedriftøkonomisk lønnsom vindkraftsektor i Norge. Likevel viser det seg at vindkraftverkene medfører flere uforutsette miljøkonsekvenser som ikke har vært medberegnet i kostnadsgrunnlaget bak denne lønnsomheten. Vindkraft er heller ikke en regulerbar energikilde, som er et økende behov i et Europa med stadig mer fokus på fornybar energi. En kraftteknologi som derimot både er regulerbar og sterkt etablert i Norge er vannkraft. Det er også slik at eksisterende vannkraftverk kan oppgraderes og utrustes til å produsere mer kraft enn hva alle eksisterende vindkraftverk i Norge utgjør til sammen, uten særlige ytterligere miljøinngrep. Vannkraft i Norge er derimot relativt hardt beskattet, i så stor grad at det ikke lenger er bedriftøkonomisk lønnsomt å utruste.

Oppgavens problemstilling er å analysere og sammenligne skatteordningene og den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved kraftproduksjon fra vind- og vannkraftteknologi. Oppgaven skal benytte relevant teori til å konstruere et teoretisk modellrammeverk som skal simulere kostnader og inntekter ved ett vindkraftverk og ett vannkraftverk. Modellrammeverket vil tillate oppgaven å utarbeide både en bedriftøkonomisk og en samfunnsøkonomisk lønnsomhetsmodell for hvert kraftverk. Herfra vil oppgaven først foreta en analyse og sammenligning av dagens skatteordning ved de to kraftteknologiene. Deretter vil oppgaven foreta en samfunnsøkonomisk analyse og drøfte de samfunnsøkonomiske konsekvensene ved hver kraftteknologi.

Konklusjonen er at dagens skatteordningen mellom vind- og vannkraft er skjevfordelt og i favør av vindkraft. Samtlige skatter som pålegges vannkraft ansees å være overførbare til å også omfatte vindkraft. Lønnsomheten i vindkraft ser ut til å bli i større grad beskyttet av myndighetene. En eventuell skattelegging av vindkraft vil kompensere for de samfunnsøkonomiske konsekvensene vindkraftverkene medfører. Vannkraft er i utgangspunktet bedriftøkonomisk lønnsomt, og har generelt lavere kostnader per produsert kraftenhet enn vindkraft. Vannkraft er ikke lenger bedriftøkonomisk lønnsomt som følger av dagens skatteordning. Oppgavens analyse av samfunnsøkonomiske kostnader konkluderer i at vindkraft ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Vannkraft er derimot samfunnsøkonomisk lønnsomt. En inkludering av miljøkostnader og andre samfunnsøkonomiske kostnader i det reelle kostnadsgrunnlaget til ulike kraftteknologier vil bidra til at de mest samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjektene som blir realisert først, og ikke bare de teknologiene som er mest bedriftøkonomisk lønnsomme.

Abstract

In recent years, the share of power production from wind power has increased considerably, which follows from several years of major investments in the Norwegian wind power industry and support from public authorities. This has resulted in a highly profitable wind power sector in Norway. Nevertheless, it turns out that the wind power plants have several unforeseen consequences that have not been included in the cost basis behind this profitability. Wind power is also not a regulatable energy source, which is in growing demand in a Europe with an increasing focus on renewable energy. A power technology that, on the other hand, is both regulatable and already strongly established in Norway is hydropower. It also turns out that existing hydropower plants can be upgraded and equipped to produce more power than all existing wind turbines in Norway combined, without special further environmental interventions. On the other hand, hydropower in Norway is relatively heavily taxed, to such an extent that it is no longer economically profitable.

The problem of the thesis is to analyze and compare both the current tax schemes and the socio-economic profitability of power production from wind and hydropower technology. The thesis will use relevant theory to construct a theoretical model framework that will simulate costs and revenues. The model framework will allow the thesis to construct both a business economic and a socio-economic profitability model for each power plant. From here, the thesis will first make an analysis and comparison of the current tax scheme for the two power technologies. Then the thesis will make a socio-economic analysis and discuss their socio-economic consequences.

The thesis concludes that the current tax scheme between wind and hydropower is skewed and in favor of wind power. All taxes imposed on hydropower are considered transferable to include wind power. A potential further taxation of wind power will compensate for the socio-economic consequences of the wind power plants. Hydropower is to begin with economically profitable, and generally has lower costs per power unit produced than wind power, but as a direct result of the current tax scheme, hydropower will no longer be economically profitable in the presence of current taxation. The thesis' analysis of socio-economic costs, especially environmental costs, concludes that wind power is not socio-economically profitable, given the thesis' assumptions. In contrast, hydropower is in fact socio-economically profitable. An inclusion of environmental costs and other socio-economic costs in the actual cost basis for various power technologies would contribute to the most socio-economically profitable projects being the projects that are realised first, and not just the technologies that are most economically profitable.

Forord

Denne masteroppgaven markerer slutten på reisen som har vært min femårige utdannelse i samfunnsøkonomi ved NTNU i Trondheim. Det har vært et langt og lærerikt eventyr, og i den forbindelse ønsker jeg å takke alle de som har sørget for at jeg er der jeg er i dag.

Takk til min kjære familie, som har hjulpet meg og støttet meg gjennom alle disse årene. Takk til mine nære og kjære som har vært der for meg, og alle opplevelsene vi har hatt. Måtte det bli mange flere. Takk til alle mine lærere, både ved universitetet og tidligere, som har engasjert og inspirert. Takk også til alle nederlag og tap, den største læreren av alle.

Takk til min veileder, Anders Skonhoft, som har vært til enorm hjelp med sin uvurderlige og utømmelige kunnskap for denne oppgaven. Til slutt vil jeg også gi en takk til meg selv. Takk til meg som alltid har trodd på meg, som har gjort alt dette tunge arbeidet, som aldri har gitt opp og som har stått på hver bidige dag. Det hadde sannelig ikke gått så bra uten.

Samfunnsøkonomi handler om fordelingen av knappe ressurser. Tid, som mye annet, er en slik knapp ressurs. Alt vi må bestemme oss for, er hva vi skal gjøre med tiden som er gitt oss.

Håkon Eirik Oppigård Nilssen

Trondheim, 26. mai 2021

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	i
Abstract	ii
Forord	iii
1 Innledning	1
2 Teori	3
2.1 Eksternaliteter	3
2.2 Miljøkostnader	4
2.3 Kost-nytteanalyse	5
2.3.1 Krutilla-Fisher modellen	7
2.4 Energisituasjonen i Norge	9
2.4.1 Opprustning av norsk vannkraft	12
2.4.2 Elsertifikatordningen	14
2.4.3 <i>LCOE</i> -kostnad	14
2.4.4 Fremtidig utvikling	15
2.4.5 Vindkraft i Norge	16
2.4.5.1 Skatteparadiser	16
2.4.6 Omtale i media	17
2.4.7 Skattelegging av vann- og vindkraft	18
2.4.7.1 Skattelegging av vannkraft	18
2.4.7.2 Skattelegging av vindkraft	20
2.5 Tidligere studier	21
2.5.1 NOU 2019:16 - Skattelegging av vannkraftverk	21
2.5.2 NOU 2015:15 - Sett pris på miljøet	22
2.5.3 Meld.St. 28 - Vindkraft på land	23
2.5.4 Fornybar energi og ødelagt natur. Vindkraftutbygging i Norge - Artikkel av Anders Skonhoft	23
2.5.5 Tid for nye markeder i kraftforsyningen - Artikkel av E. S. Amundsen og L. Bergman	23
3 Datamaterialet	24
3.1 Vindkraftdata	24
3.2 Vannkraftdata	24
3.3 Kostnadsgrunnlaget	25
3.4 Kraftprosjekter til modellanalysen	27
3.5 Langsiktig kraftprisutvikling	27

4	Modellrammeverk	29
4.1	Innledning	29
4.2	Forutsetninger	29
4.3	Bedriftøkonomisk kostnadsmodell	33
4.3.1	Bedriftøkonomisk LCOE-kostnad	33
4.3.2	Bedriftøkonomisk lønnsomhet uten skatt	35
4.3.3	Bedriftøkonomisk lønnsomhet med skatt	36
4.3.3.1	Bed.øk. lønnsomhet for vindkraft med skatt	36
4.3.3.2	Bed.øk. lønnsomhet for vannkraft med skatt	37
4.4	Samfunnsøkonomisk kostnadsmodell	40
4.4.1	Samfunnsøkonomisk LCOE-kostnad	40
4.4.2	Samfunnsøkonomisk lønnsomhet	41
4.5	Parameterverdier	43
4.6	Resultater	45
5	Analyse	46
5.1	Innledning	46
5.2	Bedriftøkonomisk analyse	46
5.2.1	Lønnsomhetsutvikling	46
5.2.1.1	Levetid	46
5.2.1.2	Diskonteringsrente	47
5.2.1.3	Utvikling i markedspris	48
5.2.1.4	Vektlegging av regulerbarhet	49
5.2.2	Skatt	50
5.3	Samfunnsøkonomisk analyse	51
5.3.1	Miljøkostnader	51
5.3.1.1	Størrelser på miljøkostnader	51
5.3.1.2	Vekstraten på miljøkostnader	52
5.4	Mulige feilkilder	53
6	Diskusjon	54
6.1	Skatt på kraftteknologiene	54
6.2	Miljøkostnader	57
6.3	Regulerbarhet	58
7	Konklusjon	59
	Referanseliste	60
	Appendiks	65

1 Innledning

Kraftproduksjon fra Norges vindkraftverk opplevde i 2020 en økning på omtrent 80 % fra fjorårets toppnotering, og produserte 9,9 TWh energi i 2020 (Aanensen, 2020). Dette følger trenden over flere år med store investeringer i vindkraftnæring, høy grad av politisk medvilje gjennom subsidiering og gunstige avskrivningsregler, og utbyggingen av flere nye vindkraftanlegg (Ruen mfl., 2020). Fra 2015 til 2020 har samlet installert effekt ved norske vindkraftverk gått fra 882 MW til 3950 MW. Dette er en økning på nesten 350 % (NVE, 2021e, se figur 4 i appendiks). I nyere undersøkelser kommer det frem at vindkraftverk ikke er så miljøgunstige som først tiltenkt, og at utbyggingen av kraftverkene kan medføre utilsiktede miljøkonsekvenser (Helledal mfl., 2020). Miljø- og klimaminister Sveinung Rotevatn uttrykte i en artikkel at flere vindkraftverk ikke burde vært bygd, grunnet mangelfulle naturhensyn (Reksnes og Thunold, 2021). Til tross for en substansiell vekst i vindkraftutbygging de siste årene, dominerer vannkraft fremdeles kraftproduksjonen i Norge. Vannkraft stod for omtrent 92 % av den totale kraftproduksjonen på 154,2 TWh i landet i 2020 (Aanensen, 2020). Professor i vannkraft ved NTNU, Leif Lia, mener derimot at produksjonspotensialet for oppgradering av eksisterende vannkraftverk kan bidra til ytterligere 15-20 TWh kraft i året (Andersen, 2020). Dette er et produksjonspotensial som er opptil dobbelt så høyt som hva alle eksisterende vindkraftverk i Norge produserer til sammen, uten at det forårsaker særlige miljøkonsekvenser, slik som utbygging av nye kraftverk medfører (Ibid).

Lia mener årsaken til at det bygges ny vindkraft i stedet for å oppgradere eksisterende vannkraftverk kommer av at skatteleggingen for vannkraftverk er langt høyere enn for vindkraftverk (Andersen, 2020). Vannkraftverk er blant annet påført en grunnrenteskatt, som skal sikre at verdien av norske naturressurser tilfaller felleskapet. Denne grunnrenteskatten er ikke tilstedeværende hos vindkraftverk. Dette kuliminerer at det er langt mer driftsøkonomisk lønnsomt å bygge nye vindkraftverk fremfor å oppgradere eksisterende vannkraftverk, som ville vært mer samfunnsøkonomisk lønnsomt (Ibid). Lønnsomheten og de gunstige skatteregler ved vindkraft har også tiltrukket utenlandske selskap finansiert gjennom skatteparadiser til å stå bak investeringen av så mye som 40 % av alle norske vindkraftverk (Ringstad og Jacobsen, 2021). Dette flytter verdiskapningen fra norske naturressurser ut av landet uten at aktørene betaler skatt for utnyttelsen (Ringstad og Jacobsen, 2021).

Oppgavens problemstilling er å analysere og sammenligne skatteordningene og den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved kraftproduksjon fra vind- og

vannkraftteknologi. Oppgaven går frem ved å formulere en samfunnsøkonomisk kostnadsmodell for to sammenlignbare vind- og vannkraftprosjekter. Innledningsvis vil først de bedriftsøkonomiske langtidskostnadene beregnes utifra disse prosjektmodellene. Deretter introduseres de ulike skatteordningene ved hver kraftteknologi til modellen. Oppgaven skal så se på de samfunnsøkonomiske langtidskostnadene ved prosjektene, hvor eksterne effekter som blant annet miljøkostnader inngår. Til slutt vil lønnsomheten ved hver kraftteknologi analyseres, basert på disse kostnadene og prosjektert fremtidige kraftprisutvikling.

I kapittel 2 presenteres teorien som er relevant for oppgavens begrunnelse. Herunder inngår teori om eksternaliteter, miljøkostnader, lønnsomhetsanalyser, samt energisituasjonen i Norge. I kapittel 3 vil datamaterialet benyttet i modellrammeverket gjennomgås. Det innebærer produksjonsinformasjon om både vind- og vannkraft, samt utdypningen av kostnadsgrunlaget for hver produksjonsteknologi. I kapittel 4 blir oppgavens modellrammeverk presentert. Her vil forutsetningene modellen foretar gjennomgås, samt de ulike iterasjonene av kostnadsmodellene, hvor modellen stegvis utvides til å omfatte samfunnsøkonomiske kostnader. Dette modellrammeverket analyseres i kapittel 5, hvor ulike iterasjoner av modellene vil gjennomgås, og modellene vil gjennomgå en følsomhetsanalyse for å se hvordan endringer i visse variabler påvirker teknologienes faktiske lønnsomhet. I kapittel 6 vil disse funnene diskuteres i sammenheng med antagelser, teorier og tidligere studier presentert i oppgavens teorikapittel. Avslutningsvis vil oppgavens konklusjon fremkomme i kapittel 7, hvor endelige funn presenteres.

Oppgaven konkluderer med at dagens skatteordningen mellom vind- og vannkraft er skjevfordelt og i favør av vindkraft. Gitt oppgavens forutsetninger om kostnadsparametre og -størrelser er ikke vindkraft samfunnsøkonomisk lønnsomt. Vannkraft er i utgangspunktet bedriftøkonomisk lønnsomt, og har lavere kostnader enn vindkraft. Medberegnet dagens skatteordning er ikke vannkraft lenger bedriftøkonomisk lønnsomt, i motsetning av vindkraft. Vannkraft er derimot samfunnsøkonomisk lønnsomt når eksternalitetskostnader inkluderes i oppgavens beregning. Oppgaven argumenterer avslutningsvis for at grunnrenteskatten på vannkraft er overførbar til å også omfatte vindkraft, og dette vil kompensere for de samfunnsøkonomiske konsekvensene vindkraftverkene medfører. En inkludering av miljøkostnader og andre samfunnsøkonomiske kostnader i det reelle kostnadsgrunlaget til ulike kraftteknologier vil bidra til at det er de mest samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjektene som blir realisert først, og ikke bare de teknologiene som er mest bedriftøkonomisk lønnsom. Dette vil føre til en mer optimal allokering av ressurser i samfunnet, til en lavere bekostning av landets naturressurser.

2 Teori

2.1 Eksternaliteter

Eksternaliteter er betegnelsen på direkte bieffekter av økonomisk aktivitet som ikke kommer frem i produksjonskostnader eller markedspriser, som utilsiktet rammer andre aktører enn den som forårsaker effekten(e). Eksternaliteter kan være både positive og negative, og andre aktører som benytter ressursen kan ikke unngå å bli påvirket av eksternaliteten (Førsund og Strøm, 2000, s. 44). Eksternaliteter modellerer effekten en aktørs økonomisk aktivitet har på andre som aktøren ikke tar hensyn til. Dette vil gi en feilaktig allokering av ressurser i samfunnet. En optimal ressursallokering krever at eksternaliteten tas hensyn til ved aktørens beslutningstaking for dens økonomiske aktivitet (Ibid).

Myndighetenes investeringskalkyle for kraftproduksjon baseres på at enkelte kraftverkprosjekter investeres i basert på stigende langtidskostnadsfunksjoner, hvor de billigste kraftverkprosjektene realiseres først (Førsund og Strøm, 1980, s. 311). Ettersom det investeres i vannkraftverk med stadig høyere utbyggingskostnader, vil kostnadene omsider tilsvare andre kraftalternativer, som f.eks. vindkraft. Selv om andre alternativer kan virke til å ha lavere produksjonskostnader, er det flere eksternalitetseffekter som tilsier at dette ikke er tilfellet. En av disse effektene er knyttet til distribusjonskostnadene ved utbyggingen av kraftprosjekter. Det vil medføre større kostnader dersom kraftverket er lokalisert langt unna forbrukerpunktene. Dette er såkalte distribusjonskostnader, som er forbundet med utbygging av strømmnett og infrastruktur til anlegget, og ikke medberegnet i selve produksjonskostnadene til kraftverkutbyggingen (Førsund og Strøm, 1980, s. 312).

En annen effekt som bidrar til at prosjekter med relativt høyere produksjonskostnader realiseres fremfor prosjekter med lavere produksjonskostnader er behandlingstid (Førsund og Strøm, 1980, s. 312). Større prosjekter som vanligvis har lavere produksjonskostnad enn mindre prosjekter, bruker relativt lengre tid i konsesjonsbehandlingene hos offentlige organer (Ibid). Årsaken til dette er vanligvis omfattende innvendinger fra natur- og næringsinteresser om særskilte undersøkelser. Dette medfører at eksternalitetskostnader forbundet med kraftverket blir kvantifisert i denne politiske bearbeidingen, og kan føre til at prosjekter blir ytterligere kostbare å realisere. En tredje forklaring til hvorfor prosjekter med høyere kostnad enn vannkraft realiseres er konsekvensen av at vannkraftutbyggingen i Norge foregår desentralisert og uten en form for nasjonal plan (Ibid). Mangelen på en slik nasjonal samskjøring for vannkraft medfører at andre kraftprosjekter med en nasjonal

samordning kan oppfattes som billigere enn det de faktisk er som følger av denne samskjøringseffekten (Førsund og Strøm, 1980, s. 313).

2.2 Miljøkostnader

Miljøkostnader defineres som de ulempene påført på det naturlige miljøet (altså vann, jord, luft, etc.) ved å gjennomføre bedrifters produksjon og/eller husholdningenes forbruk i et naturområde (Førsund og Strøm, 1980, s. 171). De som påvirkes av disse miljøkostnadene kan enten være de som forårsaker dem, eller andre bedrifter og/eller husholdninger. Førsund (1980) argumenter for at en verdsetting av miljøet er svært utfordrende, ettersom “kostnaden” av alvorlige miljøinngrep ikke kan verdsettes høyt nok, i tillegg til den subjektive nytteverdien av miljøet gjør i praksis en felles verdsetting svært vanskelig (Førsund og Strøm, 1980, s. 116). Videre definerer Førsund (1980) fire karakteristiske trekk ved miljøkostnader:

1. Miljøkostnadene er en konsekvens av at miljøets alternative bruksområde blir redusert i omfang og/eller i kvalitet.
2. Allmenne områder blir berørt av miljøkostnadene. Vare- og tjenestetilbudet fra det naturlige miljøet blir redusert i omfang/karakter kan ansees som et fellesgode. Disse naturgodene er normalt sett ikke prissatt, og det er vanskelig å anslå betalingsvilligheten til eventuelle brukerne av naturområdet.
3. I visse situasjoner er miljøkostnadene irreversible inngrep, og naturområdet vil ikke kunne returnere til sin opprinnelige tilstand etter produksjonen/forbruket er gjennomført.
4. Det inngår usikkerhet i størrelsen på miljøkostnader. Dette gjelder både i forhold til de fysiske virkningene av et miljøinngrep, samt hvilke naturverdier som går tapt som følger av aktiviteten.

Perman mfl. (2003) definerer miljøkostnader som fraværet av miljøfordeler dersom man ikke utvikler prosjektet i naturområdet, og har utledet verdier forbundet med dette (Perman mfl., 2003, s. 402). De definerte verdiene er bruksverdi, eksistensiell verdi, alternativverdi og kvasi-alternativverdi. Bruksverdi er verdien av det faktiske eller planlagte individbruket av naturtjenester. Eksistensiell verdi defineres som kunnskapen om at en miljøtjeneste eksisterer, og at den vil fortsette å eksistere, uavhengig av faktisk eller potensielt bruk av individet (Perman mfl., 2003, s. 402). Forbundet med eksistensiell verdi er naturens tilbud av bekvemmelighetstjenester. Dette defineres som tjenester som tilbys av miljøet til husholdninger i form av rekreasjons-

muligheter og estetisk verdsettelse av det naturlige miljøet (Perman mfl., 2003, s. 402). Alternativverdien defineres som individets betalingsvillighet for å garantere tilgjengeligheten av tjenestene for fremtidig bruk. Kvasi-alternativverdien er betalingsvilligheten for å unngå irreversible miljøinngrep i dag, gitt forventningen om fremtidig kunnskapsvekst forbundet med inngrepene. Miljøkostnader defineres av Perman mfl. som summen av disse fire verdiene (Ibid).

2.3 Kost-nytteanalyse

En kostnads-nytteanalyse defineres som en “en lønnsomhetsanalyse av offentlige prosjekter der alle fordeler og ulemper med et prosjekt tallfestes og summeres, så langt det lar seg gjøre. Dersom den samlede betalingsvilligheten til de som er tatt med i regnestykket, er større enn kostnadene, defineres prosjektet som samfunnsøkonomisk lønnsomt” (Sirnes mfl., 2021). I motsetningen til en prosjektanalyse, som kun tar for seg bedriftsøkonomiske inntekter og utgifter, tar kost-nytteanalyser også med eksternaliteter i nytte- og kostnadsberegningene. Dette inkluderer også eksterne effekter prosjektet har på blant annet miljøet (Ibid). En kan utføre en kost-nytteanalyse ved å regne ut nåverdien av prosjektets samlede diskonterte nettonytter (Perman mfl., 2003, s. 369). En grunnleggende kost-nytteanalyse kan være følgende:

$$NV = \sum_{t=0}^{t=T} \frac{NB_t}{(1+r)^t}$$

Her står NV for nåverdi, t er en enkelt periode av alle perioder i prosjektets levetid T , NB_t står for netto nytte i periode t og r representerer diskonteringsrenten. Netto nytte representerer forskjellen mellom nytten B og kostnaden C i en gitt periode (Perman mfl., 2003, s. 369). Alternativt kunne en også benyttet profitt π i stedet for netto nytte, dersom en utelukkende ser på forskjellen mellom inntekter og kostnader. Diskonteringsrenten r uttrykker det risikjusterte avkastningskravet til investeringskostnaden for prosjektet (Perman mfl., 2003, s. 367). Beslutningsregelen for kost-nytte analysen er at dersom nåverdien til prosjektet er positivt, som vil si at summen av alle diskonterte netto nytter fra $t = 0$ til $t = T$ er positiv, ansees prosjektet som samfunnsøkonomisk lønnsomt (Perman mfl., 2003, s. 369).

