



Tekniske innvendinger til Rystad Energys rapport: Kjernekraft i Norge

Utarbeidet av Norsk Kjernekraft AS

Revisjon: A

Beskrivelse av revisjon: Tekniske innvendinger til Rystad Energys rapport: Kjernekraft i Norge

Dato: 2024.01.09

INNHALDSFORTEGNELSE

Bakgrunn	1
Sammendrag	2
1 Mangelde helhetsvurdering	5
2 Vurdering av konkurransedyktighet og bruk av LCOE for sammenligning av ulike energikilder	8
3 Valg av diskonteringsrate	12
4 Valg av kostnader for kjernekraft.....	14
5 Valg av byggetid for kjernekraft	18
6 Det «inverse» optimistiske eksemplet	19
7 Valg av kostnader for havvind	21
8 Havvind og finansielle driftsrisikoer	22
9 Mangelfull analyse av tidslinjer	24
10 Mangelde komparativ analyse av forsyningskjeder	26
11 Mangelfulle forutsetninger om nettkapasitet.....	29
12 Problematisk refleksjon vedrørende lange levetider	29
13 Rapportens karakter sett opp mot et robust kunnskapsgrunnlag	30
14 Referanser	31

BAKGRUNN

På oppdrag fra NHO, Fornybar Norge og Norsk Industri publiserte Rystad Energy (RE) den 27. november 2023 rapporten «Kjernekraft i Norge» [1]. Rapportens hensikt er å belyse mulighetene for en eventuell introduksjon av kjernekraft i Norge.

Rapporten utgjør en del av grunnlaget for klientenes energipolitikk, og det er derfor viktig at den er gjennomført med robust og nøytral metodikk. Rapporten ble overlevert Energidepartementet under publiseringsseremonien og ble nylig benyttet i NHO og LOs «Kraftløftet» [2]. Kraftløftet er et forslag til tiltaksplan for ny energiinfrastruktur frem mot 2030, rettet mot regjeringen, Stortinget og lokal- og fylkespolitikere.

I etterkant av publisering har rapporten, og omstendigheter rundt dens publisering, imidlertid vært gjenstand for omfattende kritikk. Kritikken har kommet fra flere hold, blant annet fra ulike forskningsmiljøer ved NTNU, UiO og NHH, samt i form av en rekke journalistiske bidrag, artikler og meningsytringer. Kritikken har konkret adressert et bredt utvalg av temaer og konklusjoner i REs rapport, samt forhold rundt kritikkens håndtering. Innvendinger har blant annet omfattet tidslinjer for etablering av kjernekraft i Norge, økonomiske analyser, metoder og grunnlagsdata, manglende helhetlige analyser og mangelfulle sammenligninger med alternative energikilder. Det har også vært en tilsynelatende manglende interesse blant RE og REs klienter for å konkret adressere denne kritikken.

Både RE, klientene av rapporten og politiske hovedmottakere av rapporten har tidligere, også før rapporten forelå som grunnlag, hatt aversjoner mot kjernekraft i Norge. Disse har også tydelige egeninteresser, enten politiske eller direkte eller indirekte økonomiske, i disfavør av kjernekraft. Dette tyder på en forutinntatt holdning som etter vår mening har preget datavalg, analyse og presentasjon, og som ikke er forenlig med utarbeidelse av et objektivt kunnskapsgrunnlag, og naturlig nok ikke fremmer en kunnskapsbasert energipolitikk. Det kan i tillegg ha store samfunnsmessige konsekvenser, blant annet for å nå Norges klimamål og mål om naturvern.

Som følger av disse forhold ser Norsk Kjernekraft (NK) det som nødvendig å sammenfatte konkrete innvendinger til REs rapport om kjernekraft i Norge i inneværende dokument. NK ble etablert av en konstellasjon av noen av Norges største industrielle aktører med interesse for en samfunnstjenlig utvikling av det norske energisystemet i retning av et lavutslippssamfunn. Etter nøye vurdering av alle energikilder ble det vurdert at moderne kjernekraft, herunder små modulære reaktorer (SMR), representerte overlegne muligheter for å muliggjøre bærekraftig industriutvikling og energiomstilling, i tråd med Norges forpliktelser for reduksjon av klimagassutslipp og bevaring av natur. Det er dermed naturlig at NK har andre perspektiver enn RE angående mulighetene for introduksjon av kjernekraft i Norge. NKs perspektiv består i høyeste grad også etter REs rapport.

Inneværende dokument er en gjennomgang av tekniske innvendinger til REs rapport. NK adresserer et utvalg av de mest sentrale elementer der vi mener det finnes særlig forbedringspotensial, enten i form av metodikk, datagrunnlag, begrunnelser for forutsetninger eller lignende.

Selv om NK ble etablert med bakgrunn i en nøytral analyse av alle lavutslippenergikilder, må likevel denne rapporten tolkes og vurderes kritisk, på lik linje med andre rapporter og dokumenter der forfatter kan tenkes å ha et insentiv for et gitt utfall vedrørende kjernekraftens introduksjon i det norske energisystem. RE, NHO, politisk embetsverk og øvrige interesserte inviteres til å adressere de innvendinger som fremgår av foreliggende dokument. Det forventes særlig at RE, en aktør i en bransje der forvaltning av troverdighet er essensielt, adresserer disse og eventuelt reviderer sin rapport på bakgrunn av disse innvendingene.

Henveldeiser vedrørende notatet formidles til:

Funksjon/stilling	Navn	Telefon	E-post
Sjefsingeniør (CTO)	Steffen Oliver Sæle	412 64 117	steffen.oliver.saele@norskjernkraft.com
Operasjonsdirektør (COO)	Håvard Kristiansen	959 05 884	havard.kristiansen@norskjernkraft.com

SAMMENDRAG

Inneværende rapport sammenfatter innvendinger vedrørende utvalgte temaer som tas opp i Rystad Energys (RE) rapport om kjernekraft i Norge fra 27. november 2023 [1]. Innvendinger for de utvalgte temaer kan oppsummeres som følger:

Helhetsvurdering:

Det er flere helhetsperspektiver som er fullstendig utelatt i REs analyse, men som like fullt er forhold som Energidepartementet (ED) og norske politikere må inkludere i økonomiske og samfunnsmessige analyser. Dette inkluderer flere forhold der kjernekraft som del av den norske energimiksen vil gi betydelige samfunnsmessige besparelser:

- REs rapport hevder å vurdere «nyttene» av kjernekraft i norsk sammenheng. Rapporten reflekterer imidlertid ikke over skalaen av energiinfrastruktur som er nødvendig for å møte Norges forpliktelser om utslippskutt. Det vil kreves en dobling eller nærmere en tredobling [3] av Norges kraftproduksjon frem mot 2050 samtidig som Norges forpliktelser for naturvern også skal ivaretas.
- RE adresserer ikke verdien av at moderne kjernekraft er dokumentert som den tryggeste, mest klima- og naturvennlige og bærekraftige energiløsningen (ifølge EUs vitenskapspanel og FN [4], [5]), og at oppslutningen om kjernekraft i Norge er økende, og høyere enn for eksempel vindkraft, som RE forutsetter utbygget i stort omfang.
- Rapporten mangler refleksjoner vedrørende kjernekraftens muligheter for avkarbonisering av sektorer med utfordrende utslippskutt («*Hard to abate sectors*»), bruk av kjernekraftens prosessvarme for produksjon av hydrogen, CO₂-håndtering, matproduksjon mv., redusert press på nettutviklingsbehov og reservekraftløsninger, arbeidsplasser og bruk av Norges petroleumsindustri i den nukleære forsyningskjeden.
- Rapporten hensyntar ikke de enorme system- og integrasjonskostnadene som følger med en omfattende utbygging av sterkt væravhengig kraft (ref. også Statnett [6] og NVE [7]), og behovet for kostbare reserveløsninger og kraftkontrakter på vilkår. I tillegg til høye nettleiepriser vil dette gi svært væravhengige og varierende strømpriser, samt et mer sårbart strømsystem, med tilsvarende redusert forutsigbarhet for norsk næringsliv, industri og husholdninger. Kjernekraft kan plasseres der kraften trengs og dermed redusere presset på nettutviklingsbehov for de kommende tiår.
- REs rapport omtaler ikke de synergier som vil kunne foreligge mellom en nukleær industri og overgangen fra en, i stor grad, petroleumsbasert økonomi. Synergier vedrørende Norges allerede eksisterende nukleære avfall reflekteres heller ikke over. Norge har allerede slikt avfall og må håndtere dette. Totalkostnaden for Norge vil kunne bli redusert i milliardklassen ved samarbeid med kraftproduserende industri for slik håndtering. Se kap. 1.

Lønnsomhet:

- I REs forutsetninger for LCOE (anslått nødvendig prisnivå) benyttes konsekvent pessimistiske forutsetninger, med manglende grunnlag. REs rapport estimerer en LCOE for kjernekraft i området 1 - 2 NOK/kWh. Pessimistiske anslag er benyttet bla. for byggetid, investeringskost, brenselskost og avkastningskrav relativt til historiske data og andre energikilder i analysen. Alt dette gjør at den beregnede LCOE blir høyere enn om nøytrale og realistiske antagelser legges til grunn.
- Dersom en LCOE-beregning med utelukkende optimistiske forutsetninger legges til grunn (se kap. 6) vil resultatet imidlertid bli en størrelsesorden lavere. Norsk Kjernekraft forutsetter et prisnivå mellom dette optimistiske og REs pessimistiske anslag.
- Det benyttes fordelaktig utdaterte estimater for LCOE for havvind, noe som også kildegrunnlaget for estimatene selv oppgir (NVE [8]). Nylige erfaringer demonstrer LCOE i området 2-3 NOK/kWh for flytende havvind, som dagens nasjonale politikk antar vil bli bygget mest av i Norge fremover.
- Måleparameteren benyttet for sammenligning av lønnsomhet, LCOE, er også uegnet for formålet ettersom parameteren ikke tar høyde for vesentlige elementer som kreves for strømleveranser. Dette er i disfavør av pålitelige energikilder som kjernekraft og magasinert vannkraft. NVE påpeker denne problemstillingen og flere store aktører, blant andre det internasjonale energibyrådet (IEA), angir alternative metoder til LCOE [9].
- Alternative metoder til LCOE som foreslås er bla. *Value Adjusted LCOE* og *Levelized Full System Cost of Electricity* (LFSCOE). Bank of America (BofA) har utført en tilsvarende lønnsomhetsanalyse der bla. LFSCOE benyttes [10]. BofA demonstrerer at i regioner med stor andel volatil energiproduksjon (sol- og vindkraft) må det betales en tilleggspremie utover LCOE på flere hundre øre/kWh. For vindkraft i Texas og Tyskland, med relativt høy penetrasjon av kraftkilden, er denne hhv. 251 og 464 øre/kWh ifølge BofA. Dette indikerer at reelle kostnader som må dekkes ved flyende havvind kan representeres ved en strømpris på rundt 4-8 NOK/kWh, før kostnadsøkninger. RE forutsetter rundt 1 NOK/kWh.
- Måleparametere, metodikk og grunnlagsdata i REs rapport er ikke egnet for sammenligning av økonomisk konkurransedyktighet, og egnede alternativer finnes lett tilgjengelig. Temaer av størst relevans for økonomi beskrives i kap. 2 - 8.

Tid før kjernekraft kan implementeres i Norge:

- REs rapport hevder en eventuell introduksjon for kjernekraft i Norge i 2050. Det tas her utgangspunkt i at introduksjon av kjernekraft i all hovedsak skal være en statlig anliggende og finansiell risiko skal absorberes av den norske stat. I realiteten er Norsk Kjernekrafts prosjektutvikling initiert av norske bedrifter, med allokering av privat kapital. Slik statlig involvering er en mulighet, men ikke et premiss. Statlig involvering forekommer gjerne der staten selv ønsker styring og deltakelse i positive økonomiske ringvirkninger, eksportmuligheter og ivaretagelse av kommende generasjoner, naturlig nok til nasjonens egen fordel.
- Som bakgrunn for implementering i 2050, forutsetter RE at den norske stat må avvente til midten av 30-tallet før en introduksjon i det hele tatt kan vurderes, med bakgrunn i en påstått mangel på verdikjeder og teknologiutvikling. I realiteten er flere SMR (små modulære reaktorer)-design i hovedsak basert på eksisterende, velutprøvd teknologi og i stor grad

godkjent teknologi. Fullstendig design og godkjenninger må ventes i løpet av inneværende tiår, og flere titalls utbygginger forventes frem mot tidlig 30-tall.

- Teknologievaluering er derfor allerede påbegynt i dag og erverv av tilstrekkelig kunnskap vil være enkelt tilgjengelig før slutten av inneværende tiår, for initiering. Dette innebærer at en oppføring kan påbegynnes på tidlig 30-tall og idriftsetting av første SMR innen midten av 2030-tallet, på det tidspunktet RE foreslår at vurdering kan påbegynne.
- Etter internasjonale erfaringer og det internasjonale atomenergibyrådet (IAEA) [11], vil kjernekraft kunne opprettes ila. 10-15 år, en vurdering som Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) slutter seg til [12]. Kortere tid er også mulig for Norge, ved oppføring av SMR, ettersom vi allerede har etablert infrastruktur. Temaet beskrives nærmere i kap. 9.

Verdikjede:

- Som del av REs grunnlag for avventning til 2035 for påbegynnelse av vurdering av kjernekraft, fremhever RE manglende forsyningskjeder. RE utfører ingen komparativ analyse av flaskehals, som vil være naturlig i denne sammenheng.
- For volatile energikilder (variable fornybare energikilder som sol- og vindkraft) foreligger også flaskehals i forsyningskjedene. Særlig er de relatert til tilfanget av nødvendige materialer og mineraler svært vesentlige. Grunnet lav energitetthet (se EROI i kap. 2) kreves svært mange slike energigenererende maskiner og betydelige mengder materialer og mineraler for å oppføre disse, samt støttende infrastruktur.
- Betydningen av disse flaskehalsene for volatile energikilder kan vanskelig overdrives og må anses som fundamentale flaskehals, og vil sannsynligvis medføre videre kostnadsøkninger. Mangler i forsyningskjedene for kjernekraft blir til sammenligning neglisjerbare, som er indikativt for teknologiens fremtidige markedspenetrasjon og betydning globalt. Se kap. 10.

Nettkapasitet, levetid og metodikk:

- Der REs rapport analyserer kjernekraftverkets nytte som regulerbar energikilde antas en nettkapasitet uten flaskehals. I realiteten foreligger disse, og denne utfordringen kan adresseres ved bruk av kjernekraft.
- Kjernekraftverk kan ha svært lang levetid. I REs rapport kan det se ut til at dette er i disfavør av kjernekraft. Tvert om, vil den lange levetiden være fordelaktig. Med tilsvarende filosofi ved utbyggingen av vannkraft i forrige århundre, vil det være naturlig å anta betydelig mindre vannkraft tilgjengelig i dag.
- Det er gjennomgående i REs analyse at utilstrekkelige metoder og ukorrekte eller unyanserte grunnlagsdata benyttes. Mer nyanserte og dekkende data og metoder er enkelt tilgjengelig, enkelt forståelig, er godt kjent og har vært det over lengre tid. Naturlig nok vil slik gjennomføring av REs rapport gi mottakeren et utilstrekkelig og misvisende bilde, og rapporten kan vanskelig benyttes som kunnskapsgrunnlag for beslutninger av energipolitisk betydning.

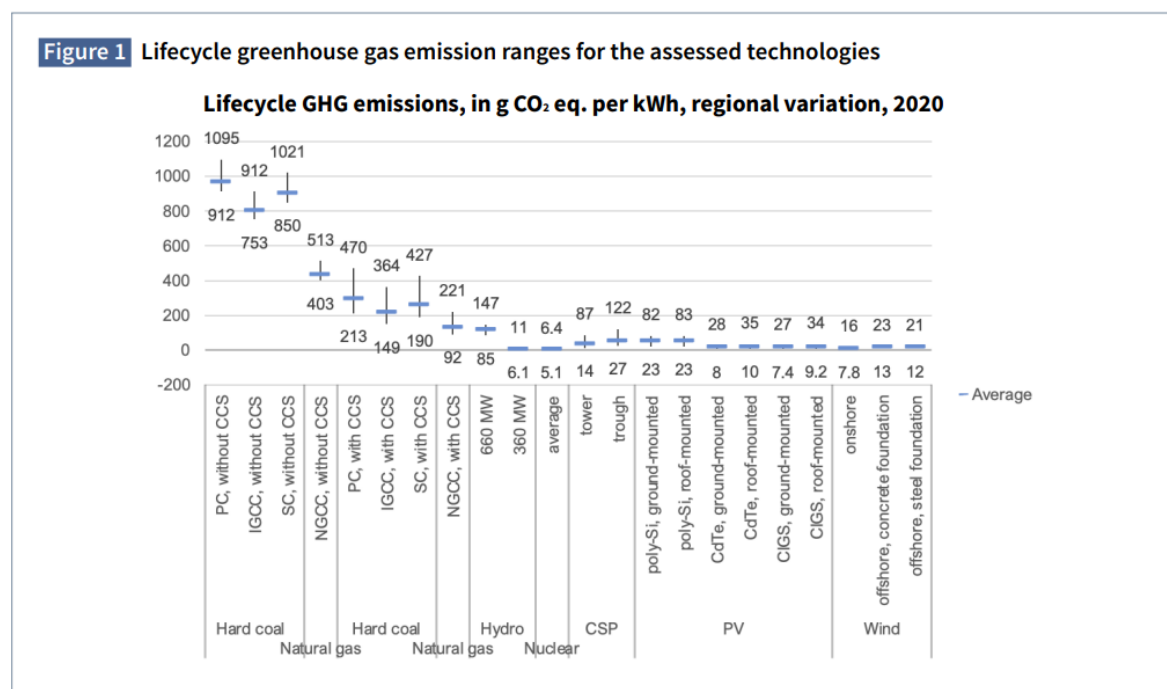
1 MANGLENDE HELHETSVURDERING

I REs rapport fremheves det særlig, i rapportens innledning, at kjernekraft sin «nytte» skal vurderes (egen utheving):

«Rystad Energy ser i denne rapporten på konkurransedyktigheten og **nytt**en av SMR i det norske kraftsystemet.»

Det defineres ikke videre hva som er ment med begrepet «nytte», men det er nærliggende å anta at dette begrepet må assosieres med bærekraftsaspekter og en helhetlig samfunnsøkonomisk vurdering. Aspekter som med rimelighet burde vært vurdert inkluderer klimagassutslipp, omfanget av det grønne skiftet, muligheter for å adressere særlig utfordrende sektorer (for eksempel med prosessvarme), pålitelighet, behov for nettutvikling, energitetthet, materialbehov, bevaring av natur, levetid, mulige synergier assosiert med Norges eksisterende behov for avfallshåndtering og arbeidsplasser. Disse aspektene, som ikke adresseres av REs rapport, beskrives kort i det følgende:

- **Laveste klimagassutslipp:** Gjennom et livsløp vil utslippene av klimagasser per leverte energienhet være tilsvarende eller betydelig lavere for kjernekraft enn for noen annen energikilde. FN, ved *United Nations Economic Commission for Europe* [5] oppgir utslippene for kjernekraft og havvind til hhv. 5,8 og 17 g CO₂/kWh (se Figur 1), altså har kjernekraft kun en tredjedel av livsløpsutslippene til havvind (se også kap. 8). Kombinert med stabile leveranser og redusert behov for «backup», vil kjernekraft kunne redusere avtakers klimagassutslipp med flere størrelsesordener (se kap. 8). Dersom kjernekraftverkets damp og overskuddsvarme benyttes i tillegg, vil livsløpsutslippene synke ytterligere. EUs vitenskapspanel [4] har også vurdert kjernekraft som minst like bærekraftig som andre lavutslippenergikilder.



Figur 1 Klimagassutslipp i livsløpsammenheng for ulike energikilder [5].

- **Overskuddsvame:** Et kjernekraftverk er et termisk kraftverk, der deler av den termiske energien konverteres til elektrisk energi. Kjernekraftverket kan derfor levere både strøm og deler av denne termiske energien til avtaker i form av høytemperert damp (temperaturen i en letvannsreaktor er nærmere 300 °C), til ønsket trykk, eventuelt varmt vann til ønsket

temperatur. Ved samtidig damp- og strømproduksjon tapes noe strøm for hver energienhet i form av damp som leveres, avhengig av konfigurasjon og temperatur (gjerne rundt 20 % «strømtap» ved 150 °C damp pr. termiske energienhet). Til sammenligning leverer vindkraft, PV solkraft og vannkraft kun strøm. Teoretisk tilgjengelig mengde termisk energi fra en SMR («lettvann») vil tilsvare om lag 900 MW for hver 300 MW installerte elektriske kapasitet.

Det er mange sektorer som det vil være vanskeligere å kutte utslipp i ved hjelp av elektrifisering alene (*hard-to-abate sectors*), og der prosessvarme trengs. For å kunne nå Norges klimaambisjoner, kan ikke disse sektorene ignoreres. Overskuddsvarme og/eller damp vil kunne brukes i industrielle prosesser blant annet som innsatsfaktor til rimeligere produksjon av hydrogen eller hydrogenderivater, fangst, lagring og bruk av CO₂, landbasert fiskeproduksjon eller annen matproduksjon, samt til fryse- og kjølesystemer.

- **Pålitelighet:** Kjernekraftverk er ikke avhengig av værforhold for kraftleveranse. Kjernekraftverkets produksjon kan regnes til 90-95 % av teoretisk. Differansen assosieres med bytte av brensel og vedlikehold, som utføres planlagt og kan samordnes med perioder av året der behovet er lavere, kraftkrevende industris vedlikeholdsintervall og/eller øvrige kraftproduksjonsenheter. Redundans (N-1) vil også kunne oppnås ved oppføring av flere SMR på samme område, og disse kan konfigureres slik at oppetid vil være nærmere hundre prosent.
- **Tilknytning og nett:** Som følger av høy oppetid og muligheter for redundant energiforsyning i et kraftverk bestående av flere SMR, kan leveranser av elektrisitet fra kraftverket til kraftkrevende industri over eget nett muliggjøres. Avtaker skjermes dermed for tilknytning på vilkår, som kan gi plutselig reduserte elektrisitetsleveranser, og dermed driftsstans, som vil kunne være nødvendig for at systemoperatør skal oppnå nettstabilitet i nettet (særlig ved stor andel av uregulerbar kraft i nettet ellers). Ved leveranse over eget nett mellom kjernekraftverket og mottaker av kraft elimineres denne risikoen, nettkostnader reduseres, samt oppnås redusert eller ingen behov for egen redundant energiproduksjon («backup»), utover kjernekraftverkets SMR-er. Dette vil kunne betydelig redusere risiko for bortfall av elektrisitetsleveranser og totale kostnader for dette. Se også kap. 2 der dette aspektet konkretiseres ytterligere i kontekst av lønnsomhetsvurderinger.
- **Energitetthet:** En vesentlig høyere energitetthet medfører betydelig lavere behov for materielle innsatsfaktorer for kjernekraftverkets oppføring og drift relativt til alle andre lavutslippskilder til energi. Selv om kjernekraft ikke er skjermet for inflasjon i materielle innsatsfaktorer, innebærer dette betydelig lavere sensitivitet mot slik inflasjon. Ettersom inflasjonssensitiviteten er lavere for kjernekraft enn for økonomien ellers, vil en generell inflasjon tvert om kunne ha positiv netto effekt dersom energiprisen øker raskere.
- **Naturbesparelser:** Økt energitetthet innebærer også langt lavere arealbruk per leverte energienhet (se også kap. 4). Å begrense naturinngrep er essensielt for lokalbefolkning og bidrar vesentlig til å møte Norges forpliktelser om bevarelse av natur gjennom naturavtalen [13]. Fra regjeringens egen erklæring påfølgende avtalen [14]:

«Norge har vært opptatt av en tydelig visjon om naturpositivitet og konkrete delmål om 100 % bærekraftig forvaltning og 30 % bevaring av land og hav innen 2030.»

- **Lang levetid:** Kjernekraftverket forventes mellom 60 og 80 års opprinnelig levetid. Med levetidsforlengelser, vil kjernekraftverket kunne levere stabil energi i 100 år.
- **Avfallshåndtering:** Norge har allerede eksisterende nukleært avfall fra forskningsvirksomhet, som må håndteres. Det må konstrueres et avfallsdeponi tilsvarende det som vil være

nødvendig for avfall etter kraftproduksjon uavhengig om det bygges kjernekraftverk i Norge eller ikke. Kostnader er estimert til rundt 10-16 mrd. NOK [15], som vil belastes den norske stat. Ved etablering av kjernekraftverk i Norge, vil statens andel av denne summen kunne synke betraktelig ettersom kun ett slikt avfallsanlegg vil være nødvendig, og kostnader kan deles med kraftproduserende industri. Betydelige synergier kan her oppnås.

På side 22 hevder RE feilaktig at det er dyrt å håndtere avfallet. De tilbakeviser denne påstanden selv på side 26, hvor de skriver at det permanente deponiet i Finland koster 2 øre/kWh, og at et tilsvarende anlegg i USA var anslått å koste 1,5 øre/kWh. I Sverige har hele verdikjeden for avfallshåndtering kostet 3-6 øre/kWh, og det har dekket betydelige utviklingskostnader som Norge ikke vil måtte betale ettersom teknologien allerede er utviklet. I andre land, ligger kostnaden på 1-5 øre/kWh. RE skriver at løsningene kan koste flere milliarder euro, men reflekterer ikke over at når kostnaden deles på antall kWh fra kjernekraftverkene, så resulterer dette i et svært lite tall. Tilsvarende ignoreres avfallsproblematikk assosiert med alternativene i REs rapport.

- **Arbeidsplasser:** Hver SMR på 300 MW anslås å direkte sysselsette rundt 100 personer. Det vil være naturlig å oppføre flere SMR på samme lokasjon, og samlokalisere disse med kraftkrevende industri. Ifølge en studie utført for Ontario Power Generation (OPG), vil de fire SMR-ene fra GE Hitachi, som skal idriftsettes i Darlington mot slutten av inneværende tiår, skape verdier tilsvarende 137 milliarder norske kroner [16]. Til sammen vil disse, direkte og indirekte, skape og opprettholde 2 000 arbeidsplasser i 65 år, hvorav de fleste er lokale. Staten Ontario får 44 mrd. NOK i inntekter fra skatter og avgifter over levetiden til kraftverkene. De direkte og indirekte verdiene som genereres av disse arbeidsplassene i Norge vil avhenge av en rekke faktorer, blant annet skattesatser for inntektsskatt og eiendomsskatt, samt nasjonens ønskede involvering i forsyningskjeden. Tallene fra OPG-studien er imidlertid omtrentlig samsvarende med Norsk Kjernekrafts estimer. Det vil også foreligge betydelige muligheter for bruk av Norges petroleumsindustri i den nukleære forsyningskjeden (se kap. 10).
- **Skala:** For at Norge skal kunne nå sine klimaforpliktelser må omtrent halvparten av Norges primærenergi konverteres til lavkarbonløsninger. Dette omfatter energibruk i tungtransport, skipsfart, luftfart, en rekke industrielle prosesser, jordbruk mv. Det må også tas høyde for befolkningsvekst estimert til om lag en million mennesker, nye grønne industrier, samt et kraftoverskudd for å sørge for tilstrekkelig lave kraftpriser. Et spenn av estimer for hvor mye energi som kreves til dette foreligger, der DNV anslår et produksjonsbehov på om lag 250 nye TWh frem mot 2050, en økning på om lag 180 % fra dagens nivå [3] (total kapasitet rett i underkant av 400 TWh i 2050). I tillegg anslås det at vår største eksportindustri, petroleumsindustrien, vil bli redusert fra dagens nivå. Uttrykt i energi eksporterte Norge 2 500 TWh i primærenergi i 2022 [17], med en eksportverdi på 1 900 mrd. NOK [18]. Om kun en mindre andel av dette energivolumet skal erstattes med eksport av ren energi, vil dette kreve ytterligere enorme utvidelser i Norges energiinfrastruktur utover DNVs estimer. Det vil dermed være svært viktig at energien kan produseres med et så lite fotavtrykk som mulig. Kjernekraft, med de laveste klimagassutslippene og størrelsesordenen lavere mineral- og arealbruk relativt til andre lavutslippskilder, blir dermed uunngåelig (se også kap. 10). Energiinfrastruktur må holdes ved like over tid, slik at det også er svært viktig at den infrastrukturen som oppføres har lang levetid (se kap. 4, Tabell 1).

Uten en vurdering av disse punktene i REs rapport, kan det vanskelig ses at «*nyttene av SMR i det norske kraftsystemet*» er evaluert. Disse elementene vil trekkes frem i de neste kapitler i inneværende rapport, for sammenligning med øvrige lavutslippskilder der relevant.

2 VURDERING AV KONKURRANSEDYKTIGHET OG BRUK AV LCOE FOR SAMMENLIGNING AV ULIKE ENERGIKILDER

Konkurransedyktighet trekkes frem i RE-rapportens innledning som en av de mest sentrale temaene som rapporten vil vurdere (egen utheving):

«Rystad Energy ser i denne rapporten på **konkurransedyktigheten** og nytten av SMR i det norske kraftsystemet.»

Det er svært mange forhold som vil være nødvendig å adressere for å kunne evaluere «konkurransedyktighet». RE definerer imidlertid ikke «konkurransedyktighet» videre, men benytter gjennomgående den svært forenklede lønnsomhetsparameteren LCOE («*Levelized Cost of Electricity*»). På s. 70 i REs rapport fremheves (LCOE) som et godt mål for sammenligning av lønnsomhet for ulike energikilder:

«... LCOE gir en god indikasjon på den relative konkurransedyktigheten»

Forenklet, gir LCOE et mål for hvilken strømpris som må oppnås i et marked for at en energikilde skal anses som lønnsom. Parameteren kan være et nyttig verktøy, men kun i begrenset omfang. LCOE tar blant annet ikke høyde for kostnader assosiert med øvrige systemer for å oppnå pålitelig strømleveranse til sluttkunden. Pålitelighet, tilgjengelighet og vedlikeholdbarhet av energisystemer må anses som en helt elementære faktorer for en helhetlig vurdering av verdi, særlig samfunnsverdi, og REs bruk og vurdering av LCOE som en god indikator på lønnsomhet er derfor svært mangelfull.

Uttrykket for beregning av LCOE vises i Figur 2. LCOE tar kun hensyn til forholdet mellom kostnadene for å produsere energi og mengden energi som genereres, gjennom et kraftverks levetid (det tas ikke høyde for om energien produseres når den trengs). Dette forholdet «diskonteres» over tid, noe som innebærer at kostnader og energi i nær tid verdsettes høyere enn de lengre ut i tid (diskontering adresseres nærmere i kap. 3). Valg av verdier som skal inngå i en LCOE-beregning, som investeringskostnader og byggetid, vil måtte være godt begrunnet og bør gis med et større intervall som reflekterer både pessimistiske og optimistiske forutsetninger. Det kan vanskelig ses at RE-rapporten forutsetter andre verdier enn pessimistiske, noe som vil begrunnes ytterligere i kap. 3-6.

$$\text{LCOE} = \frac{\text{sum of costs over lifetime}}{\text{sum of electrical energy produced over lifetime}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t : investment expenditures in the year t
 M_t : **operations and maintenance** expenditures in the year t
 F_t : fuel expenditures in the year t
 E_t : electrical energy generated in the year t
 r : **discount rate**
 n : **expected lifetime** of system or power station

Note: caution must be taken when using formulas for the levelized cost, as they often embody unseen assumptions, neglect effects like taxes, and may be specified in real or nominal levelized cost. For example, other versions of the above formula do not discount the electricity stream. The real lifetime may be considerably longer or shorter than expected.