I oppgaven skal nåverdien av kraftverkens betalingsstrøm analyseres. Her vil de årlige kraftkostnadene over kraftverkens levetid¹ inngå som en annuitetsbetaling. En annuitet defineres som “en følge av like store betalinger

¹Hva disse kostnadene er vil bli gått nærmere inn på i delkapittel 2.4.3.

som gjøres i faste perioder over en viss tidsperiode” (Sydsæter, 2010, s. 238). Anta at investeringskostnaden skal nedbetales med like store beløp, b hvert år over T antall år. I tillegg har vi et gitt avkastningskrav gitt ved diskonteringsrenten r . Summen av annuitetsbetalingene over en gitt periode, altså nåverdikostnadene NVK , er gitt ved formelen:

$$NVK = \frac{b_1}{1+r} + \frac{b_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{b_n}{(1+r)^T} = \frac{b}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^T} \right)$$

hvor b er annuitetsbetalingen, r er diskonteringsrenten, og T er antall perioder betalingene skal foregå (Sydsæter, 2010, s. 239). Som nevnt ovenfor, vil diskonteringsrenten r fungere som et krav om avkastning for kapitalen investert i modellen som senere skal utledes i kapittel 4.

I en miljømessig kost-nytteanalyse inkluderer nytten og kostnaden også verdien av miljømessig forbedring og forverring som følger av prosjektet som utføres (Perman mfl., 2003, s. 373). Derfor kan det være nyttig å skille mellom “ordinære” nytter og kostnader fra miljømessige nytter og kostnader i en slik analyse. Skal nå gå gjennom hvordan dette generelt kan gjøres. Der som B_o er den diskonterte verdien av ordinære nyttestrømmer, og C_o den diskonterte verdien av ordinære kostnadsstrømmer over prosjektets levetid resulterer dette i følgende analyse, sett vekk i fra miljømessig påvirkning:

$$NV_0 = \sum_{t=0}^{t=T} \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{B_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} = B_0 - C_0$$

Dersom NV -uttrykket som ignorerer miljømessig påvirkning benevnes som NV_u , vil NV som gjør rede for miljøpåvirkninger være gitt ved:

$$NV_0 = B_0 - C_0 - \Omega = NV_u - \Omega$$

hvor miljøkostnaden Ω er nåverdien av netto verdistrøm av prosjektet miljømessige påvirkning over prosjektets levetid. Ω kan være negativ, altså med verdien av miljønytte overstiger verdien av miljøkostnader, slik at $NV_0 > NV_u$. Vanligvis overstiger miljøkostnadene miljønyttene (Perman mfl., 2003, s. 374). Beslutningsregelen for at prosjektet bør iverksettes er dermed:

$$NV_u = B_0 - C_0 > \Omega$$

Anvendelse av dette kriteriet krever identifiseringen av påvirkningen prosjektet har på miljøet, i tillegg til en verdsetting av miljøet for å komme frem

til miljøkostnaden, som uttrykker et pengemessig anslag for miljønyttene av å ikke utføre prosjektet (Perman mfl., 2003, s. 374). Dette krever at miljøpåvirkningen kan måles og verdisettes, noe som ikke alltid er like lett (se delkapittel 2.2). Poenget er at kostnadene på miljøet må inngå i beslutnings-takingen, og behandles som ethvert reelt argument for å utføre prosjekter eller ikke. Dersom $NV_0 < 0$ bør ikke prosjektet utføres (Ibid).

2.3.1 Krutilla-Fisher modellen

Nåverdien ved prosjektet er som sagt resultatet av å diskontere og summere årlig netto nyttestrømmer NV_0 over prosjektets levetid:

$$NV_0 = B_{d,t} - C_{d,t} - \Omega_t$$

hvor $B_{o,t}$, $C_{o,t}$ og Ω_t er årlige, diskonterte mengder for $t = 1, 2, \dots, T$, hvor T er prosjektets levetid, korresponderende til nåverdien av B_o, C_o og Ω . Miljøkostnadene ved å utføre prosjektet, Ω_t , er samtidig miljøfordelene ved å ikke utføre prosjektet (Perman mfl., 2003, s. 375). I stedet for Ω_t kan vi da skrive $B(\Omega)_t$ for miljønyttestrømmen ved bevaring av miljøet. Bruker vi også $B(O)_t$ og $C(O)_t$ for nytte- og kostnadsstrømmen assosiert med gjennomføring av prosjektet når miljøpåvirkning ignoreres, slik at $B(O)_t - C(O)_t$ er hva som diskonteres for å gi NV_o , kan likingen uttrykkes som:

$$NV_t = B(O)_t - C(O)_t - B(\Omega)_t$$

Nåverdien av nyttestrømmen for hele perioden kan uttrykkes som:

$$NV_0 = \sum_{t=0}^T \left(\frac{B(O)_t - C(O)_t - B(\Omega)_t}{(1+r)^t} \right)$$

Krutilla og Fisher (1975) argumenterte for hvorfor verdien av miljøets bekvemmelighetstjenester vil, relativt til prisen av innsatser og produksjon fra prosjektet, øke over tid (Krutilla og Fisher, 1975, s. 57). Argumentene er at nytteverdien i realiseringen av prosjekter i det naturlige miljøet er avtagende over tid relativt til nytteverdien av å bevare miljøet. Produksjon fra prosjektet har nære substitutter, og graden av mulighet for substitusjon øke over tid med teknologisk utvikling (Ibid). F.eks. et vindkraftverk produserer elektrisitet, som kan substitueres gjennom f.eks. vannkraftverk eller atomkraft (Krutilla og Fisher, 1975, s. 49). I tillegg er det rimelig å anta at teknologien i vindkraftverk effektiviseres over tid, som gjør prosjektet mer effektivt (Ibid).

Miljøet finnes det derimot ingen substitutt for, og det ligger heller ikke ann til at teknologisk utvikling skal kunne skape substitutter for miljøet i fremtiden (Krutilla og Fisher, 1975, s. 57). Bekvemmelighetstjenester fra miljøet har i tillegg en høy inntektselastisitet i etterspørsel, samt at teknologisk utvikling heller ikke kan bidra med å bedre tilbudet av slike tjenester (Krutilla og Fisher, 1975, s. 56). Med økonomisk vekst og teknologisk endring er det rimelig å anta en tendens for at den relative verdien av bekvemmelighetstjenester fra uberørte miljøressurser vil øke over tid (Krutilla og Fisher, 1975, s. 57). Det vil si at verdien av uberørt natur vil øke og øke, samtidig som kostnaden ved berørt natur også vil øke og øke. Introduserer dette i beregningen med å anta at bevaringsnyttens vokser med en rate a , mens nytten og kostnaden ved prosjektet forblir konstant:

$$NV_0 = \sum_{t=0}^T \left(\frac{B - C}{(1 + r)^t} \right) - \sum_{t=0}^T \left(\frac{\Omega}{(r - a)^t} \right)$$

hvor B og C er en konstant nytte- og kostnadsstrøm, mens Ω er den voksende nyttestrømmen fra bevaring av miljøet, som vokser med en faktor a . For en $a > 0$ vil NV være mindre enn for en $a = 0$, til gitt NV_0 . Det vil si at prosjektet er i mindre grad sannsynlig til å gjennomføres dersom Krutilla-Fisher argumentene inkorporeres i analysen (Perman mfl., 2003, s. 376). Bevaringsnyttens vil ikke diskonteres dersom $a = r$, siden den da er identisk med og "inkluderes" i diskonteringsrenten. Dersom $a > r$ vil nytten diskonteres negativt, og den diskonterte strømmen av P_t vil vokse over tid. Anta nå at $T \rightarrow \infty$, altså vi ser på prosjektets miljøkostnader har en uendelig levetid. Nåverdien av miljøkostnadene vil da uttrykkes ved:

$$\sum_{t=0}^{\infty} \frac{\Omega}{(r - a)^t} = \frac{\Omega}{(r - a)} \left(1 - \frac{1}{(1 + r)^{\infty}} \right) = \frac{\Omega}{(r - a)}$$

Merk at for en økning i a når $T = \infty$ så øker også brøken $\Omega/(r - a)$. Dette vil, for en gitt NV_0 , redusere nåverdien av prosjektet (Perman mfl., 2003, s. 377). Et annet argument for $T \rightarrow \infty$ er at i praksis er T for prosjekt som påvirker miljøet svært høy. Dette fordi etter prosjektets levetid på f.eks. 50 år, kan det ta 200 år før naturen gjenoppstår i prosjektområdet. Da blir T 250 år, som er langt mer enn prosjektets opprinnelige levetid (Ibid).

2.4 Energisituasjonen i Norge

Norsk energiproduksjon karakteriseres som den energiforsyningen i Europa med størst grad av fornybare energikilder og lavest grad av forurensning (Olje- og energidepartementet, 2021e). I 2020 produserte norske kraftverk 154 TWh², hvor vannkraftverk utgjorde 92 % av kraftproduksjonen, mens vindkraft og termisk kraft utgjorde henholdsvis 6 % og 2 % (SSB, 2021). Per 31. desember 2020 finnes det i følge NVE 1 681 vannkraftverk, 53 vindkraftverk og 30 termiske kraftverk i Norge (NVE, 2021b). Hver kraftkilde har en installert effekt på henholdsvis 33 003, 3 977 og 700 MW³. Dette er en samlet installert effekt på 37 680 MW⁴. Utviklingen av en fornybar kraftsektor i Norge har foregått siden 1880-tallet, og har siden da lagt et grunnlag for verdiskapning i norsk økonomi, og gjort Norge til blant de mest kompetente på teknologien (NOU 2019:16, s. 20). Ettersom norsk kraftproduksjon domineres av større vannkraftverk med tilhørende vannmagasiner, sørger dette for en regulerbar og fleksibel kraftproduksjon. Som følger befinner omtrent halvparten av all magasinkapasitet i Europa i Norge. Mer enn 3/4 av norsk installert produksjonskapasitet er knyttet til regulerbar vannkraft (NOU 2019:16, s. 21). Dermed kan vann lagres i magasinene og produksjonen utsettes til behovet oppstår. På grunn av magasinene kan flere norske vannkraftverk også produsere i perioder med lite nedbør og tilsig, som resulterer i en fleksibel, utjevnet og markedstilpasset produksjon, som karakteriserer norsk vannkraftproduksjon (Ibid).

Denne fleksibiliteten er ikke like tilstedeværende i de termiske kraftsystemet som dominerer kraftproduksjonen i resten av Europa (Ibid). I 2019 utgjorde fossile brenslere hele 46 % av kraftproduksjonen i Europa, mens kjernekraft, vind-, vann- og solkraft utgjorde henholdsvis 25 %, 13 %, 11 % og 4 % av europeisk kraftproduksjon (Eurostat, 2021a). Dette illustreres i figur 8 i appendiks. Videre bygges det stadig mer fornybar energi både i Norge og resten av Europa, som vind- og solkraft, som ikke er regulerbar (NOU 2019:16, s. 21). Vind- og solkraft er utelukkende avhengig av værforholdene på det daværende tidspunktet, og har ingen styringsmekanismer utover dette. Dermed er samspillet norsk vannkraft har mellom ikke-regulerbare kraftkilder, både innenlands og i tilknytning til resten av Europa, av økende viktighet for å bidra til et markedsoptimalt, balansert og fleksibelt kraftsystem (Ibid). For

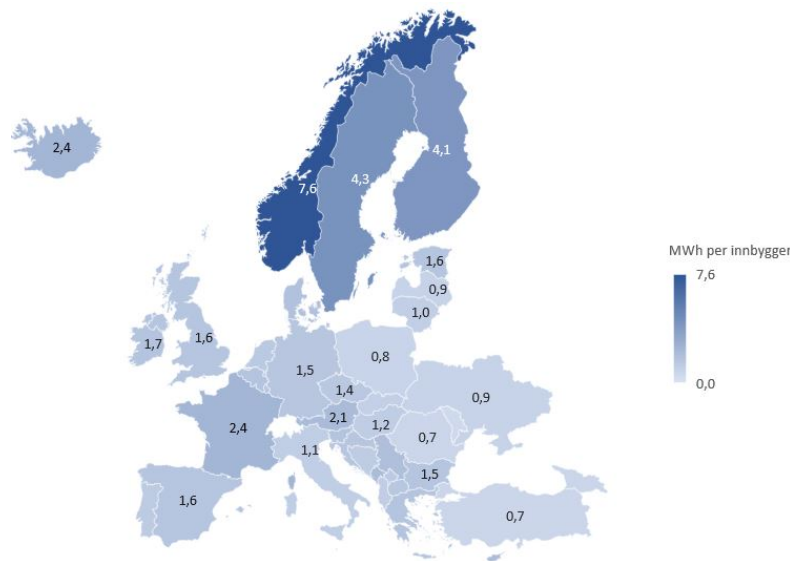
²Watttime (Wh) er en enhet for energi, og tilsvarer energien en effekt på én watt (W) produserer fra én time (h). Sammen med prefiksen tera (T) betegner 154 TWh altså en energiproduksjon på 154×10^{12} Wh (Hofstad, 2021).

³Watt (W) er enheten for effekt SI-systemet. Sammen med prefiksen mega (M) betegner altså 37 680 megawatt (MW) en installert effekt på $37\,680 \times 10^6$ W (Hofstad, 2019b).

⁴Se tabell 13 i appendiks for en fullstendig oversikt over kraftenheter og -størrelser.

en økt andel ikke-regulerbare kraftkilder, vil det kreve større fleksibilitet fra det gjenværende kraftsystemet for å bidra til forsyningssikkerhet og tilpasse produksjon mot etterspørsel i energimarkedet. Denne effekten kan øke verdien av norske vannkraftverk som har mulighet til å regulere produksjonen via magasiner (Ibid). Amundsen og Bergman (2020) argumenterer for at en inntensivordning for produsenter av regulerbar kraft til å forplikte seg til et eget kraftmarked for å bedre forsyningssikkerheten i kraftmarkedene er blant de beste løsningene for et kraftmarked med stadig flere ikke-regulerbare kraftkilder og større risiko i forsyningssikkerhet (Amundsen og Bergman, 2020, s. 10).

Det relative energiforbruket i norske husholdninger er derimot langt større enn andre land i EU/EØS-området. I EU/EØS-området var det gjennomsnittlige husholdningsforbruket av energi per innbygger på 1,7 MWh i årene 2018-2019. Det tilsvarende forbruket for husholdninger i Norge var på 7,2 MWh per innbygger (Eurostat, 2021b, Eurostat, 2021c). Dette er 4,5 ganger høyere enn gjennomsnittet for andre EU/EØS-medlemsland, og illustreres i figur 1.



Figur 1: *Energiforbruk per person per husholdning i EU/EØS-området (enheter i MWh) (Kilde: Eurostat, 2021b, Eurostat, 2021c).*

Årsaken til det relativt høye energiforbruket i Norge er en konsekvens av tilgangen på en forholdsvis billig vannkraft sammenlignet med andre land (Olje- og energidepartementet, 2021a). Dette har ført til en relativt høy grad av elektrifisering av Norge relativt til andre land. Kombinert med at Norge

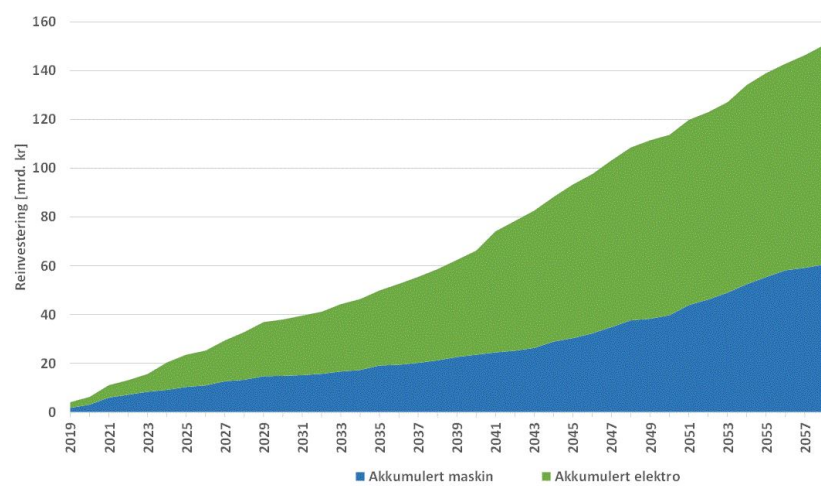
har et relativt kjøligere klima medfører det at mesteparten av husholdningers forbruk går til oppvarming, hvor elektrisitet er den vanligste benyttede energiformen (Olje- og energidepartementet, 2021b). Hvor andre land heller benytter gass eller andre energikilder til oppvarming, er konsekvensen av dette et høyere energiforbruk hos norske husholdninger. Som følger av klima og værforhold er norske husholdningers forbruk særlig utsatt for sesongbestemt forbruk mellom årstidene, med høyere forbruk på vinteren enn på sommeren (Ibid). Andre faktorer som overordnet påvirker energiforbruk i Norge er befolkningsvekst, vekst i økonomien og teknologisk utvikling (Olje- og energidepartementet, 2021c).

Norge er en del av et integrert nordisk kraftmarked, sammen med Danmark, Sverige og Finland (Olje- og energidepartementet, 2021d). Dette markedet er igjen integrert i et felles europeisk kraftmarked gjennom krafttilknytninger med Tyskland, Polen, Baltikum, Russland og Nederland. Kraftmarkedet skiller seg fra andre markeder ved at produktet er svært dårlig egnet til lagring. Derfor krever markedet et identisk forhold mellom tilbud og etterspørsel. Prisingen kommer fra dette forholdet gitt tilgjengelig kapasitet på strømmettet (Ibid). Tilpasningen i det kortsiktige kraftmarkedet sikrer at de billigste produksjonsressursene benyttes først, slik at kraften ikke blir unødvendig dyr for sluttbrukeren (Ibid). Omtrent 95 % av Europas kraftforbruk omfattes i det europeiske kraftmarkedskoblingen.

Ytterligere to kraftforbindelser mellom Norge og Tyskland og Storbritannia skal driftsettes i løpet av 2021, gjennom prosjektene Nordlink og North Sea Link (Statnett, 2021a, Statnett, 2021b). Hensikten med disse prosjektene er å sørge for effektiv utnyttelse av kraftproduksjon i begge land, samt sikre forsyningsikkerhet til en mer stabil og forutsigbar markedspris. En fremhevet fordel ved prosjektene er at Norge kan utnytte ikke-regulerbare fornybare energikilder, som vind- og solkraft, og importere kraft fra andre land når produksjonen fra disse kildene er høy, og dermed la vannet forbli i kraftverkmagasinenene til senere bruk. Tilsvarende, når produksjonen fra disse kildene er lav i utlandet, kan Norge eksportere kraft fra regulerbare vannkraftverk til utlandet når behovet oppstår (Ibid). En analyse viser til at kablene vil øke gjennomsnittsprisen på kraft i Norge med 3-5 øre per kWh, som tilsvarer 500-900 kroner ekstra i året for en gjennomsnittlig husholdning (Bjørnstad, 2021).

2.4.1 Opprustning av norsk vannkraft

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) undersøker årlig behovet for re-investering, opprustning og utvidelse av norske vannkraftverk (NVE, 2020d). En større andel av norske vannkraftverk ble bygd i perioden mellom årene 1950 til 1980. NVE presiserer at selv om det opprettholdes generelt godt vedlikehold av kraftverkene, tilsier alderen på kraftverkene at samtlige komponenter i kraftproduksjonen nærmer seg sin tekniske levealder. NVE har tilrettelagt en teknisk levetid på 30 år for elektrotekniske komponenter, og en teknisk levetid på 40 år for maskintekniske komponenter, som vist i figur 2. Dette medfører stadige reinvesteringer i kraftverkene etterhvert som alderen på komponentene tiltar.



Figur 2: *Reinvesteringsskrevet for maskintekniske og elektrotekniske komponenter i kraftverk med effekt på over 10 MW (Kilde: NVE, 2020d).*

NVE skiller mellom ulike potensialer for opprustning og utvidelse (O/U) av vannkraft (Henriksen mfl., 2020, s. 2). Elementer som påvirker potensialet i de ulike kategoriene er teknologisk utvikling, økonomi, politikk, tidshorizont og ulike samfunnshensyn. Disse elementene er i kontinuerlig endring, og vil begrense det mulige potensialet til enhver tid. Det **teoretiske** potensialet viser hva som er totalt sett mulig å produsere av vannkraftenergi dersom hver eneste vannfallsressurs i Norge hadde vært utnyttet til kraftproduksjon, uten å ta hensyn til kostnader eller andre konsekvenser (Ibid). I Norge er det teoretiske potensialet på over 600 TWh (Henriksen mfl., 2020, s. 1). Det **tekniske** potensialet er den tekniske produksjonsmuligheten av vannressurser gitt dagens teknologi, uten å ta hensyn til kostnader eller andre konsekvenser (Henriksen mfl., 2020, s. 2). Det **teknisk-økonomiske** potensialet gjør over-

ordnede vurderinger av miljøkonsekvenser, kostnader og andre betingelser (som skattesatser og støtteordninger som elsertifikater for kraftverket). Det **økonomiske** potensialet gjør nærmere vurderinger av miljøkonsekvenser, lønnsomhet og andre spesifikke detaljer for prosjektet, før O/U-prosjektene søker om konsesjon. Dersom konsesjon til O/U innvilges, avgjøres den endelige beslutningen om prosjektets lønnsomhet av kraftselskapene. Dette er det **realistiske/bedriftøkonomiske** potensialet (Ibid).

Tiltakene innebærer å modernisere, effektivisere, oppgradere og ombygge kraftverkene (NVE, 2020d). Med opprustning menes tiltak som bidrar til å effektivisere produksjonen og minimere energitap i vannveien til anlegget. Eksempler på opprustning innebærer å erstatte produksjonskomponenter som nærmer seg sin tekniske levetid, effektivisere vannveien til kraftverket for å redusere friksjonstap, samt annen fornying og automatisering av vannkraftverket. Opprustninger kan medføre økt total virkningsgrad og driftsikkerhet, og redusere driftskostnader tilknyttet kraftverket. Dette uten å medføre store naturinngrep (Ibid). Utvidelser innebærer å utnytte mer vann til produksjon, eventuelt utnytte fallhøyden til vannstrømmen bedre. En slik økt utnyttelse kan gjennomføres ved å eksempelvis overføre ytterligere nedbørsfelt til vannmagasinene. Dette vil gi økt gjennomstrømning og øke tilsiget til magasinet, gitt at magasinet har tilgjengelig kapasitet. En kan også øke fallhøyden eller redusere flomtapet til kraftverket (Ibid). Flomtap defineres som "*vann som i en flomsituasjon ikke kan nyttes til kraftproduksjon på grunn av for liten magasinkapasitet eller for liten maskininstallasjon i et vannkraftverk*" (Skarheim, 1988, s. 9). Opprustninger for å minimere flomtap innebærer å bygge ut et parallelt kraftverk sammen med det eksisterende kraftverket (NVE, 2020d). Fordelen med et slikt nybygg er at en unngår produksjonstap under utbyggingen, siden det gamle kraftverket kan driftes som normalt inntil det nye kraftverket er ferdigstilt.

NVE anslår at opprustninger av turbinkapitalen hos alle vannkraftverk med en installert effekt på over 10 MW, kan teoretisk sett øke årlig vannkraftproduksjon med 4,4 TWh som følger av teknologiforbedringen i seg selv (NVE, 2020d). Ytterligere 3,2 TWh i året kan være mulig å fremdrive basert på tidligere O/U-prosjekter. Dette summerer seg i NVEs teknisk-økonomiske potensial for opprusting og utvidelse av vannkraftverk på 7,6 TWh årlig (Ibid). I desember 2020 publiserte Norsk forskningscenter for vannkraftteknologi, som har i hovedmål å gjøre norsk vannkraftsektor i stand til å møte komplekse utfordringer gjennom innovativ teknologiløsninger, en forskningsrapport som undersøkte mulighetene for en total oppgradering av norske vannkraftverk (Vereide mfl., 2020, s. 3). Rapporten viser til at en betydelig oppgradering av eksisterende vannkraftverk, hvor installert effekt tredobles,

kan utføres med en netto positiv effekt for miljøet. I tillegg viste det seg at en slik betydelig oppgradering kan være økonomisk lønnsom, dersom fremtidige strømpriser øker tilstrekkelig mye (Ibid).