Figur 2 Beregning av LCOE [19].

Utover de elementene som dekkes av en LCOE-beregning er elementer nødvendige for å oppnå pålitelige leveranser. Disse kan blant annet være nødvendige støttende kraftkilder som også må bygges eller oppgraderes, eventuelle energilagringssystemer, økte nettutbygginger, nye transformatorstasjoner, øvrig nettinfrastruktur mv. Disse kostnadene vil kunne være svært høye, og øker ved økende andel ikke-regulerbar kraftproduksjon. En rekke institusjoner påpeker denne utfordringen med vurderinger gjort med bakgrunn i LCOE, blant annet det internasjonale energibyrådet i sin 2020-versjon av *Projected Costs of Generating Electricity* [9].

Som konkret eksempel mener Pareto Securities [20] at det vil koste 420 milliarder kroner å bygge ut 40 TWh med landbasert fornybart, hvorav 160 milliarder kroner er til nettutbygging. Alternativt kan det bygges 3 stykk av det finske kjernekraftverket Olkiluoto 3 (et kraftverk med store kostnads- og tidsoverskridelser) til 125 milliarder kroner per kraftverk. Det ville kostet 375 milliarder kroner og gitt like mye strøm, i tillegg til overskuddsvarme, med stabile og væruavhengige leveranser – og 45 milliarder kroner til mer begrenset nettutbygging.

Dersom LCOE benyttes feil, uten å trekke frem de vesentlige unøyaktighetene og konsekvensene dette kan medføre for rapportens konklusjoner, eller at analysen suppleres med øvrige målparametere, vil dette naturlig nok være villedende som en indikator for lønnsomhet. Det finnes et bredt utvalg av enkelt tilgjengelige metoder for å sammenligne lønnsomhet, og flere av disse bør benyttes for å kunne gi et tilstrekkelig nyansert bilde. Følgende trekkes frem:

- **Levelized Full System Cost Of Energy (LFSCOE):** Dette er en mer omfattende tilnærming til analyser av lønnsomhet enn LCOE, som også tar høyde for integrasjons- og systemkostnader, så som nettutvikling, energilagring (for eksempel batterier eller hydrogensystemer), balansekostnader og reservekostnader («backup»-kraftverk).
- **Value Adjusted Levelized Cost of Electricity (VALCOE):** En variant av LCOE som har som hensikt å også reflektere eksterne verdimeisige konsekvenser. Forenklet forklart er VALCOE en type LCOE som justeres for markedsverdien av kraften, slik at bla. pålitelighet hensyntas.
- **Netto nåverdi (engelsk: «Net Present Value», NPV):** Dette er en metode for å beregne dagens verdi av fremtidige kontantstrømmer, der verdien av netto kontantstrømmer diskonteres, noe tilsvarende en LCOE. Hovedforskjellen mellom NPV og LCOE kan beskrives som at det ved en NPV tas utgangspunkt i en beregnet verdi av energien som leveres (noe tilsvarende VALCOE). Verdier som følger av lavere behov for nettutvikling, pålitelighet, prosessvarme, alternativinvesteringer mv. kan dermed enklere hensyntas. Slik NPV er definert, vil den gi en verdi på større enn eller lik null (med akseptable marginer), for en investering som anses som lønnsom.
- **Energiavkastning på investert energi (engelsk: «Energy Returned on energy Invested» EROI):** Dette er et mål på forholdet mellom energien som energisystemet avgir og energien som kreves for å realisere energisystemet, gjennom hele livsløpet. En høyere EROI indikerer en mer energieffektiv energikilde. Dette tallet er mindre betydningsfullt for enkeltprosjekter, men er av stor relevans for den samfunnsøkonomiske nytten til storskala og langvarige energiprogrammer, som for eksempel energiprogrammer for et helt land (temaet behandles også i kap. 10).

For Norsk Kjernekraft er estimer av NPV også av interesse ettersom dette gir en bedre refleksjon av et spesifikt kjernekraftprosjekt sin verdi, der det kan tas utgangspunkt i hvilke energipriser som kan anses for realistiske i ulike markeder og for ulike kontraktsformer. Enerkiprisene er naturlig nok meget utfordrende å anslå, men ettersom kjernekraft kan levere et overlegent energiprodukt vedrørende pålitelighet, nærhet til avtaker (og dermed mindre overføringslinjer og energitap), bærekraft mv. (se

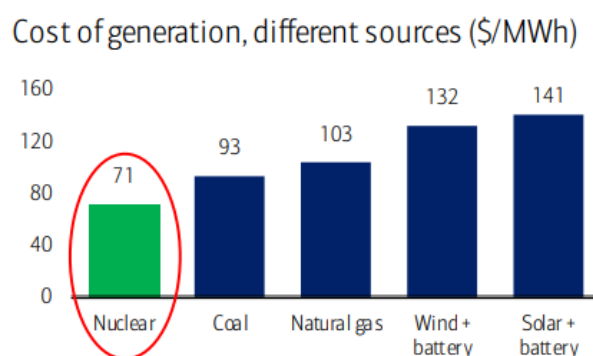
kap. 1 og 8), kan det med rimelighet anslås at verdien av dette produktet vil være relativt høy. Her er det alternativkostnaden for leveranse av samme energiprodukt som er det relevante sammenligningsgrunnlaget (ikke LCOE, som REs rapport benytter). Alternativkostnader for energileveranser kan eksempelvis sammenlignes med en pålitelig leveranse av:

- et energiprodukt med **de laveste klimagassutslippene** (se kap. 1 og 8), Hurdalsplattformen foreslår at avgift på utslipp av klimagasser vil være på 2000 kroner per tonn CO₂ i 2030 [21],
- **stabil energi**, som også inkluderer nettkostnader som vil alternativt være betydelig høyere,
- eller, på samfunnsnivå, med **en LFSCOE-verdi** for alternative energikilder (regjeringens innværende strategi for økt energiproduksjon er i all hovedsak havvind)

Med ovenstående som utgangspunkt, kan det demonstreres at verdien av et kjernekraftprosjekt kan være særdeles høy, med NPV i milliardklassen per SMR, selv med konservative forutsetninger og tilstrekkelige marginer. Særlig etter kraftverket er nedbetalt, vil det gjenstå svært mange år (opptil 80) der det i all hovedsak er drifts- og vedlikeholdskostnader (rundt 20-25 øre/kWh) som må dekkes inn for lønnsom drift, og som vil være grunnlaget for pristilbud til ulike strømmarked (for eksempel spotprismarkedet).

Bank of Amerika (BofA) [10] har sammenlignet lønnsomhet for ulike energikilder basert på blant annet LCOE (med eventuelt energilagingsbehov), LFSCOE og EROI. Et utdrag av disse betraktningene vises i Figur 3-Figur 5. Der demonstreres det blant annet at **LFSCOE i Tyskland** for kjernekraft og vind er på hhv. **106 øre/kWh og 504 øre/kWh** (forutsatt 10 NOK/USD, LFSCOE for kjernekraft vil være betydelig lavere ved nærhet til avtaker grunnet behov for mindre nettinfrastruktur). **EROI** estimeres til **75** for kjernekraft **og 4** for vindkraft med energilagring. Tallet viser hvor mange ganger mer energi som fås igjen enn det som trengs for å skaffe den. En EROI på 7 anses for være nedre økonomisk bærekraftige terskel.

Dersom forholdene som er beskrevet ovenfor ikke tas høyde for, vil dette naturlig nok ha reelle samfunnsøkonomiske konsekvenser. Tyskland er et eksempel på dette, hvor de har høye utslipp og verdens dyreste strøm [22], til tross for høye subsidier [23], til væravhengige energikilder.

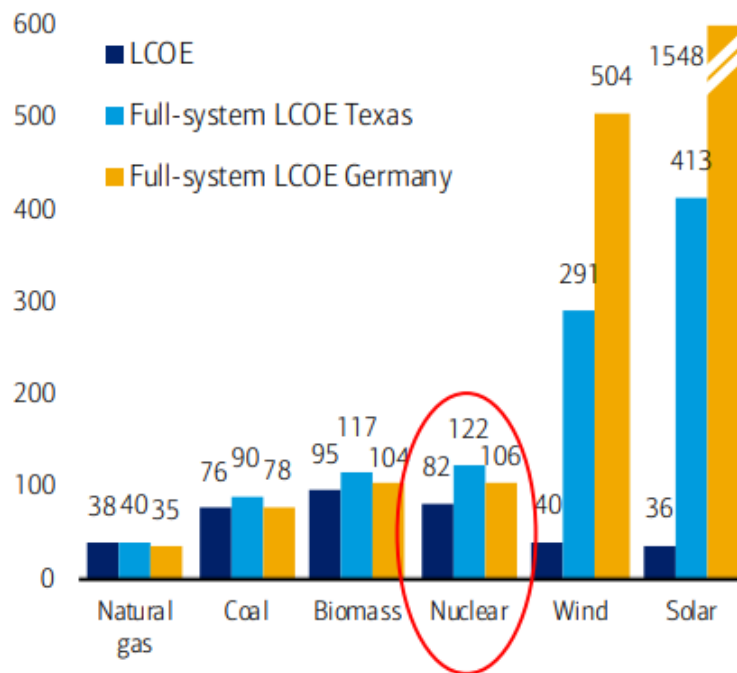


Source: BofA Research Investment Committee, Lazard, Entler, et al. (2018). Note: nuclear, coal, and natural gas price estimates from Entler, et al. Wind and solar cost estimates are from Lazard's 2023 Levelized Cost of Energy+ report. Wind + battery and solar + battery use estimates from California's Independent System Operator (CAISO) and assume a 4-hour lithium-ion battery storage system to account for firming costs. All cost estimates show unsubsidized costs.

BofA GLOBAL RESEARCH

Figur 3 Estimerte LCOE for et utvalg av energikilder [10].

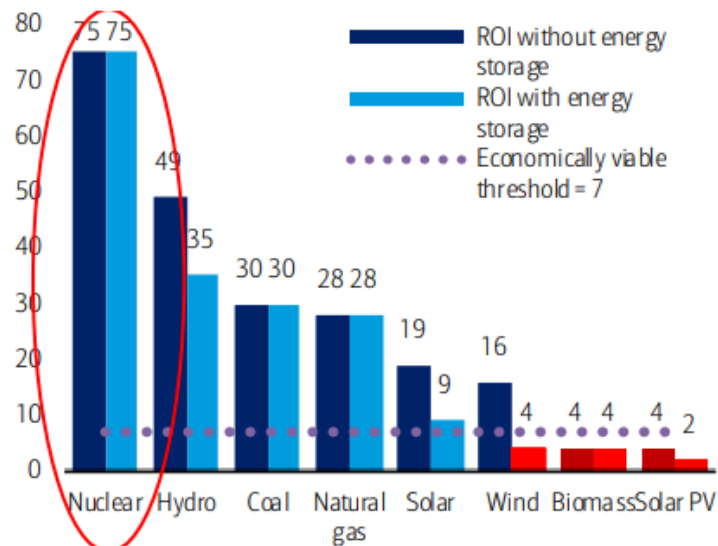
LCOE & LFSCOE calculations by energy source



Source: BofA Research Investment Committee, Idel 2022
BofA GLOBAL RESEARCH

Figur 4 Estimerte LCOE og LFSCOE for ulike energikilder [10].

Energy returned on energy invested, by source



Source: BofA Research Investment Committee, D. Weißbach, G. Ruprecht, A. Huke, K. Czerski, S. Gottlie, A. Hussein; Red signals EROI below economically viable threshold
BofA GLOBAL RESEARCH

Figur 5 Estimerte EROI for ulike energikilder [10].

3 VALG AV DISKONTERINGSRATE

Valg av diskonteringsrate (eller *Weighted Average Cost of Capital*, WACC) kan være av stor betydning for beregning av lønnsomhet og LCOE, der LCOE benyttes. Ved en økende diskonteringsrate favoriseres inntekter i dag i større grad enn i fremtiden. Eksempelvis at en foretrekker ett eple i dag fremfor to i morgen.

For kjernekraft er denne parameteren spesielt viktig ettersom verdier genereres langt inn i fremtiden, og de initiale investeringene er store, og en høy diskonteringsrate vil redusere betydningen av disse fremtidige verdiene (verdiene «diskonteres bort»). Avhengig av nivået vil verdier etter (eksempelvis) 20 år ikke «telle» og at opptil 80 år av kjernekraftverkets levetid tilordnes null verdi. Når kvalitativt beskrevet på denne måten, vil det nok være allmenn enighet om at dette ikke er en formålstjenlig måte å forvalte nasjonens interesser på, og ikke hensyntar behovene til kommende generasjoner.

Parameterens betydning øker ytterligere dersom det i tillegg velges pessimistiske anslag for investeringskostnader og byggetid, ettersom dette øker den relative verdien av kostnader og reduserer verdien av inntekter. REs rapport foretar nettopp dette grepet også.

Utslagsgivende for fastsetting av en diskonteringsrate kan være vurderinger av alternative investeringer, ønsket avkastning, samfunnsnyttens over tid, økonomiske usikkerheter og risikoer assosiert med investeringen mv. Investeringen kan både være risikodempende og risikøkende, avhengig av bla. eksisterende interesser. Desto høyere risiko og usikkerhet, desto høyere rate.

For en sammenligning mellom ulike energikilder, vil det kunne være naturlig å sette diskonteringsraten for de ulike alternativene til samme verdi. Eventuelle ulikheter bør være robust forankret. I REs rapport angis imidlertid diskonteringsraten som **høyere** for kjernekraft enn for alternativene. Det gjøres til tross for at RE legger til grunn at kjernekraft skal utvikles i statlig regi, noe som skulle tilsa en lavere samlet diskonteringsrate. RE begrunner en høyere rente med at investeringsrisikoen må være høyere for kjernekraft, men reflekterer ikke videre utover dette. Følgende refleksjoner som bør utføres vedrørende fastsetting av en diskonteringsrate trekkes fram:

- **Eksisterende industrier:** For en større investerende institusjon med stor eksponering i kraftkrevende industri vil latent risiko (allerede iboende eller eksisterende risiko) kunne være stor dersom tilgangen på stabil kraft er lav, kan antas å bli redusert eller er utsatt for stadig økende beskatning av klimagassutslipp. Risiko kan representeres ved at porteføljens avkastning er lav, stagnerer eller til og med kan være negativ (dersom industri må kutte i produksjon som følger av produksjonskostnader). For å begrense risiko må risikoreducerende tiltak treffes, som i aller høyeste grad kan være en investering i produksjon av stabil kraft, med ordninger som sikrer langsiktig tilførsel til industri i egen eksisterende portefølje. I så måte kan det argumenteres for at en investering i kjernekraft er et risikoreducerende tiltak, som kan reflekteres gjennom en lavere diskonteringsrate.
- **Nye industrier:** Tilsvarende argumentasjon som benyttet ovenfor kan være anvendelig for aktører som søker etablering av nye industrier eller utvidelse av eksisterende. Dersom ikke tilgangen på tilstrekkelige mengder kraft kan sikres, vil utsiktene for nyetableringer også reduseres.
- **Alternativavkastning I:** En diskonteringsrate for kjernekraftverk kan også fastsettes ved vurdering av risikoer ved alternative energikilder. Som beskrevet i kap. 7 og 8 foreligger karakteristikker ved andre lavutslippsenergikilder som medfører økt finansiell risiko, blant annet i driftsfasen, der produksjonen kan være svært usikker.