2.4.2 Elsertifikatordningen

Elsertifikater er en støtteordning for fornybar strøm som er forvaltet av NVE (NVE, 2020a). Ordningen med elsertifikater er innført for å øke produksjonen av fornybar strøm, og skal gjøre det mer lønnsomt å investere i fornybare produksjonskilder. Stortinget vedtok Lov om elsertifikater i juni 2011 (Lovdata, 2011). Loven gjelder kun for nye produsenter av fornybar strøm, og kun frem til utgangen av 2021. Fra og med 1. januar 2012 ble Norge delaktig i et fellesmarked med Sverige for elsertifikater, hvor begge land har et samlet mål om ytterligere 28,4 TWh fornybar produksjon innen 2020 (NVE, 2020a). Eierene av fornybare kraftkilder kan søke om elsertifikater hos kraftleverandørene, og vil da få en tilleggsinntekt for hver produserte MWh fra fornybare energikilder, i tillegg til inntekter fra strømprisene. Dersom et kraftverk godkjennes for elsertifikater vil bli tildelt sertifikater i inntil 15 år etter godkjenning. Kraftleverandører blir pålagt å kjøpe elsertifikater fra elsertifikatmarkedet som en gitt andel av krafteierens produksjon. Kraftleverandører dekker kostnaden for elsertifikater ved å tildele kostnaden til sluttbrukerne av strømmen. Derfor er det i praksis strømkunder, husholdninger og bedrifter, som finansierer ordningen. Denne kostnaden har økt fra 2012 til 2020, etterhvert som flere kraftprodusenter av fornybar energi støttes under ordningen (Ibid).

2.4.3 *LCOE*-kostnad

Kostnader i energisektoren baseres på de reelle kraftkostnadene over levetiden til kraftproduksjonsvirksomheten, f.eks. et vind- eller vannkraftverk (NVE, 2020b). Disse kostnadene kalles for *LCOE* (“**L**evelized **C**ost **O**f **E**nergy”), og regnes som øre per kWh produsert. *LCOE*-kostnader deles inn i tre overordnede kategorier; investerings-, drifts- og brenselskostnader. Faktorer som spiller inn på de samlede *LCOE*-kostnadene er størrelse (MW), investeringskostnader (kr/kW), brukstid (fullasttimer/år), økonomisk levetid (år), faste drifts- og vedlikeholdskostnader (kr/kW/år), variable drifts- og vedlikeholdskostnader (øre/kWh), brenselskostnader (øre/kWh), og degraderingsrate (Ibid).

NVE publiserer periodevis rapporter med oversikt over kostnadene for ulike kraftproduserende teknologier (NVE, 2019). I den seneste rapporten presenterer NVE beregningsforutsetninger og forbehold ved LCOE-beregningene av ulike kraftproduksjonsteknologiene (NVE, 2015b, s. 9). LCOE-kostnader benyttes for å sammenligne konkurranseforholdene mellom ulike typer produksjonsteknologi i forhold til kostnadene til hver type. Det presiseres at skatter og avgifter ikke inngår i LCOE-beregningen, med unntaket av el- og brenselavgifter hvor disse produktene inngår som råvarer i kraftproduksjonen. Større miljøpåvirkninger og inntektssiden av teknologiene, altså lønnsomhet, går ikke inn i beregningen av LCOE-kostnader (Ibid).

2.4.4 Fremtidig utvikling

NVE har publisert en rapport for langsiktig kraftmarkedsanalyse fra 2020 mot 2040 (NVE, 2020c). I analysen forventer NVE at den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge vil ligge mellom 38 og 42 øre per kWh mellom 2020 og 2040 (NVE, 2020c, s. 2). Rapporten konkretiserer at kortsiktige kraftpriser i Norge vil være svært væravhengige, og påvirkes av nedbør, temperatur og vindforhold, som følger av Norges store andel av fornybare energikilder som varierer med disse forholdene. NVE forutsetter videre at forbruk og produksjon av energi i Norge vil øke omtrent like mye frem mot 2040, og at det ligger til rette for at årlig kraftproduksjon i Norge vil øke med 26 TWh frem mot 2040 (NVE, 2020c, s. 3).

Rapporten forutsetter en utvikling i det europeiske kraftsystemet fra fossile brenslere til fornybar kraftproduksjon, hvor særlig sol- og vindkraft vil erstatte den nåværende fossile kraftproduksjonen i takt med at CO₂-prisen forventer å stige fra 24 € per tonn CO₂ til 35 €/tonn frem til 2040 (NVE, 2020c, s. 3). Etersom en større andel uregulerbar kraftproduksjon blir mer fremtredende i både Norge og Europa, forutsetter NVE at dette vil føre til økende variasjon i kraftpriser (NVE, 2020c, s. 4). Rapporten presiserer at det derfor vil bli nødvendig å utnytte fleksible, altså regulerbare, ressurser for å sikre forsyningssikkerhet og stabilitet i det europeiske kraftsystemet, og at etterspørselen etter fleksible kraftressurser vil øke fremover. Slike ressurser vil bidra til mer stabile kraftpriser i et kraftsystem med en større andel av sol- og vindkraft (Ibid).

Rapporten drøfter også at politiske avgjørelser og teknologiske fremskritt påvirker hvordan utviklingen av kraftsystemet og -prisen vil utarte seg frem mot 2040 (NVE, 2020c, s. 4). Politiske tiltak for økt elektrifisering kan bidra til økte strømpriser, mens tiltak for økt kraftproduksjon eller energisparing kan bidra til det motsatte. Eksempelvis har Norge et stort ressursgrunnlag

for landbasert vindkraft, men det vil medføre store miljøinngrep i naturen. Havbasert vindkraft har også et stort potensial i Norge, men har høyere kostnader enn landbasert vindkraft. En slik produksjonsteknologi er dermed avhengig av teknologisk utvikling for å redusere kostnadene og bli en del av kraftsystemet (Ibid).

2.4.5 Vindkraft i Norge

I 2019 ble det slått rekord for årlige investeringer i kraftforsyningen, og den største økningen finnes i vindkraftinvesteringer (Ruen mfl., 2020). Totale vindkraftinvesteringer økte med 28,8 % fra 2018 til 2019, fra henholdsvis 7,5 milliarder til 9,7 milliarder kroner. Kraftproduksjonen fra vindkraftverk økte også til 5,5 TWh i 2019, en økning på 1,6 TWh i 2018. I 2020 har kraftproduksjonen økt til 9,9 TWh (Aanensen, 2020). Dette er en økning på 4,4 TWh, tilsvarende 79 % fra foregående år. Utviklingen i aggregert produksjon og installert effekt per år er illustrert i figur 3 og 4 i appendiks.

Stadig utbygging av vindkraft medfører også et økt behov for stabilitet og dekning i strømmettet (Meld. St. 28 (2019-2020), s. 54). Etersom de mest optimale vindressursene vanligvis befinner seg i avsidesliggende områder uten tilstrekkelig dekning av strømmettet. Utbygging av vindkraftverk kan dermed, i varierende grad, medføre behov for store investeringer i strømmettet (Jakobsen mfl., 2019, s. 27). Det er nettkundene, altså strømbrukerne, som finansierer investeringer i strømmettet (Meld. St. 14 (2011-2012), s. 15). I motsetning har utbyggingen av vannkraftverk i Norge på 1950- og 60-tallet foregått i den umiddelbare nærheten av kraftintensiv industri, ofte med fjordtilknytning og eksisterende tilknytninger til strømmettet (Flåten og Skonhoft, 2014, s. 309). Dette resulterte i svært lave distribusjonskostnader for kraften produsert fra vannkraftverk, som regel også er tilfellet for moderne kraftverk (Ibid). Noe som skiller vann- og vindkraft er fordelingen av eierskap mellom offentlige og private aktører (NVE, 2021a). Blant alle norske vannkraftverk tilfaller 88,7 % offentlig eierskap, mens tilfellet for norske vindkraftverk er på 32,9 %. Resterende norske vindkraftverk er eid av private aktører. Blant de private selskapene er 61,7 % utenlandske selskaper (Ibid).

2.4.5.1 Skatteparadiser

I en rapport fra Tax Justice Network Norge fremkommer det at 40 % av alle vindkraftverk er eid eller finansiert via konsern lokalisert i skatteparadiser, som for eksempel Caymannøyene, Lyxembourg, Sveits, etc. (Ringstad og Jacobsen, 2021, s.4). Dette vil si at 42 % av den totale vindkraftproduksjonen i

Norge finansieres gjennom slike skatteparadiser, som flytter overskuddet fra konsernets virksomhet fra Norge til utlandet. Rapporten viser at de skatteparadiseide vindkraftverkene har 42 % høyere finansielle kostnader, deriblant rentekostnader, enn norskeide vindkraftverk (Ibid).

Metoden som benyttes til å flytte overskuddet fra vindkraftverkene ut av landet innebærer at konsernet påtar seg svært dyre lån, for eksempel med 10 % lånerente (Ringstad og Jacobsen, 2021, s.23). Lånet tas i et eget konserneid selskap i et annet land med lav til inngen skatt på disse renteinntektene (Ibid). Når konsernet da etablerer kraftverkselskapet med en svært høy gjeldsgrad i et land som Norge, et land med relativt høyere skattesatser, medfører de høye rentekostnadene til et skattefradrag som reduserer det skattebare overskuddet (Ibid). Dermed reduseres den totale skatteregningen til konsernet. Selskapenes skattemessige underskudd i Norge medfører at flere aktører i rapporten enda ikke har betalt skatt i Norge, til tross for flere år med økonomisk overskudd fra vindkraftverkene (Ringstad og Jacobsen, 2021, s. 41). Dette er en konsekvens av at selskapene har fått utsatt skatt frem til selskapene utjevner det skattemessige underskuddet, og først da er nødt til å betale skatt på overskudd, i tråd med skatteregler i Norge (Ibid).

2.4.6 Omtale i media

Fra forskningsarbeid omtalt i media fra de siste årene, kommer det frem at vindkraftverk ikke er så miljøgunstige som først tiltenkt, og at utbyggingen av kraftverkene kan medføre utilsiktede miljøkonsekvenser (Helledal mfl., 2020). Blant disse er ødeleggelse av myrområder hvor kraftverkene utbygges som gir en netto negativ miljøgevinst fra vindkraftproduksjonen, da myrområdene har stor evne for lagring av CO₂ (Ibid). Både i Tromsø og på Stadlandet har det forekommet tilfeller hvor drikkevannet til nærboende av vindkraftverk har fått forurenset drikkevann etter at kraftverket ble etablert (Lied, 2021, Reksnes, 2021). Miljø- og klimaminister Sveinung Rotevatn uttrykte selv i en artikkel at flere vindkraftverk ikke burde vært bygd som følge av mangelfulle naturhensyn og liten kunnskap om de faktiske miljøkonsekvensene fra vindkraftverkene (Reksnes og Thunold, 2021). I en artikkel fra NRK diskuterer professor Leif Lia at produksjonspotensialet for oppgradering av eksisterende vannkraftverk kan bidra til ytterligere 15-20 TWh kraft i året (Andersen, 2020). Årsaken til at det bygges ny vindkraft i stedet for å oppgradere eksisterende vannkraftverk, mener Lia er en konsekvens av at skatteleggingen av vannkraftverk er langt høyere enn for vindkraftverk (Ibid).

2.4.7 Skattelegging av vann- og vindkraft

2.4.7.1 Skattelegging av vannkraft

Norske vannkraftverk er underlagt særlige skatteleggingsregler av inntekt forbundet med produksjon og omsetning av vannkraft (NOU 2019:16, s. 46). I tillegg til ordinær selskapsskatt, er vannkraftverk også underlagt grunnrenteskatt, naturressursskatt, eiendomsskatt på kraftanlegget, og konsesjonskraft og -avgifter.

- **Ordinær selskapsskatt:** Vannkraftverk er underlagt den samme ordinære virksomhetsskatten som alle andre foretak også underlegges av skatteloven (NOU 2019:16, s. 46). Dette innebærer en skattesats på 22 % på overskudd som allminnelig inntekt. Vannkraftverk får skattefradrag for kostnader, deriblant avskrivninger av kapital, i samsvar med skattereglene for alle skattepliktige.
- **Grunnrenteskatt:** I tillegg til ordinær inntektsskatt betaler vannkraftverkeieren en såkalt grunnrenteskatt til staten (NOU 2019:16, s. 50). Alle vannkraftverk med en installert effekt på 10 MW eller mer beregnes en grunnrenteskatt på 37 %, jf. skatteloven § 18-3 første ledd. Skatten beregnes ved å ta salgsverdien av kraftproduksjonen i løpet av et år (altså spotmarkedspris i kraftmarkedet) fratrukket driftsutgifter, konsesjonsavgift, eiendomsskatt, avskrivninger og friinntekt. Utvalget som utarbeidet grunnrenteskatten gjennom skattereformen for vannkraftverk i 1997 argumenterte for at vannkraft er en nasjonal ressurs, og at grunnrenteskatten vil sikre at grunnrenten forblir i Norge, selv om kraftverkene eventuelt skulle selges til utenlandske aktører.
- **Naturressursskatt:** Fra 1993 var vannkraftverk pålagt en produksjonsavgift, med sats på 1,2 øre per produserte kWh, som skulle tilfalle staten (NOU 2019:16, s. 59). Avgiftsgrunnlaget var gjennomsnittet av kraftproduksjonen de siste femten årene frem til skatteåret. Ettersom grunnrenteskatten ble innført i 1997, ble samtidig formueskatten på vannkraftverk under offentlig eierskap avvirket (NOU 2019:16, s. 60). Dette medførte tapte inntekter for kommuner med vannkraftverk. Dermed ble naturressursskatten innført, med samme sats som den foregående produksjonsavgiften. Naturressursskatten fratrekkes fellesskatt til staten, men ikke i grunnlaget for eiendomsskatten til kraftverket, ordinær selskapsskatt, eller grunnrenteskatten. Beregningsgrunnlaget for skatten er 1/7 av total kraftproduksjon de siste 7 årene, inklusivt inntektsåret. Omtrent 84,6 % av naturressursskatten tilfaller

kommunen, mens de resterende 15,4 % tilfaller fylkeskommunen (NOU 2019:16, s. 61). Vannkraftverk med en installert effekt på under 10 MW er unntatt både grunnrenteskatt og naturressursskatt.

- **Eiendomsskatt:** Det er opptil hver enkelt kommune å avgjøre hvorvidt vannkraftverkene skal påføres eiendomsskatt (NOU 2019:16, s. 61). Skattegrunnlaget for eiendomsskatt for vannkraftverk beregnes utifra fastsatt inntekts- og formuesskatt i det foregående skatteåret (NOU 2019:16, s. 62).
- **Konsesjonskraft og -avgift:** Konsesjonskraft og -avgift har vært lovregulert siden henholdsvis 1909 og 1911 (NOU 2019:16, s. 69). Konsesjonskraft har til hensikt å sikre kommunene med utbygde vannkraftverk kraft til alminnelig forsyningsbehov til en rettferdig pris. Konsesjonsavgiften er en avgift pålagt vannkraftverkene for å kompensere for generelle skader og andre ulemper utbyggingen av vannkraftverket har påført kommunen, som ikke kompenseres på annet vis, og som også skal gi kommunen eierskap til en andel av verdiskapningen som finner sted som følger av kraftverket (NOU 2019:16, s. 72). Avgiften tilfaller både kommune og stat. Beregningsgrunnlaget tar utgangspunkt i installert effekt ved kraftverkene, og er uavhengig av faktisk produksjon (NOU 2019:16, s. 70). I dag benyttes konsesjonskraften hovedsakelig til gevinst for kommunene, som selger konsesjonskraften på kraftmarkedet og tjener på differansen mellom prisen på konsesjonskraften og salgsprisen på markedet. Vannkraftverket må avstå 10 % av kraftgrunnlaget i kraftverket som konsesjonskraft til kommunen. Maksimumsgrensen for hvor mye konsesjonskraft en kommune kan motta avhenger av kommunens forbruk av kraft til alminnelig bruk. Alminnelig bruk innebærer alt forbruk utenom kraftintensiv industri og større treforedling. Salgsprisen på konsesjonskraften til kommunen har i de siste årene vært mellom 11 og 12 øre per produsert kWh (NOU 2019:16, s.71). Konsesjonsavgiften beregnes ved å gange kraftgrunnlaget, altså installert effekt, med avgiftssatsen for konsesjonsavgiften (NOU 2019:16, s. 72). Vanligvis settes denne til 24 kr per nat.hk⁵ til kommunen, og 8 kr per nat.hk til staten.

⁵Naturhestekraft (nat.hk) er en enhet for effekt (tilsvarer 0,736 kW) og beregnes i vannkraftsammenheng utifra regulert vannføring og fallhøyde (NOU 2019:16, s. 31)

2.4.7.2 Skattelegging av vindkraft

I kontrast til vannkraftverk er vindkraftverk i liten grad beskattet på samme måte som vannkraft (Meld. St. 28 (2019-2020), s. 75). Vindkraftselskap betaler ordinær selskapskatt, hvor overskudd som ordinær inntekt skattelegges med 22 %. I kommuner som håndhever eiendomsskatt er vindkraftverkene også nødt til å betale dette. Utover dette er ikke vindkraftverk pålagt ytterligere skatter. Vindkraftverk er derimot påført gunstige særegne avskrivningsregler. Frem til 2015 ble driftsmidler i vindkraftverk ordinært avskrevet basert på saldoprinsippet⁶, men har siden fått særegne avskrivningsregler med lineære avskrivninger⁷ over fem år. Fordelen med dette er at nåverdien av skattefradragene øker. Det resulterende støttebeløpet, eventuelt rentefordelen, avhenger av renten som fastsettes i verdsettelsen av midlene, og kan beregnes som forskjellen mellom nåverdien av skatteverdien dersom midlene skulle avskrives ordinært med saldosystemet og den tilsvarende nåverdien av skatteverdien etter lineær avskrivning (Ibid). Avskrivningsreglene er ansett som statsstøtte, og gjelder for driftsmidler med inntekt fra elsertifikatordningen, som vil si frem til utgangen av 2021.

Regjeringen har videre foretatt en vurdering av ytterligere skattelegging og lokalkompensasjon ved vindkraft (Meld. St. 28 (2019-2020), s. 76). Norge er et rikt land med mange naturressurser som kan gi avkastning for virksomheter man ikke hadde fått ellers. Denne særavkastningen kalles grunnrente, og effektive skatter på denne bidrar til et bedre ressursbruk, at overskuddet tilfaller samfunnet, og kan medføre investeringer som er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Velferdsstaten Norge har tjent godt på prinsippet om at en andel av overskuddet skal tilfalle samfunnet gjennom grunnrenteskatt på både vannkraft og da særlig petroleumsvirksomhet. Et annet prinsipp for kraftproduksjon i Norge er at det skal bygges ut etter nettopp samfunnsøkonomisk lønnsomhet (Ibid). Vindkraftutbygging medfører blant annet båndlegging av områder med negative effekter for natur og landskap. Ved flere tidligere anledninger har en naturavgift på arealendringer vært foreslått som et virkemiddel for å inkorporere den samfunnsøkonomiske kostnaden ved de negative miljøkostnadene ovenfor vindkraftutbyggere. Regjeringen har hittil ikke vurdert å innføre en slik avgift, men heller fokusert på å forbedre behandlingen av konsesjoner for vindkraftutbygging, og hindre miljøkostnader på denne måten (Ibid).

⁶Avskrivninger med fast proSENTSATS på restverdi av eiendel hvert år (Gårseth-Nesbakk og Kaurel, 2019).

⁷Avskrivninger med like store beløp hvert år på restverdi av eiendel (Gårseth-Nesbakk og Kaurel, 2019).

Det har også blitt foreslått å innføre en grunnrenteskatt på vindkraft på sikt. I likhet med vannkraft som er påført en grunnrenteskatt, utnytter vindkraft fellesressurser med begrenset tilgang som er påkrevd konsesjoner for utbygging (Meld. St. 28 (2019-2020), s. 76). Vindkraft har tilsynelatende ikke hatt en foreløpig stor avkastning relativt til vannkraft, og tilfaller subsidier gjennom elsertifikatordningen og særegne avskrivningsregler. Etter hvert som kraftpriser øker og produksjonskostnader ved vindkraft synker, er det anslått av Kraftskatteutvalget (NOU 2019:16, s. 150) at vindkraft vil være lønnsomt selv uten støtteordninger. Dersom lønnsomheten stadig utvikler seg, foreslår Kraftskatteutvalget å vurdere grunnrenteskatt for også vindkraft, samt avvike støtteordningene. Regjeringen vil inntill videre ikke vurdere innføringen av en grunnrenteskatt (Meld. St. 28 (2019-2020), s. 76). Lokal kompensasjon for ulempene påført av vindkraftverk for kommuner kraftverkene befinner seg, i er også vurdert (Meld. St. 28 (2019-2020), s. 77). Dette vil være en tilsvarende ordning for vindkraft som konsesjonsavgiftene som er påført vannkraftverk. Regjeringen har foreløpig ikke fattet en endelig beslutning på innføringen av en slik kompensasjonsordning (Ibid).

2.5 Tidligere studier

2.5.1 NOU 2019:16 - Skattelegging av vannkraftverk

I 2019 utnevnte regjeringen et ekspertutvalg til å vurdere den nåværende beskatningsordningen av vannkraft (NOU 2019:16). *“I tillegg til den ordinære selskapsskatten er det ordninger med grunnrenteskatt, naturressursskatt, konsesjonskraft, konsesjonsavgift og eiendomsskatt. De siste årene har disse ordningene samlet utgjort om lag 60 pst. av resultatet før skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift. (...) Utvalgets hovedoppgave var å vurdere om disse ordningene hindrer at samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak i vannkraftsektoren blir gjennomført.”* (NOU 2019:16, s. 13-14).

Utvalget konkluderte med at grunnrenteskatten er hensiktsmessig for vannkraft og bør videreføres (NOU 2019:16, s. 15). Eiendomsskatten var også tilstrekkelig, og skal fortsatt samsvare med generelle regler om eiendomsskatter på næringslivseiendom. Utvalget foreslo å avvike konsesjonskraftordningen og konsesjonsavgiften (NOU 2019:16, s.16). Dette fordi disse beregnes uavhengig av lønnsomhet i kraftverket, og bidrar til at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer hindres. Konsesjonskraft og -avgift er historisk betinget og ikke lenger like relevante i dag. Avviklingen av disse bidrar til å påskynde lønnsomme investeringer (Ibid).

“Kraftverk under 10 MVA⁸ er fritatt fra grunnrenteskatt. Konesjonssøknader indikerer at aktørene tilpasser seg denne grensen ved å investere i lavere effekt enn optimalt. Utvalget bes særlig vurdere den nedre grensen for grunnrenteskatt” (NOU 2019:16, s.11). Kraftverksaktører har insentiv til å investere i kraftverk som er mindre optimale for å unngå høyere beskatning, eventuelt nedskalere eksisterende virksomhet. Utvalget konkluderer senere i utredningen at den nedre grensen bør fjernes fullstendig for å unngå dette, men at av administrative hensyn kan være en grense ved 1,5 MVA (NOU 2019:16, s.16). Utvalget tilrår at det også gjøres en vurdering av om det bør innføres grunnrenteskatt og naturressursskatt for også vindkraftverk (NOU 2019:16, s.17). Dette i lys av en økende utbyggingsfart og lønnsomhet de siste årene, samt andre forhold som ressurs- og kapitaltilgang, eierforhold og tilknytning mot strømmettet (Ibid). I høringsvaret til utredningen ” *Utvalgets forslag om å avvikle konsesjonskraft og -avgift*” vakte sterke motvendinger fra samtlige kommuner med vannkraftverk, med omtrent 350 hørings svar (Finansdepartementet, 2019). Ikke uventet at kommuner som er godt tjent med konsesjonsavgiftene ikke ønsker å avvikle dem. I en pressemelding den 18. februar 2020 besluttet regjeringen å ikke gå videre med utvalgets anbefalinger for skatteleggingen av vannkraft (Finansdepartementet, 2020). Hovedargumentene var at det er sentralt å sørge for at beskatningen skal tilfalle lokalsamfunnene, og at næringene som utvinner lønnsomme ressurser skal oppleve forutsigbarhet (Ibid).