- **Alternativavkastning II:** Investeringsstørrelsen for en SMR kan sammenlignes med den for utviklings- og etableringskostnaden for et oljefelt med potensiell produksjon på femti til hundre millioner fat olje. Produksjonsvolumet vil imidlertid være usikkert, herunder hvor mye olje feltet inneholder og hvor mye som teknisk kan hentes ut. Total energiproduksjon over levetiden vil også være betydelig lavere enn for et kjernekraftverk. I tillegg vil fremtidsutsikter være usikre som følger av politiske og folkelige ønsker om reduserte klimagassutslipp.
- **Potensielle verdiøkninger I:** Dersom et kjernekraftverk realiseres med tiltenkte formål for kun elektrisitetsproduksjon, vil det foreligge store fremtidige potensialer for økt utnyttelse av termisk energi. Selv om utnyttelse av kun en mindre andel av denne termiske energien anses som realistisk innenfor et rimelig tidsintervall, vil dette innebære muligheter for betydelige inntektsøkninger og bør anses som betydelig risikoavlastende.
- **Potensielle verdiøkninger II:** Kjernekraftverk har historisk vært gjenstand for såkalte «uprates», noe som innebærer at eksisterende kjernekraftverk teknisk modifiseres for å øke dets kraftproduksjon.
- **Verdsetting av fremtiden:** For å bedre ivareta hensynet til fremtidige generasjoner, samt å reflektere en mer reell risikoprofil over tid, kan det argumenteres for bruk av en fallende, eventuelt fallende og konvergerende, diskonteringsrate. Dette særlig for installasjoner med lang levetid.

For sistnevnte punkt om fallende diskonteringsrate reflekteres dette over godt i Kåre P. Hagens (NTNU) «Verdsetting av fremtiden. Tidshorisont og diskonteringsrenter, Concept rapport Nr 27» [24], av relevans for investeringer med høye initiale kostnader, men med svært lang levetid:

«... virkninger som kommer langt frem i tid kan få svært liten betydning. For eksempel betyr det uunngåelig at f.eks. miljøtiltak og jernbaneprosjekter, som krever store initiale investeringer og som typisk gir nytte på lang sikt, kan komme relativt dårlig ut. Dette har blitt påpekt som problematisk, både ut fra et etisk perspektiv (hensynet til senere generasjoner) og ut fra en vurdering av hvordan risikoen reelt utvikler seg over tid sett fra investeringstidspunktet.»

Studien argumenterer ut fra etiske og makroøkonomiske perspektiver, der følgende utdrag er av særlig relevans for Norge:

«... Dersom det derimot er grunn til å forvente at velstandsveksten vil avta, for eksempel grunnet ressursmessige begrensninger i forhold til befolkningsveksten, bør diskonteringsrenten være fallende over tid.»

Ved fallende andel av befolkningen av arbeidsfør alder og fallende eksport av våre mest sentrale eksportartikler, petroleumsprodukter, kan det være et særlig viktig argument for fallende diskonteringsrater for investeringer som medfører høy verdi over svært lange tidsperioder. Det må også forventes en betydelig risikoreduksjon etter driftssetting av kraftverket, noe som også taler for at fallende diskonteringsrater er rimelig. Hvilke diskonteringsrater som vil være relevante, vil til slutt være delvis besluttet i kapitalmarkedene.

4 VALG AV KOSTNADER FOR KJERNEKRAFT

I dette kapitlet adresseres REs valg av investeringskostnader for kjernekraft, en annen sentral parameter for vurdering av lønnsomhet. RE benytter investeringskostnader generelt sett representative for prosjekter med tids- og kostnadsoverskridelser som Flamanville (Frankrike), Olkiluoto (Finland) og Vogtle (USA).

8 €/W benyttes blant annet på s. 28 og 29, som, sammen med diskonteringsrate på 7 %, en byggetid på 10 år og en driftskostnad på 29 €/MWh, realiserer en LCOE på 153 €/MWh (168 øre/kWh ved 1 €=11 NOK). På s. 66 refereres det til en investeringskostnad på 10 €/W (som resulterer i en LCOE på 195 øre/kWh). Dette er omtrent fire ganger høyere enn de oppnådde investeringskostnadene for den siste reaktoren i Barakah (UAE), som REs rapport viser til på s. 33, 76 og 83.

Kostnadsestimatenes beskrivelse kan tolkes av REs rapport å skulle være representative for «vestlige prosjekter», og det som må forventes også for eventuelle norske prosjekter. Dette er misvisende ettersom det i liten grad reflekteres over de underliggende årsakene til kostnadsoverskridelser i disse prosjektene, og særlig at årsakene til disse overskridelsene kan unngås.

Disse årsakene til kostnadsoverskridelser er godt kjente temaer i økonomisk teori generelt, og er ikke spesifikke for kjernekraft. I sin rapport fra 2020 «*Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders*» [25], beskriver OECD-NEA temaet grundig, der erfaringer fra vellykkede og mindre vellykkede kjernekraftprosjekter analyseres. I rapportens kapittel 3 fremheves fire årsakskategorier som særlig bestemmende for om et prosjekt vil være utsatt for forsinkelser og kostnadsoverskridelser:

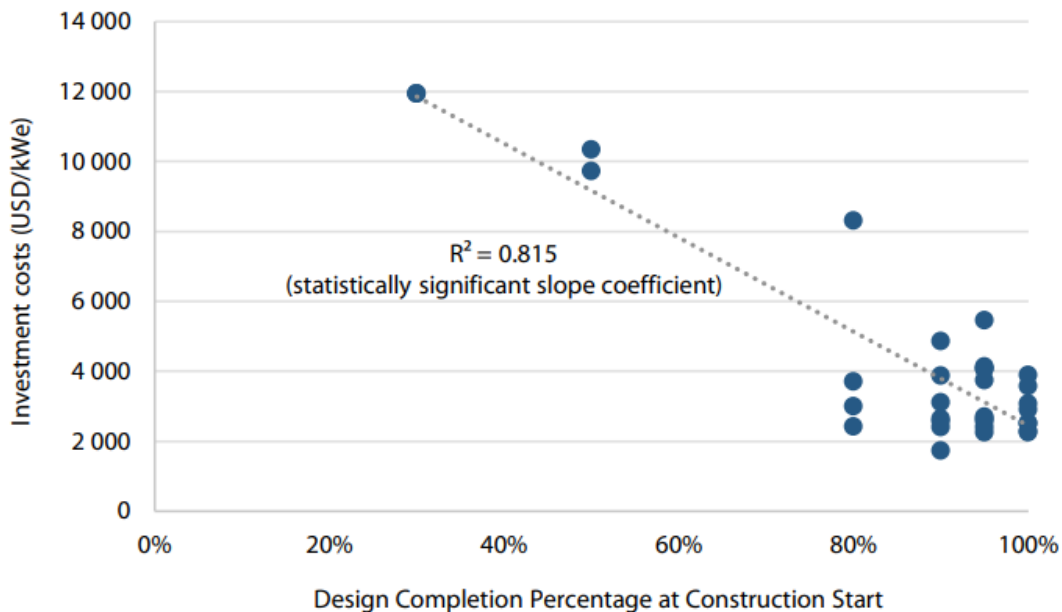
1. modenhet i design og forsyningskjede;
2. effektivitet i prosjektledelse;
3. stabilitet og forutsigbarhet i nukleær sikkerhetsregulering;
4. politiske rammebetingelser (i form av politisk stabilitet og prosjekter med flere enheter)

Disse elementene vil også innbyrdes kunne påvirke hverandre. For eksempel vil endrede regulatoriske forutsetninger (punkt 3) etter byggestart kunne føre til designendringer (punkt 1) som igjen kan føre til endringer i fremdriftsplaner og tidspunkter for delleveranser. Arbeidskraften allokert til leveransen kan risikere å måtte vente på andre leveranser, hvilket fører til lavere produktivitet. Forsinkelser kan også påvirke tidspunkter for slutføring og forlenge byggetider som igjen også kan øke renter (dermed med «dobbel» negativ effekt for kapitalkostnader).

En inngående forståelse av disse overnevnte faktorene er nødvendig for å kunne gi representative anslag for endelige kostnader og lønnsomhet for kjernekraft (og infrastrukturprosjekter generelt). Eksempelvis illustrerer NEA-rapportens figur 20 (Figur 6 under), viktigheten av at kjernekraftverkets design er fullført i så stor grad som mulig før bygging påbegynner. Kostnader for prosjekter med lav grad av designfullføring havner konsekvent i de høye kostnadsintervaller, og motsatt for de prosjekter med lav grad av designfullføring. En kostnad på **8 €/W** tilsvarer et prosjekt med et design som er omtrent **50 % fullført** (9000 \$/kW, kurs på 1,1 \$/€), og en kostnad på 10 €/W tilsvarer designfullføring på ca. 30 %. Ved **fullstendig fullført** design før byggestart, kan kostnaden komme ned til omtrent **2 €/W**. Dette er en **kostnadsreduksjon på hele 75 % - 80 %**, når kun parameteren «designfullføring» hensyntas. RE angir videre i sin «optimistiske» kostnadsprofil en investeringskostnad på 6 €/W (som videre utledes til en LCOE på 97 €/MWh), som er tre ganger (300 %) kostnaden for prosjekter med

fullstendig design etter OECD-NEA sin rapport. Noe kostnadsøkning kan forventes for enkelte SMR-design, men slik økning kan vanskelig forsvares uten et robust grunnlag.

Figure 20: **Percentage of design completed and total capital costs**



Source: Based on ETI (2018), *The ETI Nuclear Cost Driver Project: Summary Report*.

Figur 6 Relasjon mellom designfullførelse og investeringskostnader [25].

For prosjekter i Norge vil det være fullt mulig å velge teknologier med høy grad av fullført design før bygging initieres. Design med godkjenninger i andre vestlige land, som Canada, USA, Storbritannia, Sverige, Finland og Frankrike, vil kunne enklere overføres for en norsk godkjenning og implementering, delvis som følge av det norske regelverkets funksjonsbaserte natur og med regelverkets [26] referanser til internasjonalt anerkjente retningslinjer (IAEAs sikkerhets- og sikringsstandarder).

Det vil kunne være flere grunner for at bygging likevel initieres før designet er fullstendig fullført, men i en analyse der mulige utfallsrom for kostnader skal evalueres, bør dette eventuelt være godt begrunnet. I tillegg vil øvrige (godt kjente) årsakskategorier, utover designfullføring, for kostnadsoverskridelser kunne adresseres i en reell prosjektgjennomføring.

Oppsummert har altså RE lagt til grunn et kostnadsnivå som kun kan forventes for kjernekraftverk som har et halvferdig design eller mindre. Men i Norge og i andre land er det ikke aktuelt å kun bygge én reaktor, men flere titalls. Når et reaktordesign først har blitt realisert, vil designet nødvendigvis være fullstendig og kostnadene vil falle med en faktor 2-4, slik figuren over viser og som RE selv viser på s. 33, 76 og 83 i sin rapport. Ved å velge et reaktordesign som allerede har blitt godkjent og bygget – eller er under bygging – i et annet land, vil en norsk utbygger eksponeres for mindre risiko for kostnadene som er forbundet med å bygge den første reaktoren.

Flere ulike SMR-teknologier, og øvrige konvensjonelle kjernekraftteknologier, har allerede høy grad av fullført design, og kan forventes å ha et fullstendig design innen utgangen av 2020-tallet, som kan argumentere for **byggstart i Norge på tidlig 30-tall**. IAEAs *Advances in Small Modular Reactor Technology Developments* [27] og NEAs *Small Modular Reactor Dashboard* (Volum I [28] og II [29]) gir en god overordnet status for en rekke SMR-teknologier, på ulike modenhetsnivå.

I tillegg til å anta urealistisk høye investeringskostnader, har RE lagt til grunn driftskostnader som langt overskrider empiriske driftskostnader. På s. 65 legger de til grunn en brenselkostnad på 16 EUR/MWh, hvilket er tre ganger høyere enn erfaringer fra eksisterende kjernekraftverk [30].

I kontekst av kostnader, bør det videre reflekteres over den enorme skalaen av utbygging av energiinfrastruktur som er nødvendig for å oppnå Norges klimamål, og hvilke «programkostnader» som vil kunne aktualiseres, fremfor kun å betrakte enhetskostnader. DNV estimerer et behov for ny kraftproduksjon på omtrent 250 TWh innen 2050 [3] i Norge, noe som ikke er urimelig (se kap. 1). Dette representerer likevel nærmere en tredobling av dagens behov og det vil være rimelig å kunne benytte alle tilgjengelige teknologier for formålet; vindkraft, solkraft, vannkraft, kjernekraft, grunnvarme, mv., i tillegg til energieffektivisering og energikutt der mulig. Ved en så stor utbygging, og omfattende bruk av alle alternativer, kan det forventes læringseffekter, mindre byggetid pr. enhet for alle alternativer og for enkelte også kostnadsreduksjon pr. enhet (inflasjon må tas høyde for, se kap. 10). Infrastrukturen som oppføres må vedlikeholdes og gjenreises «til evig tid», slik at lange levetider også vil være fordelaktig.

For å demonstrere den enorme skalaen, stipuleres det i Tabell 1 et komparativt eksempel for utbyggingskala dersom 250 nye TWh med produksjon skal oppnås i 2050. Her stipuleres at det kun brukes en energikilde (naturlig nok overdrevet), enten SMR eller vindkraft på land, som er det som ofte anses som billigste alternativ til kjernekraft. Fokuset er her total kostnader over en hundreårsperiode, årlige total kostnader og antall enheter, enten vindturbiner eller SMR, for å oppnå 250 nye TWh. Vindkraftverk antas vanligvis en levetid på 20-25 år, der 25 år benyttes her. Over en hundreårsperiode må SMR vedlikeholdes godt og være gjenstand for levetidsforlengelser. Levetidene for begge alternativ er noe optimistiske. Over perioden må det enten bygges **105 SMR** eller **95 129 vindturbiner**. Vindturbiner forutsettes lavere kostnad per installerte effekt enn SMR, men den totale kostnaden over hundre år blir enten **805 mrd. NOK ved utelukkende bruk av SMR** eller **16 486 mrd. ved utelukkende bruk av landvind**.

Eksempelet for total kost over 100 år er naturligvis meget forenklet og tar blant annet ikke høyde for nettkostnader, inflasjon, ressurstilgjengelighet (se kap. 10), energilagringkostnader, kostnader for drift, vedlikehold og levetidsforlengelser, reservekraftkostnader, diskontering, beskatning, utvikling i resirkuleringsteknologi, lisensiering og forvaltning, turbinoppgraderinger og salg av termisk energi. Hver av disse parameterne kan være i både favør og ufavør begge alternativ. Årlige total kostnader representert ved LFSCOE i Tabell 1, tar i noe større grad høyde for disse parameterne. For nye 250 TWh/år blir årlige total kostnader **285 mrd. for SMR** eller **997,5 mrd. for landvind**. LFSCOE fra BofA [10], Figur 4, benyttes som grunnlag, der gjennomsnittet av Tyskland og Texas benyttes for begge alternativ. Tallene er naturlig nok kun demonstrative.