2.5.2 NOU 2015:15 - Sett pris på miljøet

I 2015 avleverte et utvalg, Grønn skattekommisjon, sin rapport om hvordan “*en grønn skatteomlegging kan bidra til bedre ressursutnyttelse og til å oppfylle målene i klimaforliket*” (NOU 2015:15, s. 3). Mest sentralt er at Grønn skattekommisjon foreslår “*å innføre en naturavgift på alle naturinngrep som reduserer verdien av økosystemtjenester og biologisk mangfold*” (NOU 2015:15, s.23). En slik naturavgift er allerede gjeldende for vannkraft, men fraværende for vindkraft. Denne utredningen ble videre benyttet av utvalget bak NOU 2019:16.

“*Grønn skattekommisjon har vurdert om og hvordan et grønt skatteskiift kan bidra til bedre utnyttelse av samfunnets ressurser. Utvalget slår fast at forurenser skal betale og at riktig fastsatte avgifter er det sentrale virkemiddelet i klima- og miljøpolitikken, ved siden av deltakelse i EUs kvotehandelsystem for utslipp av klimagasser. Utvalget anbefaler at flere av de eksisterende*

⁸Voltampere (VA) er betegnelsen for potensiell effekt og har samme dimensjon som watt (W) (Hofstad, 2019a).

miljøavgiftene justeres og at enkelte nye avgifter innføres. Videre anbefaler utvalget avvikling av flere støtteordninger med negativ miljøpåvirkning og at økte inntekter fra miljøavgifter brukes til generelle reduksjoner i skattesatsene for personer og selskaper.” (Finansdepartementet, 2015)

2.5.3 Meld.St. 28 - Vindkraft på land

I en Stortingsmelding fra Olje- og energidepartementet 19. juni 2020 tilrådes endringer i konsesjonsbehandling av vindkraftverk i Norge (Meld.St.28 (2019-2020)). Forslagene til endring innebærer blant annet bedre vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet, miljøvirkninger og utarbeidingen av nettkapasitet (Meld.St.28 (2019-2020), s.6). Likevel vil det ikke innføres ytterligere avgifter for vindkraften, som argumenteres for ved at aktørene skal ha forutstignbare rammebetingelser (Ibid).

2.5.4 Fornybar energi og ødelagt natur. Vindkraftutbygging i Norge - Artikkel av Anders Skonhoft

I tidsskriftet Samfunnsøkonomen nr. 6 fra 2018 publiserte professor ved NTNU Anders Skonhoft en artikkel som *“diskuterer og analyserer samfunnsøkonomiske kostnader ved norsk vindkraftutbygging. Det er særlig to viktige forskjeller mellom samfunnsøkonomi og bedriftsøkonomi ved norsk vindkraft; subsidier og miljøkostnader. Dagens praksis med både subsidiert utbygging og neglisjering av miljøkostnader betyr at samfunnsøkonomiske ulønnsomme prosjekter blir realisert.”* (Skonhoft, 2018). Konklusjonen fra artikkelen er at dersom en inkluderer samfunnsøkonomiske kostnader for vindkraftutbygging medfører dette at prosjektene blir langt mindre lønnsomme enn hva den rene, bedriftsøkonomiske vurderingen tilsier.

2.5.5 Tid for nye markeder i kraftforsyningen - Artikkel av E. S. Amundsen og L. Bergman

I tidsskriftet Samfunnsøkonomen nr. 6 fra 2020 publiserte professorene Eirik S. Amundsen og Lars Bergman en artikkel som drøftet den økende risikoen ved kraftforsyningen etterhvert som kraftproduksjonen i Europa i økende grad består av ikke-regulerbare kraftkilder som vind- og solkraft (Amundsen og Bergman, 2020, s. 5). En mulig løsning kan være å ha et tilgjengelig “buffermarked” av overflødig kraft, men at fremtidig økende markedspriser vil gjøre det vanskelig å ikke benytte bufferen til å redusere kraftprisnivået. Amundsen og Bergman konkluderer med at et eget marked som subsidierer kraftproduksjon fra regulerbare kraftkilder, som vannkraft, er et av de bedre løsningene på å sikre forsyningssikkerheten i kraftmarkedene.

3 Datamaterialet

3.1 Vindkraftdata

Norske vindkraftverk produserte 9,9 TWh energi i løpet av året 2020 (NVE, 2021f). Installert effekt i 2020 var samlet på 3 977 MW fordelt på 1164 vindturbiner, som igjen var fordelt på 53 vindkraftverk. Omtrent halvparten av både samlet produksjon, 5,3 TWh, og samlet installert effekt, 1532 MW, ble ferdigstilt i løpet av året 2020. Brukstid defineres som antall timer i løpet av et år et vindkraftverk er nødt til å være i drift med full effekt for å oppnå faktisk årlig produksjon (NVE, 2021f). Timer med full effekt, altså fullasttimer, beregnes ved å dele total årlig produksjon på installert effekt. I 2019 var brukstiden for norske vindkraftverk på 2936 timer. Kapasitetsfaktor defineres som andelen brukstid utgjør i løpet av et år. I et år er det 8 760 timer ($365 \times 24 = 8\,760$). Kapasitetsfaktoren for norske vindkraftverk i 2019 utgjør dermed $2\,936/8\,760 = 33,5\%$. Produksjonsindeks defineres som mengden kraftproduksjon fra vindkraftverk i forhold til mengden vind for et gitt år, og regnes som et gjennomsnitt for alle norske vindkraftverk i produksjon. Dersom denne indeksen er på 100 %, utnytter vindkraftverkene all vinden til produksjon. Er indeksen under/over, har kraftverkene produsert mindre/mer enn forventet produksjon. I 2019 var denne indeksen på 96,8 %.

NVE har lansert en egen vindkraftdatabase med oversikt over alle vindkraftverk i Norge, utbygging per år, produksjonstid, brukstid og indekser (NVE, 2021e). En grafisk oversikt over disse er vedlagt i appendiks (se figur 3-7).

3.2 Vannkraftdata

Norske vannkraftverk er per 1.1.2021 beregnet til å ha en gjennomsnittlig årsproduksjon på 136,4 TWh i løpet av 2021 (NVE, 2021c). Til sammenligning var den totale kraftproduksjonen på tvers av alle kraftproduksjonsteknologier i hele Norge for 2020 på 152,9 TWh (NVE, 2021b). Produksjonen fra vannkraftverk utgjorde altså 89,2 % av den norske kraftforsyningen. Små kraftverk, med en effekt inntil 10 MW, utgjorde 11,4 TWh av den totale vannkraftproduksjonen (NVE, 2021c). Installert effekt for norske vannkraftverk er på en samlet ytelse på 33 003 MW, fordelt på 1681 vannkraftverk.

NVE har også en egen database for alle kjente vannkraftverk i Norge (NVE, 2021d). Her presenteres kraftverkene med tilhørende informasjon om oppstartsdato, maks ytelse, gjennomsnittlig årsproduksjon, brutto fallhøyde for vannstrømmen, maksimal slukeevne (kubikkmeter per sekund), og energi-ekvivalent (kWh per kubikkmeter).

3.3 Kostnadsgrunnlaget

Kostnadsgrunnlaget for modellen i oppgaven tar utgangspunkt i NVEs egne beregninger for kostnader i energisektoren (NVE, 2019). NVE publiserer årlige rapporter for utviklingen av kostnader for vannkraftverk, og periodevise rapporter med oversikt over kostnader i resten av energisektoren. Med utgangspunkt i disse beregningene kan oppgaven etablere et generelt kostnadsgrunnlag for *LCOE*-kostnadene for både vannkraft og vindkraft. Kostnadsgrunnlaget for vindkraft er uttrykket i tabell 1. Variabler som er satt i denne beregningen er basert på en byggetid på kraftverket på 1,3 år, en økonomisk levetid på 20 år, og en årlig diskonteringsrente på 6,0 %.

Ytelse representert	Enhet	2014-2015	2011-2013	2007-2008
Fullasttimer (gjsn.)	MW	65	348	108
Investeringskostnader (gjsn.)	timer/år	3 323	2 831	2 832
Turbiner	kr/kW	7 784	8 341	7 244
Fundament	kr/kW	730	671	511
Bygg/vei/kai/anlegg	kr/kW	1 423	1 862	746
Internt nett	kr/kW	268	581	397
Eksternt nett	kr/kW	239	521	815
Grunnervervelse & engangskostnader	kr/kW	92	184	42
Prosjektledelse	kr/kW	383	759	400
Byggetidsrenter	kr/kW	764	897	705
Sum investeringskostnader	kr/kW	11 774	13 816	10 859
Variable drifts- og vedlikeholdskostnader	øre/kWh	10	10	10
LCOE 2016-priser	øre/kWh	40,9	52,5	43,4
LCOE uten eksternt nett		40,3	50,9	40,9
Faktor for teknologiforbedring 1016-2035		0,76		
LCOE 2035	øre/kWh	31,1		

Tabell 1: *Generelt kostnadsgrunnlag for landbasert vindkraft (Kilde: NVE, 2019)*

Tilsvarende kostnadsgrunnlag er utarbeidet for *LCOE*-kostnadene hos et vannkraftverk, som gjort i tabell 2. Merk at NVE skiller mellom idriftsatte småkraftverk mellom 2014-2015, konsesjoner for vannkraftverk på mindre enn 10 MW, og konsesjonsjer for vannkraftverk på 10 MW eller mer. Dette er en viktig distinksjon, ettersom kostnadene forbundet med vannkraftverket avhenger av størrelsen på det. Dette er som følger av blant annet mer effektiv utnyttelse av vassdraget, og andre stordriftsfordeler som gjør det mer effektivt å drive store vannkraftverk fremfor mindre (NVE, 2019). Forutsetninger som er gjort i beregningen av dette kostnadsgrunnlaget er en byggetid på 1 år for kraftverk på mindre enn 10 MW, men en byggetid på 2 år for kraftverk på 10 MW eller mer, en økonomisk levetid på 40 år, og en årlig diskonteringsrente på 6,0 %.

	Enhet	Småkraft 2014-2015	Konsesjon < 10 MW	Konsesjon ≥ 10 MW
Ytelse representert	MW	3	3	17
Fullasttimer (gjsn.)	timer/år	2 700	2 700	3 300
Investeringskostnader (gjsn.)				
Investeringskostnader (gjsn.)	kr/kW	11 550	11 400	11 650
Byggetidsrenter	kr/kW	693	684	1 069
Sum investeringskostnader	kr/kW	12 243	12 084	12 719
Variable drifts- og vedlikeholdskostnader	øre/kWh	7	7	4
LCOE 2016-priser	øre/kWh	37,1	36,7	29,6
Faktor for teknologiforbedring 2016-2035		1,00	1,00	
LCOE 2035	øre/kWh	37,1	36,7	

Tabell 2: *Generelt kostnadsgrunnlag for vannkraft (Kilde: NVE, 2019)*

En sentral forskjell mellom beregningsgrunnlaget for vindkraft og vannkraft er muligheten for å generalisere kostnader. I tabell 1 inngår det i langt større detalj hvilke typer investeringer som forekommer i utbyggingen av vindkraftverket. Tilsvarende fordeling av investeringskostnader er ikke tilstedeværende i tabell 2, som samler alle investeringstypene i en gjennomsnittskostnad. NVE publiserer egne rapporter for kostnadsgrunnlaget i vannkraftverk (NVE, 2015a). Her henvises det til at investeringsområdene for et vannkraftverk kan deles inn i følgende områder: bygningsmessig arbeid (demning, tunnelinntak, anlegg, etc.), elektrotekniske komponenter (generatorer, transformatorer, kraftlinjer, etc.) og maskintekniske komponenter (turbiner, pumper, luker, etc.) (NVE, 2015a, s. 2-11). Årsaken til at det ikke er mulig å gjen-

nomføre generelle kostnadsestimeringer for hvert investeringsområde er fordi kostnadene er avhengig av flere ulike forhold som varierer fra kraftverk til kraftverk, og at disse forholdene må tas i betraktning for hvert enkelt kraftverk (NVE, 2015a, s. 10). Derfor ansees kostnadsgrunnlaget for vannkraftverk for situasjonsbestemt til at NVE kan generalisere disse kostnadsområdene på vegne av alle vannkraftverk. NVE publiserer årlige kostnadsindekser for å vise utviklingen i investeringskostnader for vannkraftverk (NVE, 2019). Indeksen inkluderer utviklingen i kostnader for maskin, elektro, bygg generelt, tunneler og dammer ved kostnadsgrunnlaget for vannkraftverk.

3.4 Kraftprosjekter til modellanalysen

I oppgaven vil det benyttes to stiliserte kraftverkprosjekter, et vind- og et vannkraftverk, som skal benyttes til oppgavens modellrammeverk og -analyse. Vindkraftverket som benyttes som utgangspunkt til dette er Storheia vindkraftverk på Fosen i Trønderlag fylke (NVE, udatert). Kraftverket ble idriftsatt i 2019, med totalt 80 operative vindturbiner. Installert effekt ved kraftverket er 288 MW, og det har en gjennomsnittlig årsproduksjon på 972,8 GWh. Denne informasjonen er også tilgjengelig i tabell 14 i appendiks. Storheia er per nå det største vindkraftanlegget i Norge (NVE, 2021e).

Vannkraftprosjektet som benyttes i denne oppgaven er et teoretisk prosjekt som er basert på kostnadsgrunnlaget for vannkraft utarbeidet av NVE (se tabell 2). Disse kostnadene vil skaleres til å passe et vannkraftverk som har kraftproduksjonsegenskaper som tillater en korresponderende årsproduksjon på størrelsen med Storheia vindkraftverk, altså en årsproduksjon på 972,8 GWh. Redegjørelsen og forutsetningene for et teoretisk vannkraftverk utredes i kapittel 4.2.

3.5 Langsiktig kraftprisutvikling

NVE utarbeider årlige analyserapporter av utviklingen i kraftmarkedet de neste 20 årene (NVE, 2020c). Sentralt for projisert lønnsomhet i kraftproduksjon er hvordan NVE anslår utviklingen i kraftmarkedsprisen i Norge frem mot 2040. NVE anslår den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge til å øke svakt frem mot 2040, og presiserer at på kort sikt påvirkes kraftprisen av værforhold ettersom den store graden av vind- og vannkraftverk påvirkes av disse forholdene (NVE, 2020c, s. 2). En væravhengig kraftproduksjon vil trolig også resultere i at kraftprisen varierer mellom sesonger og værår (NVE, 2020c, s. 26-27). Rapporten understreker også at det vil forekomme prisforskjeller mellom regioner innad i Norge som følger av begrensninger i

strømnettet (NVE, 2020c, s. 25). I oppgaven benyttes basisalternativet til NVEs prognose for kraftprisutviklingen i Norge fra 2020-2040, som er den gjennomsnittlige kraftprisen av alle regioner i Norge (NVE, 2020c, s. 23).

År	Snittpris (øre/kWh)
2022	38
2025	42
2030	39
2040	41

Tabell 3: *Basisalternativ for NVEs prognose for den langsiktige kraftprisutviklingen i Norge (Kilde: NVE, 2020c, s. 43)*

I denne oppgaven vil det foretas en lønnsomhetsmodell for et vannkraft med en økonomisk levetid på 40 år. Dette innebærer at dersom vannkraftverket utbygges i 2020 vil det ha en økonomisk sluttdato i 2060. For å kunne estimere lønnsomheten av et vannkraftverk vil det være et behov for en kraftprisprognose frem mot 2060. Siden NVE ikke har utarbeidet en tilstrekkelig lang prognose vil oppgaven gjøre antagelser om hva denne prisutviklingen vil være. Denne antagelsen vil bygge på NVEs anslag om en svakt tiltakende kraftprisutviklingen i årene fremover. Derfor antar oppgaven en gjennomsnittlig kraftpris i Norge på 43 øre/kWh i 2050 og 45 øre/kWh i 2060.

I basismodellen starter modellen i denne oppgaven med å forutsette en fast og konstant salgpris for kraft gjennom kraftverkets økonomiske levetid. Dette vil etablere grunnlaget for lønnsomhetsmodellen, hvor vi senere tar for oss en økende utvikling i kraftprisen over tid. Den faste kraftprisen oppgaver tar utgangspunkt i anslås til å være gjennomsnittsverdien av salgspriens anslåtte utvikling gjennom kraftverkens levetid. Dermed antas det at salgspriens oppgaver tar utgangspunkt i er $p = 41,33$ øre/kWh.

4 Modellrammeverk

4.1 Innledning

Oppgaven tar for seg modellrammeverket som skal danne grunnlaget for å senere kunne analysere hvordan ulike parameterverdier påvirker lønnsomheten hos hvert prosjekt. Modellrammeverket baseres på *LCOE*-beregningene (som presentert i kapittel 2.4.3) til to stiliserte prosjekter, et vindkraftverk og et vannkraftverk. De to prosjektene vil være ekvivalente i den forstand at de har en tilnærmet lik årlig energiproduksjon. Det vil først bli foretatt en ren bedriftsøkonomisk *LCOE*-beregning for å etablere dette sammenlignbare basisgrunnlaget. Deretter vil det bli foretatt en grunnleggende lønnsomhetsanalyse basert på dette kostnadsgrunnlaget. Fra dette vil den bedriftsøkonomiske lønnsomhetsmodellen introduseres for dagens skatteordning av de ulike kraftteknologiene, som naturligvis vil påvirke lønnsomheten hos hvert prosjekt. Dette vil danne grunnlaget for hva som senere vil analyseres i kapittel 5, hvor følsomhetsberegninger vil benyttes til å analysere virkningen på bedriftsøkonomisk lønnsomhet ved variasjoner i sentrale parametre.

Oppgaven vil herfra gå over til å etablere en “samfunnsøkonomisk” *LCOE*-beregning av de to prosjektene. Denne beregningen vil inkludere de bedriftsøkonomiske kostnadene såvel som de samfunnsøkonomiske kostnadene som inngår i prosjektene. Dette innebærer eksternalitetseffekter som miljøkostnader og tilknytningskostnader av strømmettet. Etter det samfunnsøkonomiske kostnadsgrunnlaget er etablert, vil det foretas en samfunnsøkonomisk lønnsomhetsanalyse, tilsvarende hva som blir gjort for de bedriftsøkonomiske *LCOE*-beregningene. Dette vil igjen være grunnlaget for en følsomhetsanalyse av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til hver kraftteknologi som vil bli foretatt i kapittel 5. Siden skatt kan ansees som en omfordeling av ressurser i samfunnet, inngår ikke skattekostnader i den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegningen.

4.2 Forutsetninger

Forutsetningene som inngår i modellen er som følger: Antar at *LCOE* beregnes over levetiden for én prosjektinvestering. Det vil si at det foreløpig ikke gjøres noen vurderinger angående om det forekommer reinvesteringer i prosjektet for å opprettholde produksjon i en ytterligere T periode, eller om prosjektet avvikles fullstendig etter endt T , hvor det da vil forekomme eventuelle kostnader ved nedrigging av prosjektet i naturen. Siden modellen kun ser på én levetidsperiode T før nye eventuelle investeringer eller termi-

nering, operer modellen i praksis med “sudden death”⁹ av prosjektet etter endt T . Modellen ser også bort ifra muligheten for at teknologisk utvikling øker effektiviteten i produksjonen over tid. Dersom en ser på gjentakende perioder T kan en anta at teknologisk fremgang vil sørge for gradvis mer effektiv turbinkapital ved hver T , som kan påvirke lønnsomheten i prosjektet over en lengre tidshorison.

Vindkraftprosjektet som modellen baseres på er Storheia vindkraftverk på Fosen i Trønderlag fylke. I 2019 hadde Storheia vindkraftverk en produksjon på 972,8 GWh (NVE, udatert)(mer informasjon om Storheia vindkraftverk i tabell 14 i appendiks). Siden det ikke er utbygd sammenlignbare¹⁰ vannkraftverk i Norge de siste 10 årene, vil det korresponderende vannkraftverket som skal sammenlignes med Storheia vindkraftanlegg være et teoretisk prosjekt. Oppgaven går frem med å konstruere dette vannkraftprosjektet ved å ta utgangspunkt i det utarbeidede kostnadsgrunnlaget for vannkraftverk (tabell 2), og skalere disse kostnadene til et vannkraftverk som har en tilsvarende årsproduksjon som Storheia vindkraftverk. Dette teoretiske vannkraftverket vil dermed få en lik modellstruktur og kostnadsberegning, og dermed være like anvendelig til å modellere og analysere på samme måte som vindkraftverket. Dersom informasjon om visse økonomiske størrelser mangler fra prosjektene vil det bli benyttet kostnader fra gjennomsnittskostnadene basert på alle kraftverk i Norge. Oversikt over disse kostnadene finnes i tabell 1 og 2 i delkapittel 3.3.

En sentral forskjell mellom de to krafttypene er skillet mellom regulerbar og ikke-regulerbar kapasitet, som nevnt i kapittel 2.4. Regulerbarhet handler som nevnt om kraftverkets evne til å tilpasse seg etterspørselen i kraftmarkedene, både på kort og lang sikt. Karakteristisk ved vannkraft er egenskapen til å lagre vann i magasiner for å kunne regulere produksjon på kort varsel. Derimot har vindkraft ingen slik egenskap, og produserer utelukkende avhengig av vindforholdene til etthvert tidspunkt. Reguleringsegenskapen tilegner produsert energi en positiv markedsverdi, og en kan derfor drøfte at eksempelvis 1 kWh fra vannkraft er mer verdt enn 1 kWh fra vindkraft, som følger av reguleringsverdien. Denne faktoren vil inngå som parameteren η i lønnsomhetsanalysen av modellrammeverket, og vil være forskjellig mellom kraftverkene. Reguleringsverdien η inngår på inntektssiden av prosjektens lønnsomhet, og tilstedeværelsen av denne parameteren vil undersøkes nærmere i analysen av modellen i kapittel 5. I modellen benyttes prinsippet om

⁹Forutsetter at ved endt levetid opphører alle inntekter og kostnader forbundet med prosjektet uten videre behandling i analysen.

¹⁰Sammenlignbare i den forstand at de har like store kraftproduserende egenskaper.

fullasttimer, som nevnt i kapittel 3.1, for å beregne produksjonen i kraftverkene. Dette er hovedsakelig gjeldende for vindkraftverk, som kun er avhengig av vindforholdene, og mindre reelt for vannkraftverk, hvor produksjonen kan reguleres etter behov. Likevel benyttes prinsippet om fullasttimer også for vannkraftverk i modellen. Dette er for at modellrammeverket skal i større grad være anvendbart og sammenlignbart i begge modellprosjektene, og vil ikke ha en innvirkning over den totale virkningsgraden hos vannkraftverket i modellen.

I virkeligheten forekommer det et skille mellom typen kapital i hvert kraftverk. I vindkraft skilles det mellom turbinkapital og anleggskapital. Med turbinkapital menes selve vindturbinene i kraftverket. Det antas i modellen at vindturbiner har i utgangspunktet en økonomisk levetid på 25 år, før de må fornyes. Anleggskapitalen omfatter utbyggingen av infrastruktur som intern strømforsyning og veier, samt fundamentene til vindturbinene. Det vil gjøres en antagelse om at anleggskapitalen har en tilnærmet uendelig levetid, og at eventuelle kostnader forbundet med vedlikehold av anleggskapitalen er neglisjerbar. Det er altså utelukkende levetiden på turbinkapital modellen gjør rede for og analyserer. I vannkraft skiller en også mellom turbinkapital og anleggskapital. I dette tilfellet er turbinkapital betegnelsen på vannturbinene og annet maskineri som står for selve kraftproduksjonen i vannkraftverk. Det antas at vannturbiner har en basislevetid på 40 år før de har behov for å fornyes. Ekvivalent med vindkraft, er anleggskapital også her betegnelsen til påkrevd infrastruktur, slik som veier, magasindemninger og bygninger som er nødvendige rundt produksjon i kraftverket. I tilfellet med vannkraft antas også disse å ha en tilnærmet uendelig levetid, og med neglisjerbare vedlikeholdskostnader. Det forutsettes at ingen av typene realkapital nevnt ovenfor er substituerbare i noen av kraftverkene. Det vil som nevnt kun benyttes én type investeringskapital i modellberegningene, nemlig turbinkapital. Skillet mellom turbin- og anleggskapital tas likevel med for å fremheve hvordan levetid ved kraftverkene bestemmes. Det antas konstant kapasitet fra turbinene i hvert kraftverk over hele turbinens levetid. Det vil si at modellen ser vekk i fra at eventuelle slitasjeeffekter over tid påvirker kraftproduksjonsmulighetene til kraftverkene.

Modellen tar ikke stilling til hvorvidt selskapene bak kraftverkene i modellen fordeler finansieringen av investeringen i kapital og driften av virksomheten mellom egenkapital og lån. Som følger vil det derfor ikke inngå spesifikke finansielle kostnader, som for eksempel rentekostnader på lån, i annuitetsbetalingene i modellen, men antar heller at slike kostnader fanges opp av avkastningsrentekravet på kapital r . Renten som benyttes i oppgaven og inngår i annuitetskostnadene er diskonteringsrenten, og defineres som det risikojus-

terte avkastningskravet til investeringskostnaden for prosjektet, i likhet med hva som ble gjort i delkapittel 2.3. Det forutsettes at betalingsstrømmen i hvert prosjekt inntreffer på følgende måte: I periode $t = 0$ påløper hele investeringskostnaden for prosjektet. Først ett år etter, i periode $t = 1$ vil den første inntekten inntreffe. Det antas at diskonteringen av kapital og driftskostnader påløpes årlig og inntreffer samtidig som inntektene. Forskjellen mellom inntektene fra kraftproduksjonen og kostnadene fra drift og diskontering av kapital betegnes som den årlige profitten til kraftverket. I realiteten vil investeringskostnader påløpe prosjektet i forkant av driftsoppstart, siden det tar flere år å bygge et kraftverk, som presentert i delkapittel 3.3. De årlige kostnadene for byggetidsperioden vil også medføre byggetidsrenter. Modellen inkluderer disse rentekostnadene ved at de inngår i kostnadsparameteren benyttet i modellen.

Den geografiske beliggenheten til naturressursen har også konsekvenser for lønnsomheten til kraftprosjektene. Det er rimelig å anta at det vil forekomme ulike kostnadsstørrelser forbundet med utbyggingen av infrastruktur, tilkomst av personale og materiale, og tilkobling til strømnnett avhengig av hvor tilgjengelig naturressursen er. Eksempelvis kan en anta at det er dyrere å bygge et vindkraftverk på et avsidesliggende fjellområdet med utfordrende topografi, enn ved et flatt sletteområde. Disse distribusjonskostnadene til kraften antas å inngå under de samfunnsøkonomiske miljøkostnadene i modellen, og vil diskuteres nærmere i valget av parameterverdiene. Andre eksternalitetseffekter ved kraftverkene, som tap av eksistensiell verdien av uberørt natur, antas også å inngå i miljøkostnadene i modellen.

For vannkraft kan det forekomme ulike kostnader avhengig av utformingen til vannressursen som skal utnyttes. Tilstrømningen av vannressursen til kraftverket kan forekomme på ulike måter, deriblant naturlig elvetilstrømning, rør under eller over flaten som henter vann fra overliggende vannkilder i nærheten, eller fossefall som omlegges i rør langs fjellsiden. Hver variant har konsekvenser for den initielle investeringskostnaden forbundet med prosjektet. Sentralt for produksjonen hos alle vannkraftverk er fallhøyden på vanntilgangen. Som presentert i kapittel 3.3 er disse variablene svært situasjonspesifikke til hvert vannkraftprosjekt. Modellen forutsetter at det medfølger en kvantitativ miljøkostnad forbundet med utbyggingen av begge kraftprosjektene i oppgaven. Videre antas det at disse kostnadene vokser over tid, som presentert i kapittel 2. Det innebærer at miljøkostnadene antas å vokse med en konstant årlig rate etter oppstartstid. Miljøkostnadene antas å være permanente inngrep i naturen, som vil si at kostnaden vedvarer selv etter prosjektets levetid, altså i uendelig tid.

4.3 Bedriftøkonomisk kostnadsmodell

Oppgaven skal nå uttrykke to bedriftøkonomiske kostnadsmodeller, for henholdsvis et vindkraftverk og et vannkraftverk. Først vil de bedriftøkonomiske kostnadene formuleres, og deretter lønnsomhet med og uten skatt. Formuleringen er generell for begge typer kraftverk, slik at modellene lettere skal kunne sammenlignes i oppgavens analyse.

4.3.1 Bedriftøkonomisk LCOE-kostnad

Prosjektens levetid er angitt i modellen til T år, som er levetiden på turbinkapitalen i kraftverket helt frem til den må fornyes. Det antas som nevnt konstant kapasitet fra turbinene over hele levetiden. Kostnaden per enhet installert turbinkapasitet ved tidspunkt $t = 0$ er gitt ved c , som er oppgitt i NOK/kW. Samlet turbineffekt ved kraftverket er gitt ved Y , som er oppgitt i MW. Den initielle investeringskostnaden K uttrykkes som:

$$K = cY$$

hvor c er kapitalkostnaden per enhet installert effekt. Dermed vil $K = cY$ være den initielle investeringskostnaden for turbinkapitalen i kraftverket, målt i NOK. Modellen forutsetter at denne investeringen er momentan i år $t = 0$. Den første inntektstrømmen inntreffer ett år etter oppstart, altså i år $t = 1$. Videre forutsettes det at turbinkapitalen diskonteres med rente r for hvert år frem til år T . Modellen tar utgangspunkt i at diskonteringsrenten for *LCOE*-kostnaden er lik og konstant for begge kraftverk.

I tillegg til selve kapitalinvesteringskostnadene i kraftverkene, medfølger også årlige utgifter forbundet med drift av prosjektene, uttrykt som d , oppgitt i øre per kWh. Her er det også vesentlig å påpeke at driftskostnadene er avhengig av størrelsen på kraftverket som skal driftes. Antar dermed at driftskostnaden er direkte proporsjonal med størrelsen på kraftverket, som vil si installert effekt Y . De initielle bedriftøkonomiske nåverdikostnadene NVK vil dermed ved $t = 0$ være:

$$NVK = K + \sum_{t=1}^T \frac{dY}{(1+r)^t} = K + \frac{dY}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^T} \right) = cY + \frac{dY}{r} f(r, T)$$

hvor $(1 - 1/(1+r)^T) = f(r, T)$, altså en funksjon f av diskonteringsrenten r og prosjektets levetid T . Siden betalingsstrømmen fordeles over prosjektets levetid T , vil $\frac{r}{f(r, T)}$ være den årlige kostnadsfaktoren som uttrykker de totale kostnadene til en konstant årlig kostnad, altså en annuitet. Dermed er denne

multiplisert med de årlige driftskostnadene d ved kraftverket. Videre er det relevant å modellere driftstiden i hvert kraftverk. Dersom $0 < \alpha < 1$ er graden av utnyttet turbinkapasiteten, hvor $h_i = \alpha 8760$ (hvor 8760 er antall timer i et år, $(365 \times 24 = 8\,760)$) tilsvarer maksimal utnyttelse av kraftverkets fulle kapasitet. Dermed uttrykker hY årlig produksjon ved kraftverket. For å finne langtidskostnaden for kraftverkene, kan nåverdikostnaden NVK multipliseres med uttrykket $r/f(r, T)hY$. Multipliseringen av brøken $r/f(r, T)$ endrer NVK til en årlig annuitetsbetaling gitt avkastningskravet til kapitalen, mens $1/hY$ gjør at nåverdikostnaden NVK blir fordelt på den årlige produksjonen til kraftverket. Med andre ord vil den årlige bedriftøkonomiske kostnaden per enhet produksjon for hvert kraftverk, $LCOE$ -kostnaden, være gitt ved:

$$LCOE \equiv \frac{NVK r}{f(r, T) h Y} = \frac{c Y r}{f(r, T) h Y} + \frac{d Y f(r, T) r}{r f(r, T) h Y} = \frac{c r}{f(r, T) h} + \frac{d}{h} \quad (1)$$

Har dermed i likning (1) fått et uttrykk for de årlige kraftkostnadene over prosjektets levetid tilsvarende en annuitetsbetaling for selskapet, uttrykt i $LCOE$ -kostnaden som skal benyttes videre i modellrammeverket.

4.3.2 Bedriftøkonomisk lønnsomhet uten skatt

Skal nå utarbeide den bedriftøkonomiske lønnsomhetsmodellen for begge prosjekter i fraværet av skatt. Oppgaven forutsetter at løpende profitt π er lik for alle perioder t i levetiden T år. Antar at denne profitten inntreffer etter første fullførte driftstår, altså $t = 1$. Den totale investeringskostnaden K inntreffer momentant ved prosjektets oppstart. Nåverdien av inntektsstrømmen ved oppstartstid kan dermed uttrykkes som:

$$NV = -K + \sum_{t=1}^T \frac{\pi}{(1+r)^t} = -K + \frac{\pi}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^T} \right) \equiv -K + \frac{\pi}{r} f(r, T)$$

hvor igjen $f(r, T) = (1 - 1/(1+r)^T)$. Parameterne r og T er begge objekter for følsomhetsanalysen i kapittel 5, hvor endringer i disse variable parameterne påvirker lønnsomheten til prosjektene. Den løpende profitten π til prosjektene kan videre uttrykkes som:

$$\pi = pYh - dY$$

hvor p er salgsprisen på produsert strøm oppgitt i øre/kWh, Y er installert effekt i kraftverket oppgitt i kW, og h er antall fullstimer per år. Produktet av disse tre parameterne uttrykker inntekten av kraftproduksjon i kraftverket. Fratrullet denne inntekten er de årlige driftskostnadene d oppgitt i øre/kWh, som er multiplisert med størrelsen på den installerte effekten Y i kraftverket. Videre kan også den initielle investeringskostnaden K uttrykkes som:

$$K = cY$$

hvor c er kapitalkostnaden per enhet installert effekt, og oppgitt i NOK/kW. Alle parametre antas fast og konstant over tid. Dersom vi setter inn for både π og K i uttrykket ovenfor kan nåverdien for prosjektene uttrykkes som:

$$NV = -cY + \frac{(pYh - dY)}{r} f(r, T)$$

Denne nåverdien av prosjektet kan videre uttrykkes som en annuitet per årsproduksjonen ved å multiplisere uttrykket med $r/f(r, T)hY$, som gir:

$$\frac{NVr}{f(r, T)Yh} = \frac{-cr}{f(r, T)h} + \left(p - \frac{d}{h} \right) = p - \left[\frac{cr}{f(r, T)h} + \frac{d}{h} \right] = p - LCOE \quad (2)$$

4.3.3 Bedriftøkonomisk lønnsomhet med skatt

Modellen vil nå bli introdusert for skatt i den bedriftøkonomiske lønnsomhetsmodellen presentert på forrige side. Her vil oppgaven eksplisitt skille mellom nåverdi- beregningene for vind- og vannkraftprosjektene ved NV_1 for vindkraftprosjektet og NV_2 for vannkraftprosjektet. Årsaken til dette er de svært ulike skatte- og avskrivningsreglene for vind- og vannkraft, som presentert i kapittel 2.4.7.

4.3.3.1 Bed.øk. lønnsomhet for vindkraft med skatt

Starter med å utarbeide lønnsomhetsmodellen til vindkraft med påførte skatte- og avskrivningsregler. Som presentert tidligere inngår ordinær inntektsskatt på 22 % på vindkraft. Dette introduserer parameteren $s = 0,22$ i modellen. En annen skatt som kan påføres er eiendomsskatt. Siden skatt på eiendom kun utstedtes i vilkårlige kommuner som selv bestemmer dette, neglisjeres eiendomsskatt i modellen. Videre har vindkraft svært gunstige avskrivningsregler på kapital, som innebærer lineær avskrivning av kapitalutstyr over 5 år. Dette introduserer avskrivningsperioden $t_1 = 5$ i modellen. Avskrivningsperioden medfører at nåverdien av lønnsomheten til vindkraftverket etter skatt kan uttrykkes som:

$$NV_1 = -K + \frac{\pi}{(1+r)} - \left[\frac{\pi}{(1+r)} - \frac{(K/t_1)}{(1+r)} \right] s + \left[\frac{\pi}{(1+r)^2} - \left(\frac{\pi}{(1+r)^2} - \frac{(K/t_1)}{(1+r)^2} \right) \right] s + \dots$$

Gitt at avskrivningen av kapital foregår over t_1 år i løpet av prosjektets levetid på T år, kan nåverdien også uttrykkes som:

$$NV_1 = -K + \frac{\pi(1-s)}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^T} \right) + \frac{(K/t_1)s}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^5} \right)$$

Har at $f(r, T) = (1 - 1/(1+r)^T)$ og $f(r, T-1) = (1 - 1/(1+r)^5)$, gir dette et mer kompakt uttrykk for nåverdien:

$$NV_1 = -K + \frac{\pi(1-s)}{r} f(r, T) + \frac{(K/t_1)s}{r} f(r, t_1)$$

Dersom hele likningen multipliseres med $r/f(r, T)$ for å få likningen på annuitetsform, gir det uttrykket:

$$\frac{NV_1 r}{f(r, T)} = -\frac{Kr}{f(r, T)} + \pi(1-s) + \frac{(K/t_1)s}{f(r, T)} f(r, t_1)$$

Setter inn for uttrykkene π og K , samt multipliserer likningen med $1/hY$, kan likningen uttrykkes i *LCOE*-format:

$$\frac{NV_1 r}{f(r, T) h Y} = -\frac{c r}{f(r, T) h} + \left(p - \frac{d}{h}\right) (1 - s) + \frac{c s f(r, t_1)}{t_1 h f(r, T)}$$

Dette kan igjen uttrykkes i en mer kompakt format, dersom uttrykket omformuleres ved å sette inn for *LCOE*-kostnaden:

$$\frac{NV_1 r}{f(r, T) h Y} = p - LCOE - \left(p - \frac{d}{h}\right) s + \frac{c s f(r, t_1)}{t_1 h f(r, T)}$$

Som igjen kan uttrykkes som:

$$\frac{NV_1 r}{f(r, T) h Y} = (p - LCOE) - \left[\left(p - \frac{d}{h}\right) + \frac{c f(r, t_1)}{t_1 h f(r, T)}\right] s \quad (3)$$

Har nå fått et uttrykk for bedriftøkonomisk lønnsomhet for vindkraftverk med tilstedeværelsen av skatt og gunstige avskrivningsregler i likning (3).

4.3.3.2 Bed.øk. lønnsomhet for vannkraft med skatt

Skal nå gjøre den tilsvarende utarbeidelsen for lønnsomhetsmodell ved tilstedeværelse av skatter og avskrivning for et vannkraftverk. Til forskjell fra vindkraftprosjektet avskrives kapitalen over hele levetiden T til prosjektet. Antar at denne avskrivningen også foregår lineært for vannkraftverket. I tillegg til ordinær selskapsskatt s påføres vannkraftverket også en grunnrenteskatt q , som påføres salgspris p fratrukket driftsutgifter d , konsesjonsavgift, eiendomsskatt, avskrivninger og friinntekt (se delkapittel 2.4.7.1). I oppgaven er det derimot utelukkende grunnrenteskatten som inngår, da det er denne som oppfattes som mest sentral og analysere virkningen av. Grunnrenteskatten q har en sats på 37 %, som introduserer parameteren for grunnrenteskatt $q = 0,37$ i modellen. Dermed kan årlig grunnrenteskatt defineres som:

$$G = \left(\pi - \frac{K}{T}\right) q$$

Når den årlige grunnrenteskatten er definert, vil dermed den årlige ordinære inntektsskatten nå være definert ved:

$$S = \left(\pi - G - \frac{K}{T}\right) s$$

Den årlige nettoprofitten for vannkraftverket, $\hat{\pi}$, kan uttrykkes ved:

$$\hat{\pi} = (\pi - G - S)$$

Herfra kan en sette inn for uttrykkene G og S , som gir uttrykket:

$$\hat{\pi} = (\pi - G - S) = \pi - \left(\pi - \frac{K}{T}\right)q - \left(\pi - \left(\pi - \frac{K}{T}\right)q - \frac{K}{T}\right)s$$

Dersom parentesene multipliseres ut kan uttrykket faktoriseres til følgende:

$$\begin{aligned}\hat{\pi} &= \pi - \pi q + \frac{K}{T}q - \pi s + \pi s q - \frac{K}{T}q s + \frac{K}{T}s \\ \hat{\pi} &= \pi(1 - q)(1 - s) + \left(\frac{K}{T}\right)(s + q - sq)\end{aligned}$$

Som er et uttrykk for den udiskonterte betalingsstrømmen til et vannkraftverk som er påført ordinær selskapsskatt og grunnrenteskatt. Dette kuliminerer i at nåverdien av den bedriftøkonomiske lønnsomheten til et vannkraftverk nå som skatter og avskrivninger er inkludert kan uttrykkes som:

$$\begin{aligned}NV_2 &= -K + \left[\frac{\pi(1 - q)(1 - s)}{(1 + r)} - \left(\frac{\pi(1 - q)(1 - s)}{(1 + r)} - \frac{(K/T)(s + q - sq)}{(1 + r)} \right) \right] \\ &+ \left[\frac{\pi(1 - q)(1 - s)}{(1 + r)^2} - \left(\frac{\pi(1 - q)(1 - s)}{(1 + r)^2} - \frac{(K/T)(s + q - sq)}{(1 + r)^2} \right) \right] + \dots\end{aligned}$$

Gitt av avskrivningen av kapital foregår over alle T år i løpet av prosjektets levetid, kan nåverdien også uttrykkes som:

$$NV_2 = -K + \frac{\pi(1 - q)(1 - s)}{r} \left(1 - \frac{1}{(1 + r)^T}\right) + \frac{(K/T)(s + q - sq)}{r} \left(1 - \frac{1}{(1 + r)^T}\right)$$

Setter inn funksjonsuttrykket for diskonteringen for å få nåverdiregningen i en mer kompakt format:

$$NV_2 = -K + \frac{\pi(1 - q)(1 - s)}{r} f(r, T) + \frac{(K/T)(s + q - sq)}{r} f(r, T)$$

I likhet med tidligere ganges likningen med $r/f(r, T)$, som gir følgende:

$$\frac{NV_2 r}{f(r, T)} = -\frac{Kr}{f(r, T)} + \pi(1 - q)(1 - s) + (K/T)(s + q - sq)$$

Setter inn for uttrykkene π og K , og multipliserer likningen med $1/hY$:

$$\frac{NV_2r}{f(r, T)hY} = -\frac{cr}{f(r, T)h} + \left(p - \frac{d}{h}\right)(1-q)(1-s) + \frac{c(s+q-sq)}{Th}$$

Her kan likningen igjen gjøres mer kompakt ved å sette inn for $LCOE$ -kostnaden:

$$\frac{NV_2r}{f(r, T)hY} = p - LCOE + \left(p - \frac{d}{h}\right)(s+q-sq) + \frac{c(s+q-sq)}{Th}$$

Som kan skrives som:

$$\frac{NV_2r}{f(r, T)hY} = (p - LCOE) + \left[\left(p - \frac{d}{h}\right) + \frac{c}{Th}\right](s+q-sq) \quad (4)$$

Har med likning (4) fått et uttrykk for den bedriftøkonomiske lønnsomheten til et vannkraftprosjekt dersom det utsettes for ordinær selskapsskatt, grunnrenteskatt og avskrivninger over hele levetiden.

4.4 Samfunnsøkonomisk kostnadsmodell

Kostnadsmodellen skal nå utvides til å i tillegg inkludere de bedriftøkonomiske kostnadene, også omfatte de samfunnsøkonomiske kostnadene ved utbyggingen av hvert prosjekt. Enkelt forklart innebærer dette tillegget av eksterne-tiltseffekter ved kraftverkene, som miljøkostnader.

4.4.1 Samfunnsøkonomisk LCOE-kostnad

Som nevnt innledningsvis tar den samfunnsøkonomiske *LCOE*-kostnaden utgangspunkt i den tilsvarende bedriftøkonomiske kostnaden, men her med inkluderingen av samfunnsmessige eksterne-tiltseffekter. Denne kostnaden benytter nøyaktig de samme forutsetningene som den bedriftøkonomiske *LCOE*-kostnaden, med unntaket av inkluderingen av samfunnsøkonomiske eksterne-tiltseffekter. De eksterne-tiltseffektene ved kraftverkutbygging denne oppgaven fokuserer på er miljøkostnader.

Starter med å utlede et ledd for miljøkostnadene, angitt ved Ω . Som nevnt i teorikapitlet er det svært vanskelig å anslå en kostnad for den negative påvirkningen en kraftverkutbygging påfører det naturlige miljøet. I tillegg gjøres antagelsen om at miljøkostnadene vokser med en årlig rate etter kostnaden har inntruffet. Årsaken bak dette bygger på prinsippet til Krutilla-Fisher-modellen (presentert i delkapittel 2.3.1) hvor en økende knapphet på urørte naturressurser over tid medfører at den initielle kostnaden ved å ødelegge naturen vil øke etter den har inntruffet. Denne vekstraten representeres ved parameteren a . Miljøkostnaden antas også å vedvare i tilnærmet uendelig lang tid etter prosjektet er avsluttet. Dermed kan den totale miljøkostnaden uttrykkes ved Ω i år t så lenge $t \geq 0$ og at $a \geq 0$. Nåverdien av denne miljøkostnaden etter hvert som t øker i uendeligheten er gitt ved:

$$\sum_{t=0}^{\infty} \left(\frac{\Omega}{(r-a)^t} \right) = \frac{\Omega}{(r-a)}$$

Det antas at $r > a$. Dersom $r < a$ vil nåverdien av miljøkostnaden bli uendelig stor. Dersom $r > a$ kan den samfunnsøkonomiske nåverdikostnaden uttrykkes ved:

$$NVK_S = cY + dY f(r, T) + \frac{\Omega}{(r-a)}$$

I likhet med tilfellet for den bedriftøkonomiske nåverdikostnaden får vi et uttrykk for den samfunnsøkonomiske *LCOE*-kostnaden ved å transformere

nåverdikostnaden med å multiplisere uttrykket med $r/f(r, T)hY$. Med dette vil nåverdikostnaden uttrykkes som en konstant årlig annuitetsbetaling. Siden samfunnsøkonomiske eksternalitetseffekter er nå inkludert, kan den samfunnsøkonomiske *LCOE*-kostnaden defineres ved uttrykket:

$$LCOE_s \equiv \frac{NVK_{sr}}{f(r, T)hY} = \frac{cr}{f(r, T)h} + \frac{d}{h} + \frac{r\Omega}{(r-a)hYf(r, T)} \quad (5)$$

Har nå fått et uttrykk av likning (5) som definerer de årlige kraftkostnadene over prosjektets levetid som en annuitetsbetaling for kraftverket, hvor de samfunnsøkonomiske eksternalitetskostnadene er inkorporert. Dette er kostnader som NVE selv ikke benytter i sin *LCOE*-kostnad. Herfra vil denne kostnaden benyttes til å analysere lønnsomheten til kraftverkene nå som denne kostnaden er internalisert i modellen.