Tabell 1 Antall nødvendige vindturbiner eller SMR, og refleksjoner rundt kostnader for å ivareta nullutslippsmål i 2050 og for kommende generasjoner

	Vindturbin (land)	SMR
Kapasitet og kapasitetsfaktor	4 MW og 30 %	300 MW og 90 %
Årsproduksjon	10,5 GWh	2 365 GWh
Antall enheter for 250 TWh	23 800	105
Antatt levetid med godt vedlikehold og levetidsforlengelser	25 år	100 år
Antall enheter over 100 år	95 129	105
Kostnad pr. installerte W, etter læring og uten inflasjon (se kap. 10)	13 NOK	23 NOK
Totalkost over 100 år (kun turbin/SMR)	16 486 mrd. NOK	805 mrd. NOK
Nødvendige tilleggssystemer	Energilagringssystemer, oppgradering av vannkraftverk og betydelige nettutviklinger.	Ingen energilagringssystemer eller vannkraftoppgraderinger vil kreves. Begrenset utvidelse av nettinfrastruktur ved plassering nær forbruker.
Totalkost pr. år pr. 250 TWh, med LFSCOE som grunnlag	997,5 mrd. pr. år	285 mrd. pr. år
Tilleggsprodukter utover strøm	Ingen	Termisk energi (damp og oppvarmet vann)

Slike høye penetrasjoner av kun en energikilde, som i eksempelet i Tabell 1, er, som nevnt, overdrevet. Energikildene, ved høy penetrasjon, vil uansett kreve produksjonsbalansering med eksisterende systemer (og dermed ha varierende kapasitetsfaktorer). Det vil være rimelig å legge til grunn at begge alternativene, og øvrige lavutslippsalternativer, må bygges ut i stort omfang for å ivareta Norges klimaforpliktelser. Eksempelet er likevel nyttig for å demonstrere skala.

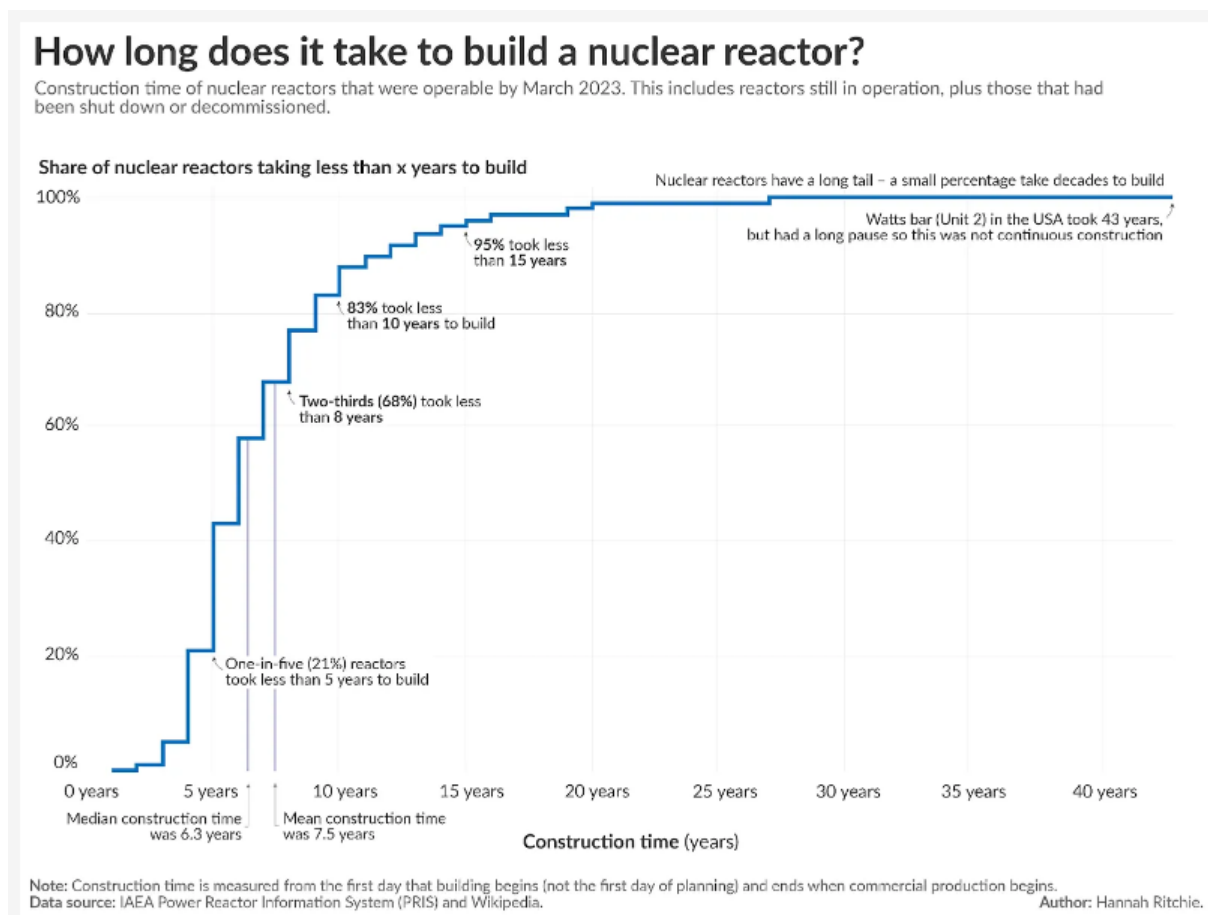
I eksempelet over, vil det over en hundreårsperiode kreves **nærmere 1 000 vindturbiner for hver SMR**. Dersom det i stedet ble bygget store reaktorer, med over tre ganger så stor effekt, ville det kreves **nærmere 10 000 vindturbiner for hvert kjernekraftverk**. Til sammenligning har Fosen Vind, Europas største vindkraftanlegg, 277 vindturbiner [31].

5 VALG AV BYGGETID FOR KJERNEKRAFT

Byggetiden for et kjernekraftverk, og øvrig infrastruktur, er av stor betydning for dets finansielle utsikter (betydningen avhenger også av diskonteringsraten). REs analyse legger til grunn en byggetid på ti år, der fem år regnes som overskridelsestid og fem år som opprinnelig planlagt byggetid, jf. rapportens s. 29:

«Analysen legger til grunn en rente [diskonteringsrate] på 7% og 5 år tidsoverskridelser, mao. en utbyggingstid på 10 år.»

For å definere et representativt tidsanslag bør medianer og gjennomsnitt for konvensjonelle kjernekraftverk benyttes, justert for hva som kan forventes ved nedskalering og standardisering av kjernekraftverket (SMR). Utover SMR-leverandørens egne anslag, som naturlig nok ofte kan anses som optimistiske eller representative for situasjoner der det bygges mange reaktorer, finnes det et bredt utvalg av lett tilgjengelige data for dette. Blant annet har Hannah Ritchie (ved Our World in Data) [32] samlet opp historiske data for byggetid for kjernekraftverk. Figur 7 er hentet fra denne oversikten, der det kan ses at **21 %** av (konvensjonelle) kjernekraftverk er bygget på **mindre enn fem år**. **Median**, et mål for «typisk byggetid», er **6,3 år**. Av REs rapport kan det forstås som at det er 10 år som er «det typiske», men, som det historiske datasettet viser (Figur 7), var det **kun 17 %** av de konvensjonelle kjernekraftverkene som **tok 10 år eller mer** å oppføre.



Figur 7 Oversikt over historiske data for tid for bygging av kjernekraftverk [32].

Forskjeller mellom land kan også være betydelige. Median byggetid i Japan, der utbygging av store kjernekraftverk har vært preget av standardisering, er 4,3 år. I sitt «optimistiske» scenario legger RE til

grunn en byggetid på fem år, hvilket er betydelig høyere enn hva som ble oppnådd i Japan ved implementering av større kjernekraftverk, og betydelig høyere enn hva leverandører av SMR-er forutsetter, som er ned til to eller tre år.

På samme måte som at det er urimelig av RE å anta kostnader representative for et umodent design hver gang et kjernekraftverk bygges (kap. 4), er det urimelig av RE å anta at alle kjernekraftverk alltid vil ha en byggetid som er mer enn dobbelt så lang som den empiriske byggetiden for store, modne reaktordesign. Det ville ha vært rimeligere å anta en viss forsinkelse for det første kjernekraftverket som bygges i Norge, for så å legge til grunn at det bygges et titalls reaktorer med en byggetid på omkring 2-4 år.

6 DET «INVERSE» OPTIMISTISKE EKSEMPEL

Anslag av lønnsomhet for ulike energikilder og spesifikke energiteknologier vil alltid være forbundet med en viss usikkerhet.

For ethvert prosjekt er usikkerheten størst i startfasen. En stor del av formålet med innledende faser i ethvert prosjekt er å redusere usikkerheter. Slik er det også for prosjekter som omfatter kjernekraftverk i Norge. Det er mye usikkerhet på nåværende tidspunkt, men prosjektene kan utvikles for å redusere risikoene før det fattes investeringsbeslutninger. For enkeltprosjekter, kan valg tas i prosjektfasen for å redusere kostnader. Det vil ikke være «en nødvendighet» å gjøre tilslag på avtaler vedrørende kostnadsnivå, kapitalkostnader og øvrige forhold dersom disse avtalene ikke anses som tilstrekkelig gode eller dersom usikkerheter ikke i tilstrekkelig grad er redusert.

Dersom det i all vesentlighet legges til grunn pessimistiske forutsetninger for anslag for det finansielle bildet for en gitt investering, som er demonstrert i REs rapport om kjernekraft, vil det være naturlig å også vurdere et kontrært eksempel der svært optimistiske forutsetninger legges til grunn, for å gi et mer nyansert bilde av muligheter for lønnsomhet. Et slikt eksempel, med de mest relevante inndata, kan enkelt beskrives som følger for en SMR:

- Det tas utgangspunkt i en lav investeringskostnad, 23 NOK/W (omtrent det som ble oppnådd ved Barakah (UAE)). Dette vil kunne være representativt der det bygges flere anlegg med samme teknologi på samme sted, samt der denne teknologien er oppført og realisert med god suksess flere steder fra før (design er nær fullført), og læring fra disse prosjektene overføres effektivt.
- Det legges til grunn en lav diskonteringsrate representert ved 3 %. Som beskrevet i kapittel 3, kan det være flere grunner for dette, for eksempel at investor besitter en portefølje med forhøyet latent risiko eller at anleggets lange levetid tilgodeses.
- Det legges til grunn en optimistisk kapasitetsfaktor på 95 %. Dette kan være rimelig der anlegget leverer jevnt til kraftkrevende industri med forutsigbare behov og der brenselsbytte foretas med rimelig hurtighet.
- Det omsettes både elektrisitet og termisk energi i form av overskuddsvarme eller damp. Volumet av den termiske energien settes til 20 % av restenergien etter elektrisitetsproduksjon (disse forhold er komplekse, men 20 % tjener som et passende optimistisk og forenklet eksempel).
- Ettersom teknologien antas å være bygget før i et land med tilsvarende regulatoriske krav og læring effektivt overføres, settes byggetiden til to år. Forenklet antas det at kontrakter inngås slik at alle investeringer (utover drifts- og vedlikeholdskostnader) tas over byggeperioden.

- Det laveste anslaget for driftskostnader oppgitt av en SMR-leverandør forutsettes, 16 øre/kWh, **inklusive avfallshåndtering**. Dette kan være rimelig dersom flere SMR bygges på samme lokasjon og disse anleggene kan delvis samordne bemanning.
- Kraftverket oppføres i nærheten av en vannkilde og på en slik måte at minimale energimengder kreves for pumping av kjølevann og kjernekraftverkets drift.
- Kjølevannet er relativt kaldt (noe som ikke er uvanlig i Norge), som medfører økt effektivitet for kraftverkets kraftkonvertering (se Carnot-effektivitet [33]).

Med de ovenforliggende optimistiske anslagene kan en **LCOE**, altså den nødvendige energiprisen for at investeringen skal anses som lønnsom, beregnes til omtrent **20 øre/kWh**. REs rapport angir en LCOE for kjernekraft på nærmere 200 øre/kWh, altså en størrelsesorden høyere, når pessimistiske forutsetninger legges til grunn. Det er ikke unaturlig at slike forskjeller demonstreres mellom «optimistiske» og «pessimistiske» beregninger av LCOE, noe som til dels reflekterer parameterens svakheter.

LFSCOE (se kap. 2) vil for øvrig, i et optimistisk scenario, kunne være omtrent tilsvarende LCOE for kjernekraftverket dersom dette oppføres i umiddelbar nærhet av kraftkrevende industri, ettersom dette vil redusere nettutviklingskostnader og likevel kunne ivareta redundant strømforsyning for nærmere 100 % av anleggenes kapasitet når flere SMR oppføres. I Norsk (og global) sammenheng vil dette være langt mer enn konkurransedyktig. NVE oppgir i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse en strømpris på 80 øre/kWh i 2030 [8].

På samme måte som pessimistiske beregninger av lønnsomhet for kjernekraft kan sammenlignes med optimistiske beregninger for alternative energikilder, som i REs rapport, kan motsatt øvelse utføres i favør kjernekraft. Dersom det forenklet antas at kjernekraftverket betjener en industri i umiddelbar geografisk nærhet, vil LFSCOE for kjernekraft kunne være omtrent tilsvarende LCOE, altså omtrent 20 øre/kWh. For flytende havvind, med LFSCOE som vist i Figur 4, kap. 2, justert for LCOE i kap. 7, kan det enkelt demonstreres at total kostnader for en strømleveranse, LFSCOE, vil kunne være omtrent 800 øre/kWh, eller 4 000 % høyere enn for SMR. Estimater kan trekkes i ytterligere favør SMR med betraktninger fra kap. 8 om driftsforhold og risiko, og kap. 10 om fundamentale materielle flaskehals og kostnadsdrivere. Naturlig nok vil det likevel kunne være rom både flytende havvind og kjernekraft i Norge. Slike øvelser kan imidlertid være nyttige for å demonstrere konsekvenser ved valg av forutsetninger betyngnet med forutinntatthet.

Norsk Kjernekraft opererer imidlertid med et større sprang av estimater der et større sett med inndata for estimatene, med assosierte usikkerheter, sammen gir et utfallsrom vedrørende lønnsomhet. For LCOE anslår Norsk Kjernekraft rundt 60-65 øre/kWh som mest sannsynlige verdi. I tillegg vil LFSCOE i mange tilfeller kunne være omtrent sammenfallende med LCOE. Norsk Kjernekraft sine anslag er altså et sted mellom REs pessimistiske anslag, og de stipulerte optimistiske anslagene ovenfor. Etter kraftverkets nedbetaling, vil også kjernekraftverket fortsette å generere strøm i mange tiår for rundt 20 øre/kWh (inklusive avfallshåndtering), kun noe høyere enn produksjonskostnader for vannkraft.

7 VALG AV KOSTNADER FOR HAVVIND

Korrekte kostnadsestimater for havvind er en nødvendig forutsetning for en komparativ analyse, særlig ettersom regjeringens uttalte strategi for energiutbygging i all hovedsak er tuftet på denne energikilden, spesielt flytende havvind.

For nylige havvindprosjekter kan Hywind Tampen og britiske garantipriser for flytende havvind trekkes fram. Førstnevnte har en LCOE som kan anslås til rundt 200 øre/kWh (blant annet fra [34]), og sistnevnte har garantipris på om lag 327 øre/kWh [35]. DNV anslår en LCOE for flytende havvind i 2023 på 235 øre/kWh [36], [3]. Prisene inkluderer ikke reelle kostnader for pålitelige leveranser av strøm (se kap. 2), som vil reelt kunne øke det totale kostnadsbildet med flere hundre øre/kWh (se Figur 4).