4.4.2 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Skal nå utlede modellen for samfunnsøkonomisk lønnsomhet. I likhet med modellen for bedriftøkonomisk lønnsomhet utledes den samfunnsøkonomiske lønnsomheten fra nåverdien av avviket mellom kraftverkens inntekter og kostnader. Det forutsettes de samme antagelsene for samfunnsøkonomisk lønnsomhet som det ble gjort for bedriftøkonomisk lønnsomhet. Hovedforskjellen mellom de to modellene er følgelig introduksjonen av samfunnsøkonomiske kostnader i modellen. Derfor uttrykkes profitt her som π_s , hvor s benevner samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Gitt de samme forutsetningene som tidligere, kan nåverdien av inntektsstrømmen ved oppstartstid nå uttrykkes som:

$$NV = -K + \sum_{t=1}^T \frac{\pi_s}{(1+r)^t} = -K + \frac{\pi_s}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^T} \right) \equiv -K + \frac{\pi_s}{r} f(r, T)$$

hvor π_s er et uttrykk for den samfunnsøkonomiske profitten, og resterende variabler er definert som før. Den løpende profitten π_s uttrykkes her som:

$$\pi_s = pYh - dY - \frac{\Omega}{(r-a)}$$

hvor Ω er miljøkostnaden oppgitt i NOK. a er den årlige vekstraten til miljøkostnadene, og de andre parameterne er definert som før. Dersom vi setter inn uttrykket for π_s , og uttrykket for K definert tidligere i oppgaven,

i likningen ovenfor kan nåverdien av inntektsstrømmen nå uttrykkes som:

$$NV = -cY + \frac{\left(pYh - dY - \frac{\Omega}{(r-a)}\right)}{r} f(r, T)$$

Nå kan vi uttrykke nåverdien av inntektsstrømmen som en årlig annuitetsbetaling per produserte enhet ved å multiplisere likningen ovenfor med $r/f(r, T)Yh$. Dette gir oss følgende uttrykk for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten:

$$\begin{aligned} \frac{NVr}{f(r, T)Yh} &= \frac{-cr}{f(r, T)h} + \left(p - \frac{d}{h} - \frac{r\Omega}{(r-a)hYf(r, T)}\right) \\ &= p - \left[\frac{cr}{f(r, T)h} + \frac{d}{h} + \frac{r\Omega}{(r-a)hYf(r, T)}\right] = p - LCOE_s \quad (6) \end{aligned}$$

Har i likning (6) fått et uttrykk for den årlige lønnsomheten til kraftverkene, hvor også nå samfunnsøkonomiske kostnader er tatt hensyn til og internalisert i modellen.

4.5 Parameterverdier

Modellparametrene som benyttes i oppgaven benytter følgende verdier:

	Parameter	Vind	Vann	Enhet
Maksimal effekt	Y	288	295	MW
Enhet turbinkostnad	c	11 774	12 719	NOK/kW
Levetid turbinkapital	T	25	40	år
Driftstid, fullast	h	3 378	3 300	timer
Årlig produksjon	$h \times Y$	972,8	972,8	GWh
Ord. selskapsskatt	s	22%	22 %	prosent
Grunnrenteskatt	q	-	37 %	prosent
Driftskostnad, årlig	d	10	4	øre/kWh
Diskonteringsrente	r	4 %	4 %	prosent
Miljøkostnader	Ω	20	10	MNOK
Miljøkostnader, vekstrate	a	1 %	1 %	Prosent
Regulerbarhet	η	1	1,2	andel

Tabell 4: *Basisverdier for parametre benyttet i oppgaven*

Den installerte maksimale effekten ved hvert kraftverk uttrykkes i parameteren Y . For vindkraftverket er 288 MW hentet fra produksjonsinformasjonen til Storheia vindkraftverk (tabell 14). Innledningsvis presiserte oppgaven at prosjektene i oppgaven tar utgangspunkt i lik årsproduksjon, altså $h \times Y$. For Storheia vindkraftverk er denne produksjonen på 972,8 GWh, som følger av driftstiden oppgitt til 3 378 timer i året (tabell 14). For vannkraftverket ble det derfra beregnet, basert på kostnadsgrunnlaget for vannkraftverk, hvor stor den installerte effekten for vannkraftverket i oppgaven måtte være for å tilsvare en årsproduksjon på 972,8 GWh gitt en forventet driftstid på 3 300 fullasttimer per år, som er gjennomsnittet for vannkraftverk fra tabell 2. Dette resulterer i en estimert installert effekt på 295 MW ($972,8 \text{ GWh} / 3300 \text{ h} \times 10^3$). Valget av kostnadsparameteren c benytter verdiene for de gjennomsnittlige investeringskostnadene per installerte kW fra delkapittel 3.3.

Miljøkostnader som inntreffer ved vindkraftverk er anslått til 20 millioner kroner. Ved vannkraft er den samme kostnaden anslått til 10 millioner kroner. Størrelsen på disse kostnadene er arbitrære, for som det er presentert i delkapittel 2.2, er det svært vanskelig å anslå reelle miljøkostnader. Årsaken til at kostnadene ved vindkraft er større enn for vannkraft, er at det blant annet forekommer større usikkerhet ved kartlegging av miljøkostnader knyttet til utbygging av vindkraftverk. Dermed kan vindkraftverk medføre ikke-

målbare miljøinngrep, som diskutert i delkapittel 2.4.5. I tillegg antas det at miljøkostnaden i modellen omfatter potensielle utbygginger av strømmettet, altså tilknytningskostnader. Siden vindkraftverk ofte utbygges ved avsideliggende områder uten særlig dekning av sentralnett, vil dette kreve etablering av en strømmetttilkobling mot vindkraftverket. En slik utbygging vil i seg selv medføre miljøinngrep, i tillegg til at utbyggingskostnaden kan falle på konsumentene og ikke utbygger av vindkraftverket, som diskutert i delkapittel 2.4.5.

Vannkraft er vært et hjørnestykke av norsk industri siden 1900-tallet, og det antas at den medfølgende etablerte kjernekompetansen på området medfører lavere miljøkostnader. Det må også kommenteres at eksisterende vannkraftverk kan i teorien opprustes og fornyes i så stor grad at det vil medføre en oppgradering i produksjonsegenskaper som er større enn den samlede produksjonen til alle vindkraftverk i Norge (se delkapittel 2.4). Denne opprustningen vil medføre minimalt av ytterligere miljøkostnader, og det kan argumenteres for at tidligere miljøkostnader fra vannkraftverkene kan ansees som "sunk cost"¹¹. Angående kostnader forbundet med strømmettet antas det at slike kostnader i utgangspunktet er lavere enn for vindkraft, siden vannkraftverk som oftest etableres i områder nær tidligere bebygging og med allerede etablerte strømmetttilkoblinger, som presentert i delkapittel 2.4.5. Dermed benytter denne oppgaven et utgangspunkt hvor det forekommer lavere miljøkostnader ved vannkraftverk enn ved vindkraftverk. Uavhengig av den initielle størrelsen på miljøkostnaden antas det at denne kostnaden vil øke med 1 % årlig etter den har inntruffet. Dette vil inngå i beregningene av de samfunnsøkonomiske kostnadene til begge kraftverkene.

Opgaven antar at verdien av regulerbarhet ved kraftproduksjon øker produksjonsverdien av vannkraftverket med 20 %. Denne størrelsen er også arbitrært bestemt, og basert på empirien fra teorikapittelet om økt etterspørsel etter regulerbar kraftproduksjon. Hensikten med inkluderingen av denne verdsettelsen er at det vil tillate oppgaven å analysere virkningen av tilstedeværelsen til en positiv verdsettelse av regulerbar kraftproduksjon fra vannkraftverk. Dette er noe som foreløpig ikke vurderes i kraftmarkedet i dag til tross for en økende etterspørsel etter regulerbar kraft i et marked hvor uregulerbare kraftkilder er stadig mer fremtredende.

¹¹Pådratte kostnader som ikke er beslutningsrelevante for videre avgjørelser (Gårseth-Nesbakk, 2017)

4.6 Resultater

Vil her presentere resultatene fra modellen. Ved å sette inn parameterverdiene fra tabell 4 i likning (1)-(6) returnerer dette følgende resultat for modellen:

Beskrivelse, (likning)	Vindkraft	Vannkraft
Bed.øk. <i>LCOE</i> , (1)	22,32	19,47
Bed.øk. lønnsomhet, (2)	19,02	21,86
Lønnsomhet med skatt, (3) & (4)	9,39	0,79
Samf.øk. <i>LCOE</i> , (5)	66,18	36,79
Samf.øk. lønnsomhet, (6)	-24,85	4,55

Tabell 5: Resultater for grunnmodellen med basisverdier fra tabell 4. Alle verdier er oppgitt i øre/kWh.

Som vi ser resulterer basisparameterverdiene i en estimert *LCOE*-kostnad på 22,32 og 19,47 øre per produserte kWh for henholdsvis vind- og vannkraft. Gitt at modellen tar utgangspunkt i en salgspris for kraft på 41,33 øre/kWh estimeres den bedriftøkonomiske lønnsomheten i likning (2) til å være 19,02 øre/kWh for vindkraft, og 21,86 øre/kWh for vannkraft, per år i levetiden. Det vil si at i utgangspunktet er den rene bedriftøkonomiske lønnsomheten for kraftverkene større hos vannkraft enn hos vindkraft, dersom skatter og avskrivningsregler ikke tas høyde for. En mulig årsak til forskjellen vil være lavere driftskostnader og lengre levetid hos vannkraftverket enn hos vindkraftverket. Lønnsomheten er likevel stor hos begge kraftverk.

Dersom vi inkluderer skatter og nedskrivningsregler som ligner på det gjeldende systemet for vind- og vannkraft i dag, som i likning (3) og (4), endrer lønnsomheten seg drastisk. I basismodellen har vindkraft nå en bedriftøkonomisk lønnsomhet på 9,26 øre/kWh, mens vannkraft har en såvidt positiv lønnsomhet på 0,79 øre per produserte kWh. I likning (5) introduseres de samfunnsøkonomiske eksternalitetskostnadene ved kraftproduksjon i modellen. Dette medfører at den samfunnsøkonomiske *LCOE*-kostnaden for vindkraft anslås til 66,18 øre/kWh, og 36,79 øre/kWh for vannkraft. Dette er betraktelig større enn den bedriftøkonomiske *LOCE*-kostnaden.

Når denne kostnaden benyttes til å beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved hvert kraftprosjekt medfører dette i at vannkraft har en positiv samfunnsøkonomisk lønnsomhet på 4,55 øre/kWh. Derimot viser modellen at vindkraft er samfunnsøkonomisk ulønnsomt dersom eksterne effekter ved kraftverket medberegnes i kostnadene. Vindkraftverket har da en samfunnsøkonomisk "lønnsomhet" på -24,85 øre/kWh.

5 Analyse

5.1 Innledning

I dette kapitlet vil det foretas en analyse av modellrammeverket som ble utledet i forrige kapittel. Resultatene fra forrige kapittel vil benyttes som basisverdiene for modellen, og vil bli sammenlignet med resultatene fra denne videre analysen. Spesifikt vil det foretas følsomhetsanalyser av hvordan både bedrift- og samfunnsøkonomiske kostnader og lønnsomhet påvirkes av endringer i ulike parametere i modellrammeverket, i tillegg til en analyse av hvordan lønnsomheten for vind- og vannkraftverkene ville vært i tilfellet hvor de er påført den andre teknologiens gjeldende skatteordning.

5.2 Bedriftøkonomisk analyse

5.2.1 Lønnsomhetsutvikling

5.2.1.1 Levetid

Analysen vil her undersøke hvordan modellen reagerer på endringer i levetiden på prosjektene. Skiller mellom levetidene i hvert kraftverk ved at T_1 betegner levetiden for vindkraftverket, mens T_2 betegner levetiden for vannkraftverket. Utgangspunktet som basismodellen benytter er en levetid $T_1 = 25$ for vindkraftverket og $T_2 = 40$ for vannkraftverket, som tidligere angitt. Resultatene i modellen fra endringer i levetiden for hvert kraftverk er oppgitt i tabellen under:

Likning	Basis		Endringer i levetiden T					
	$T_1 = 25$	$T_2 = 40$	$T_1 = 20$	$T_2 = 35$	$T_1 = 30$	$T_2 = 45$	$T_1 = 40$	$T_2 = 60$
(1)	22,32	19,47	25,65	20,65	20,16	18,60	17,61	17,04
(2)	19,02	21,86	15,68	20,68	21,17	22,73	23,72	24,30
(3) & (4)	9,39	0,79	6,01	-0,40	11,35	1,66	13,79	3,24
(5)	66,18	36,79	76,08	39,01	59,79	35,14	52,24	32,18
(6)	-24,85	4,55	-34,74	2,32	-18,46	6,19	-10,90	9,15

Tabell 6: Effekten av endringer i levetiden i modellen. Alle verdier er oppgitt i øre/kWh. Utdypende likningsforklaringer finnes i tabell 5.

Av tabellen er det tydelig at dersom levetiden ved begge prosjekter øker, vil dette medføre lavere kostnader (fra likning (1) og (5)) og økt lønnsomhet (fra likning (2)-(4) & (6)). Dersom levetiden for hvert prosjekt derimot er kortere enn basisverdien medfører dette isolert sett økte kostnader og lavere lønnsomhet enn den opprinnelige levetiden.

5.2.1.2 Diskonteringsrente

Opgaven skal nå undersøke hvilken effekt endringer i diskonteringsraten benyttet i modellen har på lønnsomheten. Antar her at diskonteringsrenten r er lik for begge kraftverk. Basisverdien i oppgaven er en diskonteringsrente på 4 %. I tabellen under illustreres virkningen av endringer i r :

Likning	Basis		Endringer i diskonteringsrenten r					
	$r = 4 \%$		$r = 3 \%$		$r = 5 \%$		$r = 6 \%$	
	Vind	Vann	Vind	Vann	Vind	Vann	Vind	Vann
(1)	22,32	19,47	20,02	16,68	24,74	22,46	27,27	25,62
(2)	19,02	21,86	21,31	24,66	16,60	18,87	14,06	15,72
(3) & (4)	9,39	0,79	11,50	3,59	6,90	-2,20	4,40	-5,35
(5)	66,18	36,79	79,05	38,91	61,20	37,44	59,44	39,28
(6)	-24,85	4,55	-37,72	2,42	-19,87	3,89	-18,10	2,05

Tabell 7: Effekten av endringer i diskonteringsraten i modellen. Alle verdier er oppgitt i øre/kWh.

Av likning (1)-(4) medfører en økning i diskonteringsrenten r isolert sett til økte bedriftøkonomiske kostnader og lavere bedriftøkonomisk lønnsomhet hos begge kraftverk. Derimot er ikke effekten av endret diskonteringsrate like rett frem for de samfunnsøkonomiske likningene. Her er det interessant å merke seg at den samfunnsøkonomiske *LCOE*-kostnaden i likning (5) oppfører seg noe annerledes. Dette skyldes hvordan vekstraten for miljøkostnader a inngår og samhandler i likningen med diskonteringsrenten r . Som en konsekvens vil funksjonsformen til nåverdikostnaden endres, og dette resulterer i en mindre lineær sammenheng mellom diskonteringsrenten og den samfunnsøkonomiske *LCOE*-kostnaden. For vindkraft synker den samfunnsøkonomiske kostnaden for en større diskonteringsrente, samtidig som den samfunnsøkonomiske lønnsomheten (6) kausalt vil stige. I tilfellet med vannkraft viser det seg at den samfunnsøkonomiske *LCOE*-kostnaden øker for diskonteringsrenteverdier både større og lavere enn den initielle renten på 4 %. Medfølgende vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for vannkraftverket være lavere dersom basisverdien for diskonteringsrenten er både lavere eller høyere enn utgangspunktet.

5.2.1.3 Utvikling i markedspris

Oppgaven skal nå analysere hvordan modellen påvirkes av at markedsprisen for kraft utvikler seg over tid utover antagelsen om at markedsprisen er lik for alle år i modellen. Til dette benyttes anslaget for utviklingen i salgsprisen for kraft som ble presentert i kapittel 3.5. Siden det antas en levertid T for vindkraftverket på 25 år forekommer det ikke verdier i årene 2050 og 2060, ettersom vindkraftverket da er tiltenkt som avsluttet innen den tid. Til denne analysen antas det at både den bedriftøkonomiske og den samfunnsøkonomiske $LCOE$ -kostnaden forblir konstant over hele perioden, og angitt til basisverdi. Dermed er det bare likning (2)-(4) og (6) som blir analysert når endringer i markedsprisen på kraft undersøkes i tabellen under:

Prod. år	Basis	2022	2025	2030	2040	2050	2060
Salgspris p	41,33	38	42	39	41	43	45
Vind, (2)	19,02	15,68	19,68	16,68	18,68	-	-
Vann, (2)	21,86	18,53	22,53	19,53	21,53	23,53	25,53
Vind, (3)	9,39	6,66	9,78	7,44	9,00	-	-
Vann, (4)	0,79	-0,85	1,12	-0,36	0,62	1,61	2,59
Vind, (6)	-24,85	-28,18	-24,18	-27,18	-25,18	-	-
Vann, (6)	4,55	1,21	5,21	2,21	4,21	6,21	8,21

Tabell 8: Effekten av endringer i salgspris over tid i modellen. Alle verdier er oppgitt i øre/kWh.

Som man kan se fra tabellen medfører en varierende salgspris over tid til at lønnsomheten hos begge kraftverk varierer tilsvarende som markedsprisen endrer seg. Større endringer i den faktiske markedsprisen utover antagelsene til NVE, da særlig i negativ retning, kan ha konsekvenser for lønnsomheten til kraftprosjektene. Dette er særlig tydelig for den bedriftøkonomiske lønnsomheten til vannkraft med skatt i likning (4), som resulterer i negativ lønnsomhet dersom markedsprisen er tilstrekkelig lav nok, som observert i år 2022 og 2030 i tabell 8.

5.2.1.4 Vektlegging av regulerbarhet

Her vil modellen ta stilling til at produksjonen fra regulerbare kraftproduksjonsteknologier verdsettes høyere enn kraftproduksjonen fra ikke-regulerbare produksjonsteknologier. Dette innebærer som tidligere nevnt at salgsprisen for kraftproduksjonen fra vannkraftverket i modellen blir multiplisert med en faktor η . Med tilstedeværelsen av η for å modellere verdsettelsen av regulerbarhet vil eksempelvis likning (2) og (4) omskrives som:

$$\frac{NVr}{f(r, T)Yh} = p \times \eta - LCOE \quad (2^*)$$

$$\frac{NV_{2r}}{f(r, T)Yh} = (p \times \eta - LCOE) + \left[\left(p \times \eta - \frac{d}{h} \right) + \frac{c}{Th} \right] (s + q - sq) \quad (4^*)$$

I praksis kan en tenke på denne verdsettingen som om vannkraftverket selger kraftproduksjonen i et eget marked for regulerbar kraftproduksjon, som diskutert av Amundsen og Bergman i delkapittel 2.4, hvor markedsprisen effektivt er høyere enn i det "vanlige" kraftmarkedet som følger av verdsettingen av regulerbar kraft. Siden salgsprisen ikke inngår i likningene for den bedriftøkonomiske eller den samfunnsøkonomiske *LCOE*-kostnadene, inngår ikke likningene (1) og (5) i denne analysen. Kostnadene antas fremdeles at de er oppgitt som i basisgrunnet. Resultatene for inkluderingen av η i lønnsomhetsmodellen er oppgitt i tabellen under:

Likning	Basis		Med vektlegging η	
	Vind	Vann	Vind	Vann
(2)	19,02	21,86	19,02	30,13
(3) & (4)	9,39	0,79	9,39	4,85
(6)	-24,85	4,55	-24,85	12,81

Tabell 9: Effekten av verdsatt regulerbarhet i modellen. Alle verdier er oppgitt i øre/kWh.

Som vist i tabellen ovenfor medfører inkluderingen av η at lønnsomheten til vannkraftverket øker substansielt sammenlignet med basisgrunnet. Dette kommer særlig frem for den bedriftøkonomiske lønnsomheten medberegnet skatt for vannkraft i likning (4), hvor verdsettingen av regulerbar kraftproduksjon kan i større grad argumentere for den bedriftøkonomiske nytten ved investering i denne kraftteknologien.

5.2.2 Skatt

Oppgaven vil her analysere virkningen av hvordan skatt kan bidra til å påvirke lønnsomheten ved hver kraftteknologi. Dette innebærer at vi sammenligner basisresultatet med hvordan vindkraftverkets lønnsomhet påvirkes av å måtte stå ovenfor samme skatteregime som vannkraft. Spesifikt vil dette analysere vindkraftverkets lønnsomhet i tilfellet hvor også vindkraft står ovenfor grunnrenteskatt q og avskrivninger over hele levetiden, i tillegg til ordinær selskapsskatt s . Tilsvarende vil vi også se på hvor lønnsomt et vannkraftverk blir dersom vannkraftverket ikke må forholde seg til grunnrenteskatten, og med gunstige avskrivningsregler over bare 5 år. Oppgaven utfører denne analysen i praksis ved at parameterverdiene for vindkraft benyttes i likning (4), mens verdiene for vannkraft benyttes i likning (3).

Tilfelle	Likning	Lønnsomhet
Vindkraft, basis	(3)	9,39
Vannkraft, basis	(4)	0,79
Vindkraft med skatt som vannkraft	(4)	-2,08
Vannkraft med skatt som vindkraft	(3)	11,84

Tabell 10: *Bedriftøkonomisk lønnsomhet for hver kraftteknologi med skatteregimet til den andre. Alle verdier oppgitt i øre/kWh.*

Av tabellen kommer det fram at dersom vindkraftverket i modellen stod ovenfor det samme skatteregime som vannkraftverket, vil altså vindkraftverket ikke lenger være bedriftøkonomisk lønnsomt med en lønnsomhet på -2,08 øre/kWh. Dette er mindre lønnsomt enn vannkraftverket med samme skatteregime med likning (4), med en lønnsomhet på 0,79 øre/kWh. Dersom vannkraftverket står ovenfor det samme skatteregimet som vindkraftverket gjør i basismodellen, altså gjennom likning (3), resulterer dette i en bedriftøkonomisk lønnsomhet på 11,84 øre/kWh. Dette er en mer lønnsomt enn hva vindkraftverket i basismodellen er, med en lønnsomhet på 9,26 øre/kWh.

5.3 Samfunnsøkonomisk analyse

5.3.1 Miljøkostnader

5.3.1.1 Størrelser på miljøkostnader

I grunnmodellen gjøres det antagelser om at størrelsen på miljøkostnadene for et vindkraftverk er det dobbelte av de for et vannkraftverk. Argumentene for dette er på bakgrunn av rapporter om dårligere kompetanse til å kartlegge miljøkonsekvenser blant vindkraftverk. Vannkraft på sin side har antatte lavere miljøkostnader som følger av at “nye” vannkraftverk kan bygges ved å oppgradere eksisterende vannkraftverk som kan øke kraftproduksjonen betraktelig, uten å medføre ytterligere miljøkostnader. Eksisterende miljøkostnader ved vannkraftverket anses som “sunk cost”. I tillegg antas det at kompetansen rundt vannkraftindustrien i Norge fra de siste 120 årene bidrar til bedre kartlegging av miljøkostnader, og dermed reduserer de faktiske kostnadene. Skal nå undersøke hvordan den samfunnsøkonomiske *LCOE*-kostnaden og lønnsomheten til kraftverkene påvirkes av ulike størrelser på miljøkostnader. Skiller mellom miljøkostnadene for hvert kraftverk ved at miljøkostnader for vindkraftverket er betegnet som Ω_1 , mens miljøkostnader for vannkraftverket er betegnet som Ω_2 .