Likevel velger RE 69 øre/kWh og 117 øre/kWh for hhv. bunnfast og flytende havvind i sin analyse som sammenligningsgrunnlag for kjernekraft, samt lavere diskonteringsrate og ingen byggeforsinkelser. Differansen mellom LCOE som RE bruker og de som markedet i dag opplever er dermed på flere hundre øre/kWh. RE oppgir referanse til NVE, men NVE skriver selv at disse dataene er utdaterte [8]:

«Det er stor usikkerhet rundt kostnadsnivået for havvind. I 2021 anslo vi en LCOE på 69 øre/kWh for bunnfast havvind og 117 øre/kWh for flytende. Etter at vi publiserte anslagene i 2021 har det vært rapporter om kostnadsøkninger på 10 til 30 prosent for flere innsatsfaktorer. På grunn av dette er LCOE for havvind trolig høyere enn vi anslo i 2021. Gitt de oppnådde prisene vi får i analysen vil det være behov for en betydelig kostnadsreduksjon for at havvind skal være lønnsomt uten subsidier.»

Data for mer realistiske anslag av LCOE for havvind er enkelt tilgjengelig, i tillegg til at NVE tydelig oppgir at deres anslag ikke er korrekt.

Som et ytterligere eksempel, kan kostnadsestimater for havvindprosjektet Utsira Nord benyttes. Prosjektet anslås en installert kapasitet på 1 500 MW og en årsproduksjon på rundt 7 TWh [37]. Subsidienivået kan anslås til om lag **80 mrd. NOK** eller 11,4 mrd./TWh. Ved bruk av SMR (konservativt 15-20 mrd. for 2,5 TWh/år) ville totalkostnaden blitt om lag **42-56 mrd.** altså langt mindre enn **kun subsidienivået** for havvindparken. Totalkostnaden er imidlertid anslått til **250 mrd.**, altså omtrent **fem ganger mer enn ved bruk av SMR**, med konservative anslag. Også her er ikke systemkostnader inkludert, eventuell bruk av kjernekraftverkets overskuddsvarme, levetid eller andre relevante verdiparametere tatt høyde for.

RE beskriver videre en optimistisk læringskurve for havvind, der det forutsettes kostnadsreduksjoner. Dersom REs læringskurve legges til grunn, med oppdaterte forutsetninger (DNVs forutsetninger for LCOE, se [38], [3]), kan det anslås en LCOE for havvind i 2050 på omtrent 180 øre/kWh, mer enn dobbelt så høyt som RE selv angir. Dette innebærer at selv med REs pessimistiske anslag for kjernekraftens økonomi på 2030-tallet, vil dens LCOE omtrent tilsvare den for havvind i 2050, med optimistiske anslag for havvindens læringskurve.

Forutsetninger for en læringskurve som medfører kostnadsreduksjoner, fremfor økninger, oppgis heller ikke, men er ofte basert på enkle ekstrapoleringer. Enkelte kostnadsreduksjoner kan naturlig nok oppnås, for eksempel ved at arbeid effektiviseres, men der det kreves store mengder materialer per energienhet levert (se EROI, kap. 2), må dette naturlig nok også tas høyde for. Kostnadsøkningene som den siste tiden er demonstrert drives i stor grad av etterleving av aspirasjoner for slik kraftutbygging. Det må derfor med rimelighet må antas videre økninger for totalkostnader, fremfor reduksjoner (se kap. 10).

Det er bemerkelsesverdig at hverken reelle LCOE-estimer, systemkostnader eller læringskurver benyttes i REs rapport, særlig når disse er lett tilgjengelige.

8 HAVVIND OG FINANSIELLE DRIFTSRISIKOER

Med de faktiske kostnader som markedet opplever for flytende havvind, vil kjernekraftverk i Norge, selv med REs pessimistiske anslag for kjernekraft, være betydelig mer lønnsomt, før systemkostnader betraktes. NVE skriver videre følgende om eventuelle subsidiebehov og systemkostnader [8]:

«Dersom utbygging av havvind og annen fornybar kraftproduksjon må subsidieres, og de i tillegg medfører økte systemkostnader, vil de samlede kostnadene ved å bygge ut et fornybart kraftsystem kunne bli betydelige.»

En del av disse systemkostnadene kan skjermes fra prosjektinvestor og overføres det øvrige samfunnet gjennom eksempelvis økte nettleier eller omdistribuering av midler via statsbudsjettet (indirekte eller direkte subsidieordninger). Uavhengig av systemkostnader, vil risikoer assosiert med forhold under drift måtte tas hensyn til også av prosjekteier og samfunnet. Følgende kan trekkes frem:

- **Forsyningssikkerhet:** NVE er bekymret for fremtidig mangel på regulerbar kraft og sier at *«de samme vær-situasjonene kan prege store områder, og gi lite tilgjengelig uregulerbar kraft i flere land samtidig»* [7]. Det altså ikke sikkert nabolandene kan hjelpe oss på en kald januarmorgen når det ligger en høytrykksrygg over Skandinavia og alle skrur på varmen samtidig. Alvoret ble understreket av Statnett som i et brev til regjeringen [6] beskriver at hovedutfordringen i årene framover er å sikre at det blir nok strøm tilgjengelig når det er lite vindkraftproduksjon.
- **«Kannibaliseringseffekter»:** Dette fenomenet refererer til situasjoner der det forekommer samtidig produksjon mellom vindkraftverk. Økt produksjon, eller tilbud, vil kunne føre til en redusert strømpris i markedet, med tilsvarende høye priser når vindkraftverkene ikke produserer. Denne utfordringen øker i omfang ved økende andel volatil energiproduksjon tilknyttet samme nett. Studier er blant annet gjennomført for Sørilige Nordsjø II [39] som viser stor samvariasjon med produksjon i øvrige deler av Europa. Ellers i Norge er det også økende grad av samvariasjon, og kannibaliseringseffekten vil gi lavere nytteverdi for hvert vindkraftverk over tid. Dette kan også påvirke prosjektets klimagassutslipp i et livsløpsperspektiv negativt ettersom mindre nyttig energi genereres fra kraftverkene samlet, og enkeltturbiner kan måtte terminere produksjon. I kap. 1 vises det til tall fra FN for slike klimagassutslipp, der kjernekraftverk har omtrent en tredjedel av utslippene relativt til havvind, før denne kannibaliseringseffekten er medregnet (og før eventuell termisk energi utnyttes fra kjernekraftverket).
- **Vindkraftproduksjon relativt til vindhastigheten.** En liten variasjon i vindhastigheten vil gi betydelige utslag i produksjonen. Dette ettersom vindkraftproduksjonen er proporsjonal med vindhastigheten i tredje potens [40]. En halvering av vindhastigheten over en mindre periode, relativt til hva som er forutsatt, vil dermed medføre at det kun genereres en åttendedel av den forutsatte kraftproduksjonen i perioden. Andre kraftproduserende enheter på samme nett må samlet justere sin produksjon tilsvarende etter vindhastigheten for å kompensere for denne effekten og ivareta nettstabilitet, slik at utfordringen propagerer til øvrige aktører. Dette fungerer også i motsatt retning, ved økt vindhastighet relativt til forutsatt. Den positive effekten for vindkraftverket er imidlertid begrenset til kraftverkets maksimale produksjon. En særlig forhøyet vindhastighet vil også kunne nødvendiggjøre nedstengning av turbin for å beskytte dens komponenter. Denne sammenhengen mellom vindhastigheter og kraftproduksjon utgjør en betydelig risiko for både investor, systemoperatør og samfunnet for øvrig.

- **Avfallshåndtering:** Ettersom vindenergi er en energikilde med relativt lav energitetthet kreves store mengder materialer for å oppføre et vindkraftverk relativt til energimengden som kraftverket leverer. Etter endt levetid, som stipuleres til rundt 20 år, vil materialene måtte håndteres. Noe kan gjenvinnes til andre formål, men det meste vil måtte deponeres. Til motsetning fra kjernekraft, er det ikke regulert gjennom lov eller forskrift hvordan avfallet fra havvind skal håndteres eller hvilken aktør som skal finansiere slik håndtering. Dette har gjentatte ganger blitt problematisert (bla. i [41] og [42]), men i liten grad blitt adressert. Aktører kan dermed by en pris til auksjon for utbygging som ikke hensyntar dekommisjonering og avfallshåndtering. Dersom dette blir et fremtidig krav, og dette ikke er priset inn i prosjektet, vil denne kostnadsbelastningen kunne bli svært stor for eier, og føre til negativ avkastning. Dersom det ikke blir et krav, er det naturlig å anta at kostnadsbelastningen i stedet allokteres det øvrige samfunnet.
- **«Wake effect»:** Dette refererer til fenomener som oppstår der flere vindturbiner plasseres i nærheten av hverandre. Ved slik nærhet kan vindenergien opptas av vindturbiner oppstrøms i vinden og redusere produksjon for vindturbiner nedstrøms. Selv en distanse på 50 km mellom turbiner kan realisere produksjonstap på hele 20 % [43]. Utfordringen kan realiseres for eksisterende vindkraftverk der nye vindkraftverk oppføres i nærheten, eller mellom turbiner i samme park.
- **Systemansvar:** Kostnadene for å ivareta elektrisitetssystemet utover produksjon av volatil kraft vil være betydelige, grovt sett representert ved differansen mellom LCOE og LFSCOE (som kan bli flere hundre øre/kWh). Disse vil i utgangspunktet ikke bæres av eiere av enkeltanlegg, men distribueres for eksempel via nettoperatører eller subsidieordninger. Kostnadene vil uansett til slutt bæres av det norske folk og kraftkrevende industri, og vil ikke være bærekraftige på sikt. Dette vil kunne medføre krav om politiske endringer, herunder regelverksendringer. Dersom dette fører til en omdistribuering av kun en mindre andel av disse kostnadene til eiere av volatil energiproduksjon, vil dette kunne føre til meget utfordrende økonomi for eierne. For kraftkrevende industri vil et slik kraftsystem være svært krevende, og enda verre enn kraftsituasjonen som har vært rådende i Norge og Europa for øvrig de siste årene.
- **Klimagassutslipp:** Eiere av offshore-installasjoner kan elektrifisere installasjonene ved bruk av havvind for å redusere klimagassutslipp ved å benytte gassturbiner på installasjonene mindre. Gassturbinene må i slike tilfeller likevel være operative i følgende tilstander:
 - når havvindturbiner går for fullt (gasturbinene må holdes operative og varme),
 - når vindhastigheten varierer (gasturbinenes effektjustering må da tilsvare proporsjonalitet med endringer i vindhastigheten i tredje, som beskrevet over),
 - når vindturbinene ikke produserer elektrisitet.

Som følger av dette, vil gassturbinene drives sub-optimalt og dermed slippe ut mer klimagasser per energienhet produsert. Totalt vil reduksjoner kunne oppnås, men etter Norsk Kjernekrafts estimer vil 80-85 % av opprinnelige utslipp gjenstå (rundt regnet, ca. 400 g CO₂/kWh, se Figur 1 for sammenligning). Tilsvarende resultater er funnet i en studie i *Applied Energy* av Jan Emblemsvåg [44]. Avhengig av hvordan regelverk for budsjettering av klimagassutslipp endres over tid, innebærer dette at eierne av installasjonen vil kunne bli belastet med klimagassavgifter omtrent tilsvarende som om vindturbinene ikke var installert (klimagassutslippene vil forekomme uavhengig av budsjettering).

Alle de ovenstående elementene følger av avhengighet av værforhold og volatil energiproduksjon. Vurdering og vektning av disse risikoene vil være en oppgave for de enkelte utviklere og eiere av volatil energiproduksjon. Disse bør imidlertid også være godt kjent for RE, og det fremstår som bemerkelsesverdig at disse ikke reflekteres over i en rapport som skal vurdere nytten av en regulerbar energikilde, kjernekraft, i kontekst av hvilke alternativer som eventuelt foreligger. Beslutningstakere i det politiske domenet bør heller ikke være skjermet for denne typen informasjon.

Tatt i betraktning de enorme skalaene som er nødvendig vedrørende utvidelser av energiinfrastruktur for å imøtegå Norges klimaforpliktelser (se kap. 1 og 4), vil imidlertid alle former for lavutslipsenergi sannsynligvis bli nødvendige, i tillegg til kjernekraft.

9 MANGELFULL ANALYSE AV TIDSLINJER

RE angir at en mulig første driftsstart for kjernekraft i Norge vil være omtrent 2050. Dette begrunnes i at prosessen for å påbegynne en vurdering ikke bør finne sted før på midten av 2030-tallet, og at opprettelse av det nukleære energiprogrammet og oppføring av det første kjernekraftverket deretter vil ta omtrent 15 år.

Erfaringer fra det internasjonale atomenergibyrået (IAEA) [11] antyder en tidslinje på totalt 10-15 år for opprettelse av et nukleært program og oppføring av et første kjernekraftverk. Tidslinjen støttes også i uttalelser fra Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) [12]. Følgende premisser for IAEOs tidslinje kan fremheves:

1. **Infrastruktur:** IAEA forutsetter at landet har begrenset eller ingen relevant infrastruktur, herunder også juridiske og regulatoriske rammeverk.
2. **Teknologi:** IAEA forutsetter at landet oppfører konvensjonelle store kjernekraftverk.
3. **Statlig involvering:** IAEA forutsetter at det nukleære programmet er statlig initiert og styrt.

For Norge, vil de følgende faktum bidra til å fremskynde denne tidslinjen:

1. **Infrastruktur:** I Norge foreligger de vesentligste deler av relevant infrastruktur. De mest tidkrevende forholdene, juridisk og regulatorisk rammeverk, samt forvaltningsmyndigheter er allerede etablert. Norsk industri vil allerede, i det vesentligste, kunne kvalifisere for store deler av relevante arbeider og deltakelse i oppføring av kjernekraftverk. Ytterligere informasjon kan finnes i Norsk Kjernekrafts mulighetsstudie «Fra ord til handling» [45].
2. **Teknologi:** Norsk Kjernekraft fokuserer fortrinnsvis på SMR, som vil være betydelig raskere å oppføre enn konvensjonelle kjernekraftverk. Med oppføring av de første vestlige SMR i løpet av inneværende tiår, vil designgrunnlaget være tilstrekkelig for benyttelse i Norge og igangsetting av bygging på tidlig 30-tall. Teknologievaluering kan også gjøres parallelt med øvrig utvikling av prosjekter og infrastruktur, slik at det på ingen måte vil være nødvendig å vente til midten av 30-tallet før et nukleært program i det hele tatt påbegynnes.
3. **Statlig involvering:** Som følge av at det meste av nødvendig infrastruktur allerede foreligger, vil ikke et statlig initiativ for oppføring av kjernekraft være nødvendig, selv om involvering vil være i statens egen interesse. En betydelig andel av norske kommuner har allerede vist sin interesse for status som vertskommuner, noe som også vil kunne korte ned den nødvendige tiden for realisering, og som bidrar til at nødvendig privat kapital kan allokeres.

En positiv nasjonal oppslutning er fordelaktig for etablering av forutsigbare rammebetingelser og vil være nødvendig (i praksis) for at en konsesjon skal kunne gis (jf. atomenergiloven § 4 [46]). Som følge av overnevnte faktorer, må det likevel kunne argumenteres for at et kjernekraftanlegg skal kunne oppføres i Norge raskere enn erfaringstallene fra IAEA skulle tilsi, men at dette i større grad har sammenheng med vilje heller enn muligheter og praktiske forhold. I sammenheng med nasjonal oppslutning, bør det også fremheves at flere meningsmålinger viser at et flertall av den norske befolkningen ønsker at Norge skal bygge kjernekraftverk [47], og at alle stortingspartiene, foruten SV, gjennom landsmøtevedtak eller vedtak i Stortinget støtter opp om å utrede kjernekraft i Norge.

I norsk kontekst er det også flere betydelige initiativer i retning etablering av kjernekraft i Norge, og der vesentlige synergier kan oppnås, for eksempel for utdanning (bla. NTNU og UiO, [48], [49]), nordiske, norske og internasjonale samarbeider initiert av bla. Institutt for energiteknikk (IFE, bla. [50], [51]) og Norsk Kjernekraft (bla. TVONS [52], KSU [53], Rolls Royce SMR [54] og Seaborg Technologies [55]), prosjekter for etablering av kjernekraftdrevne skipsfartøy (grønt skipsfartsprogram [56]), den kommunale interesseorganisasjonen Norske kjernekraftkommuner, flere samarbeidsavtaler mellom Norsk Kjernekraft og store industrielle aktører for etablering av kjernekraft (bla. Glencore Nikkelverk [57] og Mo industripark [58]), flere samarbeidsavtaler mellom Norsk Kjernekraft og norske kommuner for kjernekraftutredning (bla. Heim, Aure og Narvik [59], [60]), i tillegg til flere initiativer som enda ikke er allmenn kjent. Mekanismer som forskningsentrene for miljøvennlig energi (FME) eller lignende vil også kunne benyttes for opprettelse av forsknings- og utviklingsprogrammer dersom Norge finner dette formålstjenlig. Eksisterende ekspertise i Norge, totalt flere hundre personer, representeres ved bla. Norsk nukleær dekommisjonering, Norsk nukleært forskningscenter, DSA og IFE, i tillegg til alle de institusjoner og industrier med ekspertise som overlapper den nukleære. DSA og IFE representerer også en kunnskaps- og erfaringsbase konkret for sikker drift av nukleære reaktorer. IFE betjener allerede i dag en internasjonal nukleær industri og vil være egnet for å adressere den norske.

Som for mange andre teknologier, vil eksportpotensialet for Norge, og sikring av norske arbeidsplasser, naturlig nok enklere fasiliteres der nasjonen selv tar ansvar og styring. Slik argumentasjon er rådende der staten selv tar et betydelig ansvar for det nukleære programmet. For Norge, ettersom kjernekraft kan få en betydelig markedspenetrasjon for adressering av det grønne skiftet (særlig i våre naboland, som i Sverige [61]), vil dette være formålstjenlig. **Det er altså grunnnet en stats egeninteresse i et slikt program at styring tas, ikke som følger av at en stat må initiere dette selv.**

Generelt er det forsyningskjeder og kostnader som i REs rapport fremheves som grunnlaget for å avvente påbegynnelse av en vurdering. utfordringer for forsyningskjeder for alternative lavutslippskilder, som beskrives i kap. 10, må med rimelighet kunne anses som betydelig større enn de som er aktuelle for kjernekraft. Kostnadsnivået som RE stipulerer for kjernekraft, som også med rimelighet må anses å være overdrevet (se kap. 2-6), er også betydelig mindre enn hva som kan forventes for havvind (se kap. 7) både på kort og lang sikt. Det kan derfor synes meget uklart hvorfor SMR er et energialternativ som bør avventes i REs oppsummering og havvind ikke er det. Dette særlig ved at SMR best tilfredsstillende det politiske ønsket om klima- og naturvennlig energiproduksjon samtidig som forutsetningene for storskala implementering av SMR er betydelig bedre enn for havvind (ref. EUs vitenskapspanel [62] og FNs UNECE [5], se kap. 1).

10 MANGLENDE KOMPARATIV ANALYSE AV FORSYNINGSKJEDER

REs rapport trekker følgende frem i sin innledning om verdikjeden assosiert med kjernekraft:

«Lav interesse har ført til en nedbygging av verdikjeden og store problemer med å levere prosjekter»

Forsyningskjedene til kjernekraft og fornybare energikilder er begge presset. RE trekker fram blant annet produksjonsekspertise og tilgang på drivstoffet uran. Disse utfordringene er imidlertid ikke av «fundamental» karakter. En velfungerende vestlig og europeisk nukleær industri er tidligere demonstrert bygget opp, i stor grad avhengig av markedsforhold og politisk vilje som nå i økende grad er til stede både i Europa (EU og UK) og i Nord-Amerika (USA, Canada). Betydelige globale initiativ, blant annet *Net-Zero Industry Act* [62], er iverksatt for å adressere disse utfordringene. I tillegg signerte alle 198 land på COP28 for første gang en erklæring som inkluderer kjernekraft som del av verdens klimaløsning. Der signerte 25 land også en ministererklæring om tredobling av kjernekraft innen 2050 [63], og USA, Canada, Japan, Frankrike og Storbritannia forpliktet seg til en betydelig økning i vestlig brenselproduksjon [64]. Leverandører av SMR signerer også avtaler med vestlige leverandører av brensel (som for eksempel General Electric & Hitachi [65]). Disse eksemplene er kun noen av mange initiativer påbegynt i nær fortid, som tydelig indikerer en ny vektor i retning gjenoppbyggelse av de nødvendige forsyningskjeder.

Som følge av den foreløpige mindre leverandørindustrien for kjernekraft, foreligger det også et betydelig rom for norske leverandører å adressere det nukleære markedet. Særlig er Norges maritime industri og høyteknologiske petroleumsindustri anvendelig for dette formålet, ettersom den har innarbeidet et høyt sikkerhets- og kvalitetsnivå. Norsk petroleumsindustri, som forventes nedskalert de kommende tiår, sysselsetter direkte og indirekte om lag 200 000 personer, en betydelig samling av arbeidskraft som naturlig kan omdisponeres til kjernekraft. Dette temaet adresseres også i Norsk Kjernekraft sin mulighetsstudie, «Fra ord til handling» (se [45]).

RE tar i sin rapport hverken høyde for den voksende nukleære industrien eller Norges muligheter for å kunne adressere det nukleære markedet. Rapporten hevder å vurdere kjernekraftens «nytte» i Norge, og disse forhold ville dermed vært naturlig å inkludere.

Videre vil det være relevant å reflektere over de vesentlige fremskritt som er gjort de siste tiår, og de som forventes i inneværende tiår, vedrørende fabrikking, materialteknologi, robotikk og digitalisering (inklusive kunstig intelligens) som forventes å kunne bidra i alle ledd fra planlegging til drift av kjernekraftverk. I tillegg til dette, for sammenligning, har Norge langt bedre forutsetninger for introduksjon av kjernekraft i dag enn Norge hadde for introduksjon av en petroleumsindustri for femti år siden, mht. både generelt kompetansenivå og tilgjengelig privat kapital.

I en rapport der kjernekraftens nytte og verdikjede trekkes frem, vil det være høyst relevant å utføre en komparativ analyse der volatile energikilder benyttes som sammenligningsgrunnlag. Dette er ikke utført i REs rapport. Som følge av kjernekraftens energitetthet (se EROI i kap. 2) kreves også mindre energi, materialer og mineraler per energienhet produsert relativt til andre lavutslippsenergikilder. Dette ville vært et vesentlig forhold å betrakte i REs rapport, ettersom det forventes meget omfattende utfordringer vedrørende tilførselen av mineraler og materialer nødvendige for et grønt skifte med stor andel volatil energiproduksjon. Kildegrunnlaget for dette er robust, og temaet dekkes godt av en rekke aktører, deriblant det internasjonale pengefondet (IMF) [66] og det internasjonale energibyrået (IEA) [67]. IEA trekker fram følgende i sin rapport «*The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*» [67] (referanser gis der IEA suppleres):

- **Mineralbehovene:** For scenariet for å nå netto null utslipp innen 2050, er det estimert at mineralbehovene innen 2040 vil samlet øke med 600 % relativt til 2020. Store deler av disse mineralene er assosiert med energilagring og elektrisitetsnett nødvendig for å balansere volatil energiproduksjon. For enkeltminerale er behovene større enn dette. For litium, grafitt, kobolt, nikkel, mangan, sjeldne jordartsmetaller og -minerale og kobber vil behovet frem mot 2040 øke med hhv. 4200, 2 500, 2 100, 1 900, 800, 700 og 300 %. For å understreke dimensjonen av dette problemet, kan paralleller trekkes til andre historiske hendelser der det ikke har vært samsvar mellom tilbud og etterspørsel av sentrale varer, for eksempel den arabiske oljeembargoen (1973) og den iranske revolusjon (1979). Sistnevnte førte til et netto tap av 4-5 % olje i markedet og en påfølgende prisøkning på godt over 300 % [68]. Med andre ord: en forskjell mellom tilbud og etterspørsel på noen få prosent medførte prisøkninger på flere hundre prosent. Når forskjellen mellom tilbud og etterspørsel er på flere hundre eller flere tusen prosent for energikritiske minerale, er dette vanskelig å forene med prisreduksjoner for maskinene og systemene som disse mineralene skal betjene, som RE forutsetter i sine analyser.

Fortsatt økning i tilfanget av minerale frem mot 2050 vil være nødvendig, og utfordringen øker i omfang ettersom disse mineralenes utvinning må fortsette frem til andre lavutslippenergikilder tar over. Enkelte av disse mineralene kan erstattes med andre, men dette vil kunne innebære at mindre effektive (og dermed mer mineralintensive) løsninger må tas i bruk, dersom tilsvarende energikilder benyttes som grunnlag. Innovasjoner og nye teknologier kan teoretisk sett lempe på problemstillingen, men først må disse oppfinnes. Syklusen fra oppfinnelse til effektiv produksjonsmetode, til betydelig markedspenetrasjon er ofte rundt 60 år, som demonstreres ved et vell av ulike teknologier som litiumbatterier, biler, datamaskiner og telefoni [69]. For å kunne adressere denne problemstillingen, vil det derfor være nødvendig å også benytte energikilder med betydelig større energitetthet og med mindre behov for støttende infrastruktur som energilagring, basert på eksisterende teknologi.

- **Geografisk konsentrasjon:** Såkalte «energiminerale» har en høyere geografisk konsentrasjon enn for eksempel olje og gass, både angående mineralforekomster og prosesseringen av disse. I enkelte tilfeller står ett eneste land for tilførselen av viktige minerale, der Kina ofte er representert. Kinas andel av raffinering for nikkel er omtrent 35 %, 50-70 % for litium og kobolt og nærmere 90 % for sjeldne jordartsmetaller og -minerale. Kinas totale markedsandel av energikritiske minerale er dobbelt så stor som OPECs andel av oljemarkedet. Til sammenligning, er tilførsel av uran kun delvis og midlertidig avhengig av russiske forsyningskjeder. Russland står i dag for kun 6 % av tilførselen av uranmalm, selv om prosesseringsandelen (raffinering, anrikning og brenselproduksjon) er høyere. Denne prosesseringsandelen er imidlertid av underordnet betydning, som følger av uranets høye energitetthet. Denne høye energitettheten medfører at langt færre prosesseringsanlegg kreves per enhet energi som skaffes til veie, relativt til andre energikilder.
- **Planer om nye gruver:** Planer for etablering av nye gruver er ikke i nærheten av å kunne møte behovene mineralbehovene som vil være nødvendig for å møte politiske mål om klimagassutslipp ved betydelig bruk av volatile energikilder [70]. Relativt til skala, foreligger likevel begrensede planer om mineralutvinning, som for eksempel regjeringens strategi for havbunnsminerale [71], men disse møter stor motstand blant flere miljøvernorganisasjoner. Som følge av urans store energitetthet, vil nødvendig antall nye gruver være mer begrenset, samt foreligger muligheter for å benytte uran i sjøvann [72] som innsatsfaktor i nærliggende fremtid for å eventuelt supplere behovet. I så tilfelle vil uran bli en fornybar ressurs. Uran er

et relativt vanlig forekommende grunnstoff, og reaktorbrensel koster ca. 5 øre/kWh, avhengig av marked og kontraktsform, og råmaterialet utgjør om lag halvparten av dette. Selv om råvareprisen tredobles, vil det altså utgjøre en økning på omtrent 5 øre/kWh [30].

- **Ledetid for nye gruver:** I enkelte markeder og for enkelte produkter, kan hurtig mobilisering av ressurser (kapital og mennesker) også resultere i hurtig vekst i tilførselen av et gode. For mineraler og materialer, er det riktignok tilstrekkelige volum i jordskorpen for å adressere de behov beskrevet i første punkt («Mineralbehovene»). Ledetiden for åpning av nye gruver har imidlertid en gjennomsnittlig ledetid på 16,5 år globalt. Dette innebærer at selv om det skulle bli en plutselig økning i tilkomsten av planer for nye gruver, vil ikke disse være operative og gi tilfang av nye mineraler før nærmere 2040. Med andre ord; gruver må enten påbegynnes i dag og kunne åpnes svært mye raskere enn i dag, eller det må velges en strategi mot mer energitette energikilder, dersom klimamål skal kunne nås.
- **Malmkvalitet:** Malmkvalitet (Engelsk faguttrykk: «*Ore grade*») har en tendens til å synke etter hvert som nye gruver åpnes, som kan forklares ved at det generelt er de gruver med høyest malmkvalitet som utvikles først. Dette forsterker presset ytterligere på behovet for åpning av nye gruver.
- **Resirkulering:** Grad av resirkulering for de ulike mineraler og metaller er generelt sett lav. Dette har sammenheng med resirkuleringskostnader relativt til kostnader for utvinning av «urørte metaller» (engelsk faguttrykk: «*Virgin materials*»), som blant annet kan bli for høye ved at konsentrasjonen i gruvemalmen er større enn i komponenten som metallet eventuelt gjenvinnes fra. I 2040 anslår IEA at kun 10 % av mineralene kobber, litium og kobolt, fra batterier, vil gjenvinnes til bruk i nye komponenter.

Hittil, har det i stor grad vært beslagleggelsen av naturarealer som har medført størst motstand for etableringen av volatil energiproduksjon med lav energitetthet, i Norges kommuner. Disse utfordringene har vist seg vesentlige og har vært av stor betydning for den lave hastigheten for utrulling av disse energikildene. Men denne begrensningen er ikke nødvendigvis av «fundamental» karakter og kunne i stor grad blitt adressert med (teoretisk sett) holdningsendringer eller, i en begrenset periode, betydelige økonomiske insentiver (selv om begge er metoder er forsøkt). Betydningen av de faktorene beskrevet ovenfor vedrørende tilfanget av de nødvendige råstoffer for et grønt skifte kan imidlertid vanskelig overdrives og må anses som fundamentale flaskehalser. Av blant annet IEAs analyser må sannsynligheten for å kunne gjennomføre et grønt skifte ved bruk av volatile energikilder og støttende systemer, innenfor de tidsrammer som stipuleres, anses for å være marginal.

På veien mot eventuelle løsninger eller avlastinger for disse problemstillingene, må utfordringene som et minimum formidles tydelig og bredt, til alle relevante beslutningstakere og til befolkningen for øvrig. REs rapport ville vært en god anledning til nettopp dette, ettersom den hevder å evaluere kjernekraftens nytte i Norge, en analyse som må være komparativ for å kunne innfri sin funksjon. Til sammenligning, må utfordringene vedrørende forsyningskjedene for kjernekraft anses å være neglisjerbare, som i tillegg krever flere størrelsesordener mindre arealbeslag per produserte energienhet.

Som følger av de faktorer nevnt ovenfor må det også forventes en betydelig prisøkning fremover, gitt fortsatte forsøk på storskala implementering av volatile energikilder, uten supplering med kjernekraft. REs rapport legger tvert om til grunn en vesentlig prisreduksjon for volatile energikilder, uten at dette forankres. Problemet ved dette forsterkes ved at politiske føringer for implementering av bla. havvind også legger vesentlige prisreduksjoner til grunn, for sine energipolitiske satsningers suksess.

11 MANGELFULLE FORUTSETNINGER OM NETTKAPASITET

Relatert til analyse om kjernekrafts nytte som regulerbar kraft, forutsetter RE at Norges nettkapasitet er uten begrensninger:

«Forutsetningene i analysen inkluderer fravær av flaskehals i strømmettet, og muligheten til å enkelt distribuere overskuddskraft til ulike regioner i landet»

I realiteten har det norske (og for øvrig andre lands) strømmnett begrensninger, som vil måtte utbedres betydelig for at forutsetningene som RE legger til grunn vil være rimelige. Slike kostnader kan være svært høye der store andeler av energiproduksjonen er avhengig av værforhold, som delvis illustreres ved differansen mellom LCOE og LFSCOE i kap. 2 (251-464 øre/kWh for landvind, se Figur 4).