Likning	Basis		Endringer i miljøkostnaden Ω			
	$\Omega_1 = 20M$	$\Omega_2 = 10M$	$\Omega_1 = 10M$	$\Omega_2 = 5M$	$\Omega_1 = 30M$	$\Omega_2 = 20M$
(5)	66,18	36,79	44,25	28,13	88,12	54,10
(6)	-24,85	4,55	-2,92	13,20	-46,78	-12,76

Tabell 11: *Effekten av endringer i størrelsen på miljøkostnader i modellen. Enheten for miljøkostnader Ω oppgitt i millioner (M) NOK, øvrige verdier er oppgitt i øre/kWh.*

Av tabell 11 kommer det frem at en større miljøkostnad Ω medfører større samfunnsøkonomiske kostnader og redusert samfunnsøkonomisk lønnsomhet, uavhengig av typen kraftverk. Dersom miljøkostnadene ved vindkraftverket er like store som basisverdien for miljøkostnadene til vannkraftverket, altså $\Omega_1 = \Omega_2 = 10$ MNOK, forblir vindkraftverket i modellen fremdeles samfunnsøkonomisk ulønnsomt. Dersom miljøkostnaden ved vannkraftverket er identisk med basisverdien for miljøkostnaden til vindkraftverket, altså $\Omega_1 = \Omega_2 = 20$ MNOK, går derimot vannkraftverket fra et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt til et ulønnsomt et.

5.3.1.2 Vekstraten på miljøkostnader

Oppgaven vil også foreta en analyse av hvordan modellen påvirkes av vekstfaktoren til miljøkostnadene over tid. I grunnmodellen antas det at miljøkostnadene vokser med 1 % årlig etter de først har inntruffet. Vekstfaktoren antas å avhenge av graden av hvordan andre miljøressurser forminskes, og opptrer som raten av økende knapphet av naturressurser. Det innebærer at dersom andre miljøressurser ødelegges hurtigere eller saktere, endres vekstfaktoren av miljøkostnadene tilsvarende. Det er forøvrig rimelig å anta at miljøkostnadene ikke kan vokse med negativ rate, som vil innebære at flere miljøressurser blir tilgjengelig. Antar derfor at det netto alltid vil konsumeres/ødelegges flere naturressurser enn det kan "produseres" urørte naturressurser.

	Basis		Endringer i miljøkostnadens vekstrate a					
	$a = 1 \%$		$a = 0.5 \%$		$a = 2 \%$		$a = 3 \%$	
Likning	Vind	Vann	Vind	Vann	Vind	Vann	Vind	Vann
(5)	66,18	36,79	59,92	34,31	88,12	45,44	153,92	71,41
(6)	-24,85	4,55	-18,58	7,02	-46,78	-4,11	-112,59	-30,08

Tabell 12: Effekten av endringer i miljøkostnadens vekstrate. Alle verdier er oppgitt i øre/kWh.

Av tabell 12 er det tydelig at enhver økning i miljøkostnadens vekstrate vil medføre at den samfunnsøkonomiske *LCOE*-kostnaden øker og at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten reduseres, uavhengig av type kraftverk. Slik vekstraten a er definert vil det altså være fordelaktig for samfunnet at øvrig urørt natur forblir urørt, som vil bidra til en lavere a for kraftverkprosjekt. Dette argumenterer igjen for opprustning og utviding av eksisterende vannkraftverk i stedet for utbygging nye kraftverk i uberørt natur, da dette ikke vil føre til en økt vekstrate a . Merk at av likning (5) vil ikke verdier for $a \geq r$ gi være hensiktsmessige, i henhold til diskusjonen i delkapittel 2.3.1.

5.4 Mulige feilkilder

I tabellen 2 presenteres kostnadsgrunnlaget for vannkraftverk som benyttes i oppgaven til å beregne kostnader ved et teoretisk vannkraftverk som sammenlignes opp mot et eksisterende vindkraftverk. I sin teoretiske natur ligger det til grunnlag for at dersom dette vannkraftverket hadde vært realisert er det svært utfordrende å si om kostnadene for dette vannkraftverket hadde vært i samsvar med de anslåtte gjennomsnittskostnadene presentert i tabell 2. Det teoretiske vannkraftverket i oppgaven hadde en anslått installert effekt på 295 MW, mens anslaget for kostnadene rapportert i tabell 2 er et kraftverk med installert ytelse på 17 MW. Dersom en skulle realisert et vannkraftverk på 295 MW er det svært sannsynlig at de faktiske *LCOE*-beregningene ville avviket de som ble benyttet i oppgaven.

Valget på et teoretisk kraftverk med installert ytelse på 295 MW kom fra å kunne få en identisk årsproduksjon som Storheia vindkraftverk, gitt den gjennomsnittlige driftstiden for vannkraftverk med en installert effekt fra 10 MW og oppover. Dersom et faktisk vannkraftverk hadde hatt en større utnyttelsesgrad med tanke på fullasttimer er det ikke nødvendigvis påkrevd at kraftverket “må” ha en installert effekt på 295 MW. For eksempel, dersom vannkraftverket hadde hatt 4 000 fullasttimer i året hadde det vært tilstrekkelig med en installert effekt på 243,2 MW ($972,8 \text{ GWh} / 4000 \text{ h} \times 10^3$), som igjen hadde ført til et annet kostnadsbilde. Som presisert er det svært vanskelig å anslå kostnader for et vannkraftverk siden det er avhengig av så mange stedsspesifikke variabler. Dermed vil kostnadsgrunnlaget benyttet i oppgaven være en mulig feilkilde til beregningene.

En mulig løsning til å utføre en mer objektiv sammenligning og analyse av *LCOE*-kostnadene til hver kraftteknologi er å utelukkende benytte kostnadsgrunnlagene oppgitt i tabell 1 og 2, i stedet for å utarbeide egne *LCOE*-kostnader gjennom modellrammeverket og referanseprosjekter. En sammenligning av resultatene fra grunnmodellen dersom *LCOE*-kostnadene fra NVE benyttes foretas i tabell 15 i appendiks. Med *LCOE*-kostnadene fra NVE sine beregninger resulterer modellen i de samme konklusjonene som i utgangspunktet, med unntaket av at med de gitte samfunnsøkonomiske kostnadene er ikke vannkraftverket i modellen lenger samfunnsøkonomisk lønnsomt, med mindre regulerbarhet vektlegges som gjort i analysen. Siden modellen tar for seg prosjektspesifikke størrelser og kostnader, ansees ikke avviket fra *LCOE*-kostnaden i modellen fra *LCOE*-beregningen til NVE som fellende for oppgaven, i tillegg til at de samme konklusjonene oppnås uavhengig av hvilken *LCOE*-kostnad som benyttes.

6 Diskusjon

6.1 Skatt på kraftteknologiene

Oppgaven tar for seg dagens skatteordninger for vann- og vindkraft ved å etablere et modellgrunnlag som illustrerer hvordan tilstedeværelsen av de ulike skatteordningene for hver kraftteknologi påvirker den bedriftøkonomiske lønnsomheten. Ved hjelp av modellgrunnlaget, har oppgaven formulert den bedriftøkonomiske lønnsomheten til hvert kraftprosjekt, og kan benytte denne lønnsomheten i analyse og diskusjon. Av modellen er det tydelig at dagens skatteregime for både vind- og vannkraft medfører store konsekvenser for den bedriftøkonomiske lønnsomheten. Hvor vannkraft i utgangspunktet er mer lønnsomt enn vindkraft i tilfellet uten skatt, medfører den relativt tunge skatteleggingen av vannkraft til at situasjonen blir snudd på hodet. I fraværet av skatt er vannkraft mer lønnsomt hovedsakelig som følge av lengre levetid og lavere driftskostnader enn vindkraft. Det er viktig å notere at i oppgavens modell er det kun grunnrenteskatten som inngår som en tilleggsskatt for vannkraft. I realiteten inngår i tillegg naturressursskatt og konsesjonskraft- og avgift i skatteordningen til vannkraftverk, som reduserer lønnsomheten ytterligere enn hva som ble gjort i modellen. Likevel ansees grunnrenteskatten som den mest sentrale skattemessige forskjellen mellom vann- og vindkraft, så det er den skatten oppgaven i hovedsak tar for seg.

Av skatteanalysen i oppgaven fremkommer noen svært interessante resultater om skatteleggingen av hver kraftteknologi. Dersom vindkraft skattes på samme måte som vannkraft i modellen, er vindkraft ikke bare mindre lønnsomt enn vannkraft med de samme skatteforutsetningene, men heller ikke bedriftøkonomisk lønnsomt i det hele tatt. Dersom vannkraft skattes på samme måte som vindkraft i modellen, er derimot vannkraft mer lønnsomt enn vindkraft med de samme skatteforutsetningene. Denne analysen understreker hvor avgjørende dagens skatteordninger er for lønnsomheten til kraftteknologiene. Siden skatteregimet gjør vindkraft så lønnsomt er det forståelig at aktørene i kraftmarkedet investerer i vindkraft heller enn vannkraft, selv om dette ikke er hva som er samfunnsøkonomisk optimalt.

Gitt den nåværende og fremtidige utviklingen i kraftmarkedet i Norge, Norden og Europa, med en økende etterspørsel etter kraft, og da særlig regulerbar kraft, kan det argumenteres for at det bør foretas endringer i skatteordningen for vannkraftverk utifra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Det er også vanskelig å argumentere for tilstedeværelsen av skattene på vannkraft uten å argumentere for at de i høyeste grad også er overførbare til vindkraft. Eksempelvis er argumentene for grunnrenteskatten at den skal sikre at

verdier av norske naturressurser forblir i Norge. For vannkraft er ressursen nokså konkret, nemlig norske elver, fosser og andre vassdrag. Årsaken til at vindkraft ikke er pålagt en grunnrenteskatt (blant andre skatter som også i høyeste grad kan gjelde for vindkraft dersom det skal gjelde for vannkraft) kan være så mangt. En mulighet er at vind ikke er en like "håndfast" ressurs som et fossefall eller en elv, men vindkraftverkene berører likevel norsk, urørt natur der hvor vindmøller og infrastrukturveier utbygges. En annen mulighet er selvsagt lobbyvirksomhet fra interessenter, og at det politisk kan være vanskelig å skattelegge fornybar og lønnsom kraftproduksjon, som det er et økende behov for. Derimot har vindkraft heller blitt subsidiert gjennom gunstige skatteregler og elsertifikatordningen for å øke lønnsomhet og gitt insentiv til den utbyggingen som har forekommet i Norge de siste årene. Det er likevel ikke-optimalt at dette er en kraftteknologi med større samfunnsøkonomiske konsekvenser enn hva som hadde inntruffet ved å heller investert i eksisterende vannkraftverk, som ville gitt den samme, om ikke en større, kraftproduksjonsgevinst uten de samme konsekvensene.

Fraværet av grunnrenteskatten, som skal sikre at ressursbruken av norske ressurser skal tilfalle felleskapet, blir enda mer synlig når det kommer frem at 40 % av alle vindkraftverk i Norge finansieres fra skatteparadis som aktivt flytter verdiskapningen ut av landet (delkapittel 2.4.5.1). Fraværet av grunnrenteskatten har medført nettopp det den er tilsiktet for å motvirke, og norske naturressurser blir utnyttet av utenlandske investorer som unnslipper skatt og sørger for at verdiskapningen fra naturressursen ikke tilfaller felleskapet. At dette foregår i så stort omfang burde være et solid argument for at ressurskatten bør omfatte også vindkraftteknologi. Denne flyttingen av verdiskapning ut av Norge kan ansees som en samfunnsøkonomisk kostnad i seg selv. At det burde innføres en grunnrenteskatt, eventuelt en annen form for naturressursskatt, er i samsvar med konklusjonene fra tidligere studier som NOU 2015:15 og NOU 2019:16 (delkapittel 2.5).

Det økende behovet etter kraft tilsier utvilsomt at det også er et behov for større kraftproduksjon, både i Norge og Europa. Lønnsomheten i norsk vindkraft, i tillegg til offentlig støtte fra myndighetene som ønsker seg mer fornybar kraftproduksjon, har trolig bidratt til den store økningen av vindkraftverk i Norge de siste 20 årene. Et økende kraftbehov i seg selv tyder ikke på at økt kraftproduksjon er problematisk. Det som er det underliggende problemet med kraftproduksjonen er at vindkraft, til tross for større samfunnsøkonomiske kostnader, blir realisert fremfor å heller utbygge og/eller fornye vannkraft, som en direkte følge av at vindkraft er langt gunstigere skattelagt av myndighetene. I Stortingsmelding 28 (2020) sier myndighetene at det foreløpig ikke vil innføres ytterligere skatter eller avgifter for vindkraft

slik at aktører skal ha forutsigbare rammebetingelser (delkapittel 2.5). Dette virker da å være på bekostning av forutsigbare samfunnsøkonomiske rammebetingelser, hvor det er de totale samfunnsøkonomiske kostnadene som burde tas hensyn til før prosjekter iverksettes. Hvis det ikke lar seg gjøre å påføre skatter som allerede er gjeldende for vannkraft på vindkraft, bør den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved vannkraft argumentere for at denne kraftteknologien heller burde påføres lignende subsidier som er gjeldende for vindkraft, som for eksempel gunstigere avskrivningsregler. Dette vil øke det teknisk-økonomisk potensialet for opprustning og utviding av eksisterende vannkraftverk, og vil føre til en substansiell økning i kraftproduksjon med bare minimale miljøkostnader.

I lys av oppgavens resultater fra modellrammeverk og analysen av skatteordningene for hver kraftteknologi, kan oppgaven konkludere i at dagens skatteordning er skjevfordelt mellom kraftteknologiene. Gitt parameterverdiene benyttet i oppgaven, medfører den modellerte representasjonen av dagens skatteordninger at vindkraft er mer bedriftøkonomisk lønnsomt enn vindkraft, til tross for høyere kostnader fordelt over en kortere levetid enn hva som er tilfellet for vannkraft. I fraværet av skatter og gunstige avskrivningsregler, er det følgelig vannkraft som er mer bedriftøkonomisk lønnsomt. Selv om vannkraftverket i oppgaven er samfunnsøkonomisk lønnsomt, medfører den relativt tunge skatteleggingen av vannkraft at teknologien ikke lenger er bedriftøkonomisk lønnsom å realisere. Dette er til tross for objektivt lavere *LCOE*-kostnader for vannkraft enn for vindkraft, primært som følge av lavere driftskostnader og lengre teknisk-økonomisk levetid.

Argumentene for grunnrenteskatten på vannkraft menes å være overførbare til å også omfatte vindkraft, hvor skatten kan bidra til å kompensere for de samfunnsøkonomiske konsekvensene ved miljøkostnader og andre eksternaliteter vindkraftverkene medfører. Andre eksternaliteter av vindkraftverk som er nærmere diskutert i denne oppgaven er blant annet distribusjonskostnader og verdiflytting til skatteparadis. Fra oppgavens teori, modellrammeverk, analyse og diskusjon fremkommer det en entydig konklusjon om at vindkraft bør påføres ytterligere skatter, som tilsvarende for vannkraft, for å sikre verdiskapning og kompensere for miljøinngrep. Dersom målet for myndighetene er økt bærekraftig kraftproduksjon til lavest mulig samfunnsøkonomisk kostnad, vil en skattelettelse på vannkraftverk tilsvarende de gunstige skattereglene for vindkraftverk kunne bidra til en mer effektiv ressursallokering.

6.2 Miljøkostnader

I denne oppgaven ble beregningen av kraftproduksjonsteknologienes langtids-levekostnader per år introdusert for kvantifiserte miljøkostnader. Dette gjøres for å kunne medberegne de samfunnsøkonomiske kostnadene ved kraftverkene, for å så kunne analysere den reelle samfunnsøkonomiske lønnsomheten, og ikke bare den bedriftøkonomiske. Det ble etablert i delkapittel 2.4.3 at NVE ikke tar stilling til eksternalitetseffekter i utarbeidelsen av *LCOE*-kostnaden til enhver kraftteknologi. Dersom denne kostnaden benyttes til å avgjøre hvilke kraftprosjekt som skal realiseres, som diskutert av Førstund og Strøm i delkapittel 2.1, medfører dette at eksternalitetseffekter blir internalisert, verdsatt og “virkeliggjort”. Som vi ser av modellrammeverket og analysen, vil en internalisering av disse samfunnsøkonomiske kostnadene i beregningsgrunnlaget bidra til at det er de samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjektene som blir realisert, og ikke bare de bedriftøkonomiske. Fraværet på internaliseringen av eksternalitetseffektene medfører et avvik som favoriserer altså bedriftøkonomisk lønnsomme prosjekt, som ikke nødvendigvis er lønnsomme for samfunnet.

Miljøkostnader ble i delkapittel 2.2 definert som ulempene miljøet påføres av en aktørs produksjon på et naturområde. Kostnaden har også flere trekk og verdier, som gjør den svært vanskelig å kvantifisere. En sentral feilkilde i oppgaven er valget av størrelsene på parametre som er vanskelig å anslå, da særlig miljøkostnader. Oppgaven korrigerer for dette ved å utføre følsomhetsanalyser på ulike verdier på miljøkostnaden, både for den initielle kostnaden og for vekstraten på miljøkostnadene. Likevel er det som nevnt i delkapittel 2.2 svært vanskelig å anslå de reelle miljøkostnadene påført av prosjektene. Miljøkostnadene som faktisk inntreffer og som ble presentert i delkapittel 2.4.6 kan være tap av CO₂-fangende myrområder, forurensning av drikkevann, tap av eksistensiell naturverdi, bruksverdi, naturens bekvemmelighetstjenester og økt visuell forøpling av naturen. I tillegg kan konsumenters betjening distribusjonskostnader i form av behov for utbygging av strømmettet og av elsertifikatordningen også inngå som andre former for samfunnsøkonomiske kostnader. Det er som diskutert svært vanskelig å prissette naturverdier og -tjenester. Hvorvidt oppgaven er i nærheten av å treffe en realistisk miljøkostnad er vanskelig å si. Det oppgaven derimot kan si noe om, er at inkluderingen av en gitt miljøkostnad for å analysere den samfunnsøkonomiske kostnaden gir et innblikk i de faktiske kostnadene som prosjektene påfører samfunnet, og at disse kostnadene i høyeste grad er beslutningsrelevante i valg av hvilken kraftteknologi som bør realiseres. Av analysen og denne diskusjonen av modellrammeverket kan oppgaven konkludere

dere med at inkluderingen av eksternalitetskostnader medfører at vindkraft ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt, gitt de forutsetningene tatt i oppgavens modellberegning og parameterstørrelser. Dette strider med prinsippet for norsk kraftproduksjon om samfunnsøkonomisk utbygging. Den samme analysen konkluderer derimot at vannkraft er samfunnsøkonomisk lønnsomt, gitt de tilsvarende forutsetningene som er gjort i oppgaven. En forsøk på inkludering av miljøkostnader og andre samfunnsøkonomiske kostnader i den faktiske kostnadsberegningen av ulike kraftteknologier vil bidra til at det er de samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjektene som blir realisert.

6.3 Regulerbarhet

Fra oppgavens teori er det tydelig at det er et økende behov for regulerbare kraftteknologier i Europa. Norge er fremdeles dominert av vannkraftteknologi til kraftproduksjonen, hvor omtrent 75 % av produksjonen er regulerbar. Likevel påvirkes landet av den økende graden av ikke-regulerbare energikilder i Europa gjennom det integrerte kraftmarkedet landet er en del av. I Europa kommer mesteparten av kraftproduksjonen fra fossile brensler, men utviklingen i CO₂-avgifter skifter kraftproduksjonen mot særlig vind- og solkraft. Norge er et svært elektrifisert land og har det høyeste kraftforbruket per person per husholdning i Europa. Det argumenteres for at dette er en forsterkningseffekt fra billige kraftpriser over lengre tid som følger av den store andelen av vannkraft. Utviklingen av ikke-regulerbar kraft og integreringen mot kraftmarkeder i Europa vil derimot bidra til økte markedspriser for kraftforbrukerne i Norge. Med tanke på at halvparten av Europas magasinkapasitet befinner seg i Norge, er det optimalt for resten av Europa at aktører unyttet det fulle potensialet for vannkraft i Norge. Samspillet mellom regulerbar kraftproduksjon i Norge og ikke-regulerbar produksjon i Europa forventes å bli av økende viktighet for et fleksibelt, integrert kraftmarked. Det anses derfor hensiktsmessig å verdsette regulerbar kraftproduksjon i større grad enn ikke-regulerbar kraftproduksjon, som sett hele Europa i betraktning, kan bli en knapp ressurs i fremtiden. Analysen viser at verdsettingen av regulerbarhet vil bedre lønnsomheten for vannkraftverk, som igjen kan gi incentiv til økt ressursallokering mot denne teknologien. En verdsetting av regulerbarheten vil øke det økonomiske potensialet for opprustingen og utvidelser av eksisterende vannkraftverk. Økt økonomisk potensial innebærer muligheten for økt kraftproduksjon med minimale eksternalitetskostnader. Det vil si økt regulerbar kraftproduksjon til lavere miljø- og distribusjonskostnader for samfunnet.

7 Konklusjon

Oppgavens formål var å analysere og sammenligne skatteordningene og den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved vind- og vannkraftteknologi. Oppgaven gjør dette ved å etablere relevant teori og utarbeide et teoretisk modellrammeverk til å analytisk utføre denne sammenligningen. Fra diskusjonen av dette kommer oppgaven fram til følgende konklusjoner:

Gitt oppgavens resultater fra modellrammeverk og analyse av skatteordningene for hver kraftteknologi, konkluderer oppgaven i at dagens skatteordning er skjevfordelt mellom kraftteknologiene, og ordningen er langt gunstigere for vindkraft enn for vannkraft. Dette til tross for høyere kostnader fordelt over en kortere levetid enn hva som er tilfellet for vannkraft. Skatteordningen sikrer en høy lønnsomhet for vindkraft, som pekes på som en bidragsyter til den økte vindkraftutbyggingen i Norge de siste årene. Oppgaven kan også konkludere med at inkluderingen av eksternalitetskostnader medfører at vindkraft ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt, gitt de forutsetningene tatt i oppgavens modellberegning og parameterstørrelser. I fraværet av skatter og gunstige avskrivningsregler er vannkraft bedriftøkonomisk lønnsomt, og noe mer lønnsomt enn vindkraft. Basert på beregningene og forutsetningene i oppgaven er vannkraft også samfunnsøkonomisk lønnsomt, i motsetning til vindkraft. Derimot medfører skatteleggingen av teknologien til at den ikke er bedriftøkonomisk lønnsom, og dermed mindre attraktiv å investere i blant aktører. Dette er til tross for objektivt lavere *LCOE*-kostnader for vannkraft enn for vindkraft, primært som følge av lavere driftskostnader og lengre teknisk-økonomisk levetid. Mye av vannkraftproduksjonen i Norge er også regulerbar, som det er et økende behov for i Europa. Vannkraft dominerer fremdeles kraftproduksjonen i Norge.

Videre konkluderer oppgaven i at argumentene for grunnrenteskatten på vannkraft kan være overførbare til å også omfatte vindkraft. Grunnrenteskatten kan bidra til å kompensere for de samfunnsøkonomiske konsekvensene som eksternalitetene vindkraftverkene medfører. Fra oppgaven fremkommer det en entydig konklusjon om at vindkraft bør påføres ytterligere skatter, som tilsvarende for gjeldende skatter for vannkraft. Dette vil sikre verdiskapning i samfunnet og kompensere for miljøinngrep. Inkludering og synliggjøring av miljøkostnader og andre samfunnsøkonomiske kostnader i kostnadsberegningen av kraftteknologier vil bidra til at det er de mest samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjektene som blir realisert først. En omfordeling av skattefordeler og -kostnader mellom vind- og vannkraft vil bidra til en samfunnsøkonomisk optimal allokering av ressurser i samfunnet, til en lavere bekostning av landets naturressurser.

Referanseliste

- Amundsen, E. S. & Bergman, L. (2020). *Tid for nye markeder i kraftforsyningen?* Samfunnsøkonomen nr. 6, 2020.
- Andersen, L. R., Pål og Løland. (2020). *Høyt skattetrykk bremses vannkraftutbygging.* Tilgjengelig fra: <https://www.nrk.no/osloogviken/hoyt-skattetrykk-hindrer-vannkraftutbygging-1.15051303>. (Hentet: 12.03.2021).
- Bjørnestad, S. (2021). *Nye kraftkabler gjør slutt på billig sommerstrøm* Tilgjengelig fra: <https://e24.no/olje-og-energi/i/pLod7o/nye-kraftkabler-gjoer-slutt-paa-billig-sommerstroem>. (Hentet: 15.03.2021).
- Eurostat. (2021a). *Gross and net production of electricity and derived heat by type of plant and operator* Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_PEH__custom.651156/default/table?lang=en. (Hentet: 08.03.2021).
- Eurostat. (2021b). *Population on 1 January by age and sex* Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/demo_pjan/default/table?lang=en. (Hentet: 11.02.2021).
- Eurostat. (2021c). *Supply, transformation and consumption of electricity* Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_e/default/table?lang=en. (Hentet: 11.02.2021).
- Finansdepartementet. (2015). *NOU 2015: 15, Sett pris på miljøet — Rapport fra grønn skattekomisjon* Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/no/dokumenter/nou-2015-15/id2465882/>. (Hentet: 09.04.2021).
- Finansdepartementet. (2019). *Høring - NOU 2019:16 Skattlegging av vannkraftverk* Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/no/dokumenter/horing---nou-201916-skattlegging-av-vannkraftverk/id2670665/?expand=horingsvar>. (Hentet: 09.04.2021).
- Finansdepartementet. (2020). *Regjeringen går ikke videre med Kraftskatteutvalgets forslag for vannkraft* Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/no/aktuelt/regjeringen-gar-ikke-videre-med-kraftskatteutvalgets-forslag-for-vannkraft/id2690881/>. (Hentet: 09.04.2021).
- Flåten, O. & Skonhoft, A. (2014). *Naturresursenes økonomi* (1. utgave). Gyldendal Akademisk, Oslo.
- Førsund, F. R. & Strøm, S. (1980). *Miljø og ressursøkonomi*. Universitetsforlaget, Oslo.
- Førsund, F. R. & Strøm, S. (2000). *Miljø-økonomi* (4. utgave). Gyldendal akademisk, Oslo.
- Gårseth-Nesbakk, L. (2017). *Sunk cost*. Tilgjengelig fra: https://snl.no/sunk_cost. (Hentet: 26.03.2021).

- Gårseth-Nesbakk, L. & Kaurel, F.-E. (2019). *Avskrivning*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/avskrivning>. (Hentet: 05.02.2021).
- Helledal, E. J., Thunold, A., Solbu, E. L., Nøkling, A., Jansson, H. K. & Digernes-Nordström, J. (2020). *Tatt av vinden*. Tilgjengelig fra: <https://www.nrk.no/klima/xl/vindkraft---ikke-sa-bra-for-klima-som-vitror-1.15157461intro-authors--expand>. (Hentet: 12.03.2021).
- Henriksen, M. E., Østenby, A. M. & Skau, S. (2020). *Hva er egentlig potensialet for opprusting og utvidelse av norske vannkraftverk?* (Faktaark nr. 6.) Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_06.pdf. (Hentet: 17.02.2021).
- Hofstad, K. (2019a). *Voltampere*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/voltampere>. (Hentet: 26.03.2021).
- Hofstad, K. (2019b). *Watt*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/watt>. (Hentet: 26.03.2021).
- Hofstad, K. (2021). *Wattime*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/wattime>. (Hentet: 26.03.2021).
- Jakobsen, S. B., Mindeberg, S. K., Østenby, A. M., Dalen, E. V., Lundsbacken, M., Bjerkestrand, E., Haukeli, I. E., Berg, M., Johansen, F. B., Weir, D., Krogvold, J., Aabøe, A. M., Arnesen, F., Willumsen, V., Butt, B., Bølling, J. K., Solberg, K. G., Ramtvedt, A. N., Aass, H., ... Engebrihtsen, K. H. (2019). *Nasjonal ramme for vindkraft*. Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo.
- Krutilla, J. V. & Fisher, A. C. (1975). *The Economics of Natural Environments - Studies in the valuation of commodity and amenity resources*. The Johns Hopkins University Press, Baltimore, Maryland.
- Lied, V. G. (2021). *Har ikkje hatt reint vatn på tre år – no krev NVE at vindkraft-selskap bygger vassverk*. Tilgjengelig fra: <https://www.nrk.no/tromsogfinnmark/buvika-i-tromso-kjempar-om-reint-vatn-etter-forureining-fra-kvitfjell-raudfjell-vindpark-1.15385426>. (Hentet: 25.03.2021).
- Lovdata. (2011). *Lov om elsertifikater*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/LTI/lov/2011-06-24-39>. (Hentet: 18.02.2021).
- Meld. St. 14 (2011-2012). (2012). *Vi bygger Norge - om utbyggingen av strømmettet*. Stortingsmelding. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld-st-14-20112012/id673807/>. (Hentet: 05.03.2021).
- Meld. St. 28 (2019-2020). (2020a). *Vindkraft på land - Endringer i konsesjonsbehandlingen*. Stortingsmelding. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/>. (Hentet: 03.03.2021).

- Meld.St.28 (2019-2020). (2020b). *Vindkraft på land, Endringer i konsesjonsbehandlingen*. Stortingsmelding. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/b5f9e2ddc8dc45c58c06b12d956fe875/stm201920200028000dddpdfs.pdf>. (Hentet: 09.04.2021).
- NOU 2015:15. (2015). *Sett pris på miljøet*. Norsk Offentlig Utredning. Oslo: Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon, Informasjonsforvaltning.
- NOU 2019:16. (2019). *Skattelegging av vannkraftverk*. Norsk Offentlig Utredning. Oslo: Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon, Teknisk redaksjon.
- NVE. (2015a). *Kostnadsgrunnlag for vannkraft*. Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo.
- NVE. (2015b). *Rapport nr 2/2015 del 1, Kostnader i energisektoren*. Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo.
- NVE. (2019). *Dokumentasjon for kostnader i energisektoren*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/energiforsyningsdata/dokumentasjon-for-kostnader-i-energiesektoren/>. (Hentet: 23.02.2021).
- NVE. (2020a). *Elsertifikater*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/elsertifikater/>. (Hentet: 18.02.2021).
- NVE. (2020b). *Kostnader for kraftproduksjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftmarkedsdata-og-analyser/kostnader-for-kraftproduksjon/?ref=mainmenu>. (Hentet: 23.02.2021).
- NVE. (2020c). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040*. Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo.
- NVE. (2020d). *Reinvesteringsbehov, opprustning og utvidelse*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vannkraft/reinvesteringsbehov-opprusting-og-utvidelse/>. (Hentet: 17.02.2021).
- NVE. (2021a). *Eierskap i norsk vann- og vindkraft*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftmarkedsdata-og-analyser/eierskap-i-norsk-vann-og-vindkraft/>. (Hentet: 17.02.2021).
- NVE. (2021b). *Kraftproduksjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/?ref=mainmenu>. (Hentet: 12.02.2021).
- NVE. (2021c). *Vannkraft*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vannkraft/?ref=mainmenu>. (Hentet: 22.02.2021).
- NVE. (2021d). *Vannkraftdatabase*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vannkraft/vannkraftdatabase/>. (Hentet: 22.02.2021).
- NVE. (2021e). *Vindkraftdata*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/vindkraftdata/>. (Hentet: 19.02.2021).
- NVE. (2021f). *Vindkraftdata*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/vindkraftdata/>. (Hentet: 12.02.2021).

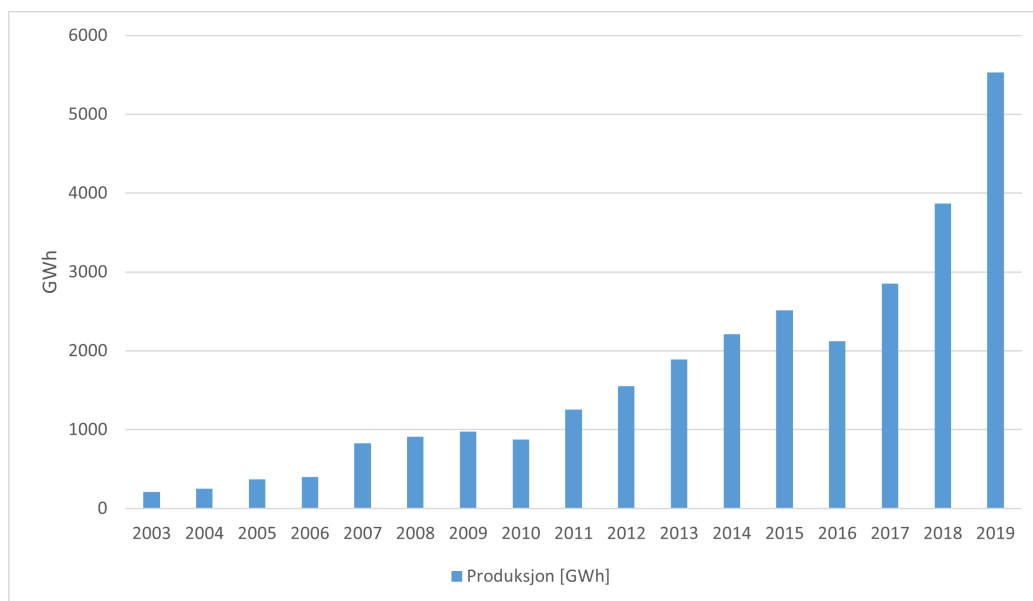
- NVE. (udatert). *Vindkraftverk, Storheia*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/vindkraft/utbygde-vindkraftverk/vindkraftverk/?id=10239>. (Hentet: 15.03.2021).
- Olje- og energidepartementet. (2021a). *Energibruken i Norge* Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/>. (Hentet: 15.02.2021).
- Olje- og energidepartementet. (2021b). *Energibruken i ulike sektorer* Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/energibruken-i-ulike-sektorer/>. (Hentet: 15.02.2021).
- Olje- og energidepartementet. (2021c). *Hva påvirker energibruken?* Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/hva-pavirker-energibruken/>. (Hentet: 15.02.2021).
- Olje- og energidepartementet. (2021d). *Kraftmarkedet*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>. (Hentet: 05.03.2021).
- Olje- og energidepartementet. (2021e). *Kraftproduksjon* Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/vannkraft/>. (Hentet: 05.02.2021).
- Perman, R., Ma, Y., McGilvray, J. & Common, M. (2003). *Natural Resource and Environmental Economics* (Tredje utgave). Pearson Education Limited.
- Reksnes, A. H. (2021). *Vindkraftverket tok drikkevatnet til innbyggerane*. Tilgjengelig fra: <https://www.nrk.no/vestland/vindkraftverk-har-fort-til-manglande-drikkevatn-1.15477707>. (Hentet: 10.05.2021).
- Reksnes, A. H. & Thunold, A. (2021). *Rotevatn: – Det finst vindkraftverk som ikkje burde ha blitt bygd*. Tilgjengelig fra: <https://www.nrk.no/vestland/rotevatn-meiner-vindkraftverk-ikkje-burde-fatt-godkjenning-1.15232821>. (Hentet: 12.03.2021).
- Ringstad, P. H. & Jacobsen, S. K. (2021). *Vindkraftens skyggesider - Tiltak mot overskuddsflytting og skjult eierskap*. Tax Justice Network - Norge, Oslo.
- Ruen, I. R., Billit, T. J. & Holstad, M. (2020). *Rekordhøye vindkraftinvesteringer i 2019* Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/rekordhoye-vindkraftinvesteringer-i-2019>. (Hentet: 03.03.2021).
- Sirnes, E., Stoltz, G. & Nilsen, H. R. (2021). *Nytte-kostnadsanalyse*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/nytte-kostnadsanalyse>. (Hentet: 10.03.2021).
- Skarheim, Ø. (1988). *Kraftuttrykk* (1. utgave). Grytting A/S, Orkanger.
- Skonhøft, A. (2018). *Fornybar energi og ødelagt natur. Vindkraftutbygging i Norge*. Samfunnsøkonomen nr. 6, 2018.
- SSB. (2021). *Elektrisitet* Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/maaned>. (Hentet: 05.02.2021).

- Statnett. (2021a). *Nordlink*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/mellomlandsforbindelser/nordlink/>. (Hentet: 05.03.2021).
- Statnett. (2021b). *North Sea Link*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/mellomlandsforbindelser/north-sea-link/>. (Hentet: 05.03.2021).
- Sydsæter, K. (2010). *Matematisk analyse. Bd. 1* (8. utgave). Gyldendal akademisk, Oslo.
- Vereide, K., Mo, B., Forseth, T., Lia, L., Nysveen, A., Dahlhaug, O. G., Schäffer, L. E., Bustos, A. A., Sundt-Hansen, L., Øvregård, E., Glimmen, P., Hesthagen, T., Skår, M. & Nielsen, T. K. (2020). *AlternaFuture Final Report*. Tilgjengelig fra: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2712343>. (Hentet: 18.02.2021).
- Aanensen, T. (2020). *Vindkraften fortsetter å stige* Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/vindkraften-fortsetter-a-stige>. (Hentet: 03.03.2021).

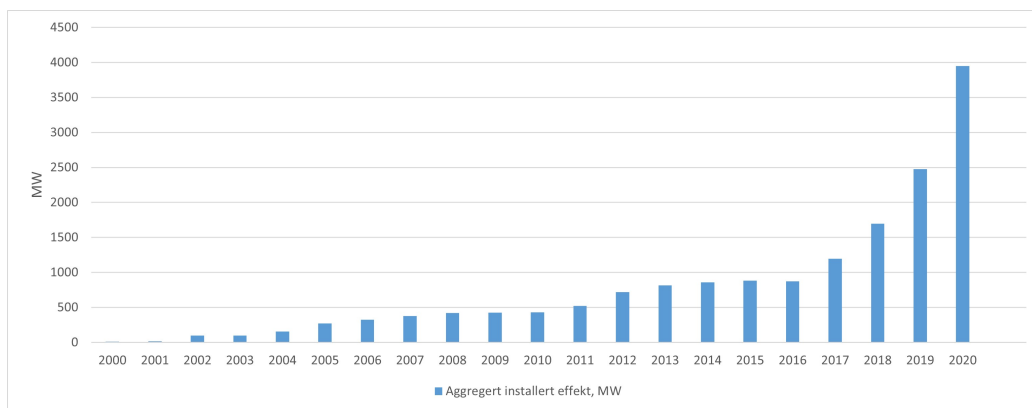
Appendiks

Effekt			Produksjon		
Enhet	Symbol	Betydning	Enhet	Symbol	Betydning
Watt	W	W	Watttime	Wh	Wh
Kilowatt	kW	10^3 W	Kilowatttime	kWh	10^3 Wh
Megawatt	MW	10^6 W	Megawatttime	MWh	10^6 Wh
Gigawatt	GW	10^9 W	Gigawatttime	GWh	10^9 Wh
Terawatt	TW	10^{12} W	Terawatttime	TWh	10^{12} Wh
Petawatt	PW	10^{15} W	Petawatttime	PWh	10^{15} Wh

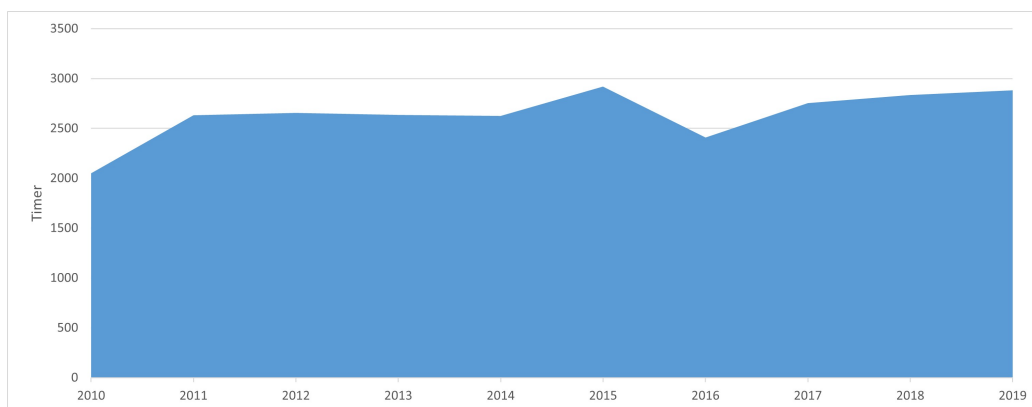
Tabell 13: Tabell over ulike enheter og størrelser for installert effekt og produksjon av energi (Kilde: Hofstad, 2019b & Hofstad, 2021).



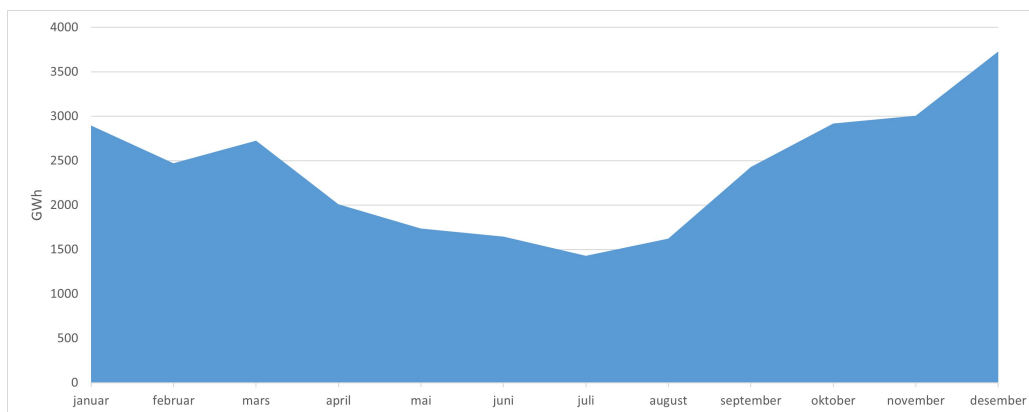
Figur 3: Aggregert energiproduksjon per år fra vindkraftverk i Norge (målt i GWh)(Kilde: NVE, 2021e).



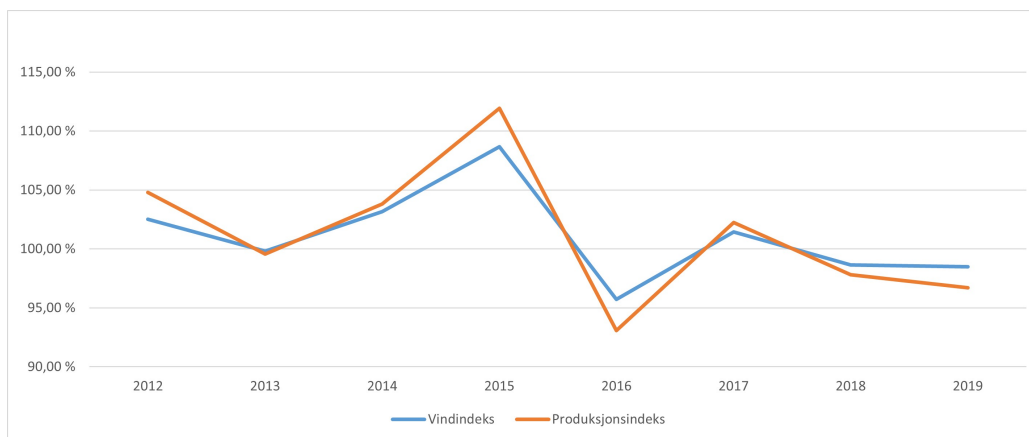
Figur 4: Aggregert installert effekt per år fra vindkraftverk i Norge (målt i MW)(Kilde: NVE, 2021e).



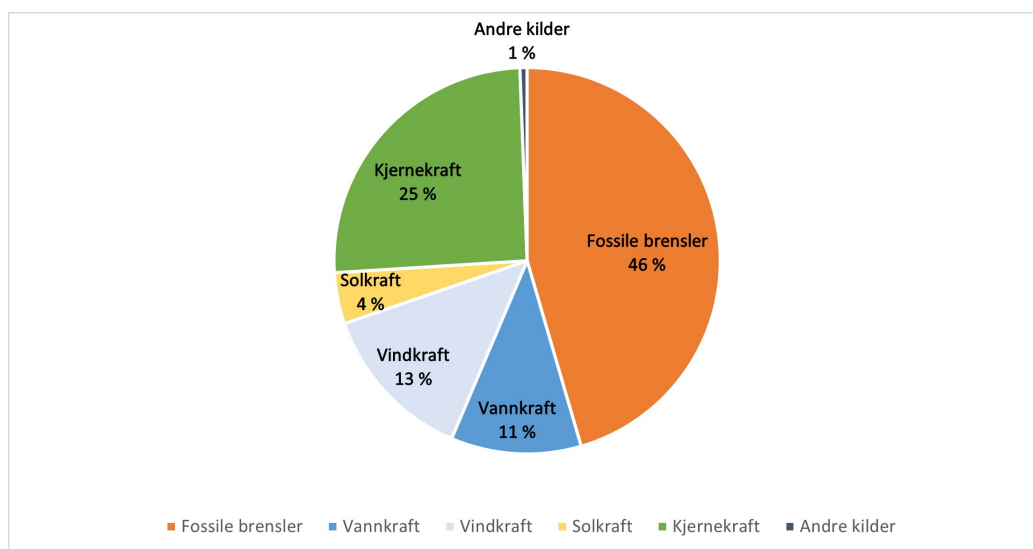
Figur 5: Gjennomsnittlig brukstid for alle vindkraftverk i Norge per år (Kilde: NVE, 2021e).



Figur 6: Gjennomsnittlig aggregert produksjon per måned av alle år for norske vindkraftverk (målt i GWh)(Kilde: NVE, 2021e).



Figur 7: Vind- og produksjonsindeks for årene 2012-2019 (målt i prosent). Vindindeks uttrykker vindforholdene i et vilkårlig år ift. gjennomsnittet for en gitt referanseperiode. Produksjonsindeks beskriver forventet kraftverksproduksjon for et gitt år basert på årets vindforhold, ift. gjennomsnittet for en gitt referanseperiode. Referanseperioden for begge indekser er årene 2003-2017 (Kilde: NVE, 2021e).



Figur 8: Kraftproduksjon i EU per type kraftteknologi i 2019. Total produksjon i EU var 3,22 PWh i 2019 (Kilde: Eurostat, 2021a).

Parameter	Verdi
Gjsnt. årsproduksjon	972,8 GWh
Installert effekt	288 MW
Antall turbiner	80
Gjsnt. generatorytelse	3,6 MW
Gjsnt. navhøyde	87 m
Gjsnt. rotordiameter	117 m
Kraft per sveipt areal	1131 kWh/m ²
Idriftsatt	2019

Tabell 14: Detaljert produksjonsinformasjon om Storheia vindkraftverk på Fosen (kilde: NVE, udatert).

Likning	Basis		<i>LCOE</i> fra NVE	
	Vind	Vann	Vind	Vann
(1)	22,32	19,47	31,10	29,60
(2)	19,02	21,86	10,23	11,73
(3) & (4)	9,26	0,79	0,60	-9,34
(5)	66,18	36,79	74,97	46,91
(6)	-24,85	4,55	-33,63	-5,58

Tabell 15: *Sammenligning mellom LCOE utregnet i modellrammeverket og LCOE fra NVEs beregningsgrunnlag. Alle verdier er oppgitt i øre/kWh.*