Ettersom kjernekraft er en regulerbar energikilde og kan levere pålitelig til sluttbrukere, vil kjernekraft kunne redusere behovet for nettvikling. Ved å unnlate slike vesentlige forhold fra REs rapport, kan det vanskelig ses at rapporten reelt sett har analysert nytten av kjernekraften som regulerbar kraft.

12 PROBLEMATISK REFLEKSJON VEDRØRENDE LANGE LEVETIDER

En typisk SMR vil ha en opprinnelig teknisk levetid på mellom 60 og 80 år, med mulige levetidsforlengelser i flere tiår utover dette.

På s. 101 av REs rapport fremheves enkelte refleksjoner rundt anleggets levetid, her stipulert til 60 år. Dette i forbindelse med vurderinger av lønnsomhet og årlige avkastninger. Her kan det synes at RE mener at en lang levetid er ufordelaktig i så måte, ettersom en eventuell lav årlig avkastning vil påløpe over hele denne levetiden:

«Den lave negative avkastningen underspiller det forventede tapet i kjernekraft, da den lange levetiden tilsier negativ avkastning over 60 år.»

Denne refleksjonen utdypes ikke ytterligere, men demonstrerer en manglende forståelse for verdien av lange levetider, samt en uheldig forvaltningsfilosofi. Kjernekraftverk har svært lave driftskostnader, på om lag 20 øre/kWh. Det vil derfor være positiv inntjening så lenge strømmen selges for mer enn dette, og alt tyder på at kraftprisene vil være over dette nivået i overskuelig fremtid. Det kan imidlertid tenkes at inntjeningen blir lavere enn hva investorer og kreditorer legger til grunn ved tidspunktet for investeringsbeslutningen. Den lange levetiden er imidlertid en fordel, ikke en ulempe i et slik tilfelle, fordi en lavere enn ønskelig inntjening over en lengre periode likevel vil innebære at investeringskostnader vil kunne kompenseres for, dog over en lengre periode enn hva som i utgangspunktet var ønskelig, relativt til de premisser satt for investeringens forventede avkastninger ved investeringstidspunktet. Dersom årlig avkastning skulle bli lavere enn i utgangspunktet forventet, vil en lang levetid være kun fordelaktig- ikke en ulempe, som det kan synes at RE mener.

En slik filosofi, der lang levetid anses som en ulempe, ville også kunne medført svært lite utbygging av vannkraft i Norge gjennom forrige århundre. Lave driftskostnader, sammen med et tilstrekkelig kraftoverskudd, har historisk gitt lave elektrisitetspriser i Norge. Driftskostnadene for vannkraft er relativt lave, men kun noe lavere enn de for kjernekraft (inklusive midler til avfallshåndtering). Kjernekraft vil altså kunne ha tilsvarende funksjon som vannkraft for norske elektrisitetspriser for flere kommende generasjoner, nettopp som følger av denne lange levetiden.

13 RAPPORTENS KARAKTER SETT OPP MOT ET ROBUST KUNNSKAPSGRUNNLAG

Beslutninger av nasjonal betydning må fattes på et robust kunnskapsgrunnlag av høy faglig kvalitet, basert på anerkjente standarder og metoder. Det som kjennetegner slikt kunnskapsgrunnlag, er blant annet følgende:

- Det foreligger et bredt utvalg av studier som adresserer alle relevante problemstillinger med ulike perspektiver. Enkeltstudier kan vanskelig gi den nødvendige dybde.
- Studiene gjennomføres av flere personer med et bredt spekter av kompetanse for relevante for problemstillingene som søkes belyst.
- Studiene gjennomføres av institusjoner og personer som har en tydelig uavhengighet og uten at det foreligger særskilte interessekonflikter vedrørende beslutninger som fattes som følger av kunnskapsgrunnlaget.
- Studiene fagfelleverderes. Ved innvendinger og kritikk, adresseres disse.
- Studiene inneholder tydelige metodedeler og gjennomføringen av studiene er transparent.
- Antagelser og forutsetninger må begrunnes og drøftes, og usikkerheter belyses.
- Kildegrunnlaget er tydelig belyst og det benyttes i hovedsak uavhengig kildemateriell, med oppdaterte data.
- Studienes del- og hovedkonklusjoner er reproduserbare.
- Det må foreligge en tydelig sammenheng mellom rapportenes deler, særlig mellom konklusjon, oppsummering og øvrig innhold.

REs rapport om kjernekraft i Norge kan best beskrives som en bestilt enkeltstudie, og kan derfor naturlig nok i beste fall beskrives som en mindre del av et større kunnskapsgrunnlag. REs rapport oppfyller i begrenset eller ingen grad de overnevnte punkter.

14 REFERANSER

- [1] Rystad Energy, «Kjernekraft i Norge,» Rystad Energy, Oslo, 2023.
- [2] NHO og LO, «Kraftløftet,» 05 01 2024. [Internett]. Available: https://www.nho.no/siteassets/kraftloftet/kraftloftet_interaktiv.pdf. [Funnet 05 01 2024].
- [3] DNV, «Energy Transition Outlook Norway 2023,» 11 2023. [Internett]. Available: <https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/energy-transition-norway/2023/energy-transition-norway-2023.pdf>. [Funnet 04 12 2023].
- [4] Europen Commission, «Technical assessment of nuclear energy with respect to the ‘do no significant harm’ criteria of Regulation (EU) 2020/852 (‘Taxonomy Regulation’),» 17 08 2021. [Internett]. Available: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC125953>. [Funnet 20 12 2023].
- [5] UNECE, «Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources,» Geneva, 2021.
- [6] Nettavisen, «Statnett roper varsku til regjeringen: Melder om svært høye priser og mangel på strøm,» 05 01 2023. [Internett]. Available: <https://www.nettavisen.no/okonomi/statnett-roper-varsku-til-regjeringen-melder-om-svart-hoye-priser-og-mangel-pa-strom/s/5-95-834099>. [Funnet 07 01 2024].
- [7] NVE og Statnett, «Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030,» NVE, 05 2022. [Internett]. Available: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2022/rapport2022_20.pdf. [Funnet 07 01 2024].
- [8] NVE, «LANGSIKTIG KRAFTMARKEDSANALYSE 2023,» NVE, 11 2023. [Internett]. Available: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2023/rapport2023_25.pdf. [Funnet 22 12 2023].
- [9] International Energy Agency, «Projected costs of generating electricity - 2020 Edition,» 2020. [Internett]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>. [Funnet 22 12 2023].
- [10] Bank of Amerika Securities, «BofA - The RIC Report - The nuclear necessity,» Bank of Amerika, 09 05 2023. [Internett]. Available: <https://advisoranalyst.com/wp-content/uploads/2023/05/bofa-the-ric-report-the-nuclear-necessity-20230509.pdf>. [Funnet 22 12 2023].

- [11] IAEA, «Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power,» IAEA, Wien, 2015.
- [12] Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet, «sosiale medier,» Facebook, 26 11 2023. [Internett]. Available: https://www.facebook.com/story.php?story_fbid=pfbid0ZKDialKqwU4iAyQ4FGQX6JFiTY1CTNj9SgX5DkA59yQaU7v6j2q6iTubaarhtWmTI&id=100064837804864&paipv=0&eav=AfakJ-rvUDiVi-gFhFAfbx82MpmKzxBYhUVzBOUbYwR-idk1f6rwFUHb_K-McOYp8TU&_rdr. [Funnet 05 01 2024].
- [13] Regjeringen, «Det globale Kunming-Montreal-rammeverket for naturmangfold,» 2022. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/globalassets/departementene/kld/aktuelt/2023/norsk-oversettelse-av-kunming-montreal-global-biodiversity-framework.pdf>. [Funnet 19 12 2023].
- [14] Regjeringen, «Regjeringen,» 19 12 2022. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/verdens-land-samlet-om-en-naturavtale/id2952178/>. [Funnet 19 12 2023].
- [15] Norsk nukleær dekommisjonering, «Foreløpige kostnadsestimater for oppbevaringsløsninger for radioaktivt avfall og brukt brensel,» 07 01 2021. [Internett]. Available: <https://www.norskdekommisjonering.no/wp-content/uploads/2021/02/Forelopige-kostnadsestimater-for-oppbevaringslosninger-for-radioaktivt-avfall-og-brukt-brensel-4.pdf>. [Funnet 20 12 2023].
- [16] Ontario Power Generation, 20 10 2023. [Internett]. Available: <https://www.opg.com/releases/opgs-smrs-will-generate-jobs-and-lasting-economic-benefits-for-ontario/>. [Funnet 22 12 2023].
- [17] Regjeringen, 06 10 2022. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/hoy-gassproduksjon-og-store-ringvirkninger-fra-norsk-sokkel/id2930619/>. [Funnet 04 01 2023].
- [18] Norsk Petroleum, «Norsk Petroleum,» 2023. [Internett]. Available: <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/>. [Funnet 20 12 2023].
- [19] Wikipedia, 03 10 2023. [Internett]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Levelized_cost_of_electricity. [Funnet 22 12 2023].
- [20] Energi og klima, 09 05 2023. [Internett]. Available: <https://www.energiogklima.no/podkast/norge-ma-investere-420-milliarder-i-stromnett-og-ny-kraft-innen-2030>. [Funnet 22 12 2023].
- [21] Regjeringen, «Avgift på utslipp av klimagasser og veibruksavgift,» 11 08 2021. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/avgift-pa-utslipp-av-klimagasser-og-veibruksavgift/id2884952/>. [Funnet 22 12 2023].

- [22] Verivox, 11 2021. [Internett]. Available: <https://www.verivox.de/strom/verbraucheratlas/strompreise-weltweit/>. [Funnet 22 12 2023].
- [23] tagesschau, 15 11 2023. [Internett]. Available: <https://www.tagesschau.de/inland/bverfg-klimafonds-ampel-100.html>. [Funnet 21 12 2023].
- [24] K. P. Hagen, «Verdsetting av fremtiden. Tidshorizont og diskonteringsrenter,» NTNU, 27 09 2011. [Internett]. Available: <https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262010703/Verdsetting+av+fremtiden.+Tids+horizont+og+diskonteringsrenter.pdf/a9f08721-bfbb-4a2e-b403-e984807ce80c?t=1684158788821>. [Funnet 04 01 2024].
- [25] OECD-NEA, «Unlocking Reductions in the construction costs of nuclear: A practical guide for stakeholders,» 2020. [Internett]. Available: <https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-07/7530-reducing-cost-nuclear-construction.pdf>. [Funnet 22 12 2023].
- [26] Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet, «Veileder til de generelle konsesjonsvilkårene,» DSA, 05 09 2022. [Internett]. Available: https://dsa.no/publikasjoner/_/attachment/inline/8551203a-8bc9-4263-9ab9-0c301d9d6c7c:060bc4c2c1c32673e35c220ce031e89495572fed/DSA-hefte%205%20Veileder%20til%20de%20generelle%20konsesjonsvilk%C3%A5rene.pdf. [Funnet 03 01 2024].
- [27] IAEA, «Advances in Small Modular Reactor Technology Developments, A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS) 2022 Edition,» 2022.
- [28] NEA, «The NEA Small Modular Reactor Dashboard,» 20 07 2023. [Internett]. Available: https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_78743/the-nea-small-modular-reactor-dashboard?details=true. [Funnet 22 12 2023].
- [29] NEA, «The NEA Small Modular Reactor Dashboard - Volume II,» 20 07 2023. [Internett]. Available: <https://www.oecd.org/publications/the-nea-small-modular-reactor-dashboard-e586e483-en.htm>. [Funnet 22 12 2023].
- [30] World Nuclear Association, «Economics of Nuclear Power,» 08 2022. [Internett]. Available: <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>. [Funnet 21 12 2023].
- [31] Store Norske Leksikon, «Fosen Vind,» 12 06 2023. [Internett]. Available: https://snl.no/Fosen_Vind. [Funnet 06 01 2024].
- [32] H. Ritchie, «Sustainability by numbers,» 03 04 2023. [Internett]. Available: <https://www.sustainabilitybynumbers.com/p/nuclear-construction-time>. [Funnet 02 01 2024].

- [33] Universitetet i Oslo, «MENA 1001; Materialer, energi og nanoteknologi - Kap. 3 - Termodynamikk,» UiO, 2017. [Internett]. Available: <https://www.uio.no/studier/emner/matnat/kjemi/MENA1001/h17/undervisningsmaterieill/mena1001-2017-kap03-termodynamikk.pdf>. [Funnet 20 12 2023].
- [34] Energiwatch, «Hywind Tampen-kostnader oppjusteres med 600 millioner,» 06 10 2023. [Internett]. Available: <https://energiwatch.no/nyheter/offshore/article16491227.ece>. [Funnet 21 12 2023].
- [35] E24, «Britene øker havvind-subsidier: Tar grep etter havvind-flopp,» 17 11 2023. [Internett]. Available: <https://e24.no/energi-og-klima/i/abRJ92/britene-oeker-havvind-subsidier-tar-grep-etter-havvind-flopp>. [Funnet 22 12 2023].
- [36] Europower, «DNV: Om åtte år koster flytende havvind under 1 kr/kWh,» 23 11 2023. [Internett]. Available: <https://www.europower.no/havvind/dnv-om-atte-ar-koster-flytende-havvind-under-1-kr-kwh/2-1-1558456>. [Funnet 07 01 2024].
- [37] Nettavisen, «Skrekk-tall for flytende havvind: – Kan koste 250 milliarder,» 28 06 2023. [Internett]. Available: <https://www.nettavisen.no/okonomi/skrekk-tall-for-flytende-havvind-kan-koste-250-milliarder/s/5-95-1189794>. [Funnet 20 12 2023].
- [38] J. Nøland, «Finansavisen - Har tatt livet av flytende havvind,» 05 12 2023. [Internett]. Available: <https://www.finansavisen.no/energi/2023/12/05/8067285/har-tatt-livet-av-flytende-havvind>. [Funnet 04 01 2024].
- [39] M. H. & J. Nøland, «Correlation challenges for North Sea offshore wind power: a Norwegian case study,» NTNU Open, 2023. [Internett]. Available: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/3100220/s41598-023-45829-2.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. [Funnet 22 12 2023].
- [40] IRENA, «Wind Energy,» 2023. [Internett]. Available: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Wind-energy>. [Funnet 02 01 2024].
- [41] Energiwatch, «UiS-professor om oppdatert differansekontrakt: – De har ikke gjort noe med dekommisjonering,» 29 09 2023. [Internett]. Available: <https://energiwatch.no/nyheter/offshore/article16460187.ece>. [Funnet 02 01 2024].
- [42] M. Berryman, «NTNU Open,» 2023. [Internett]. Available: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/3094683>. [Funnet 22 12 2023].
- [43] UiB, «Offshore wind farms can "steal" wind from each other,» 31 10 2023. [Internett]. Available: <https://www.uib.no/en/jur/165970/offshore-wind-farms-can-steal-wind-each-other>. [Funnet 08 01 2024].

- [44] J. Emblemsvåg, «Wind energy is not sustainable when balanced by fossil energy,» 01 01 2022. [Internett]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626192101093X>. [Funnet 08 01 2024].
- [45] Norsk Kjernekraft AS, «Fra ord til handling – en innledende mulighetsstudie om kjernekraft i Norge,» <https://www.norskjkernekraft.com/fra-ord-til-handling-en-innledende-mulighetsstudie-om-kjernekraft-i-norge/>, 2023.
- [46] lovdata, «Lov om atomenergivirksomhet [atomenergiloven],» 12 05 1972. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1972-05-12-28>. [Funnet 04 01 2024].
- [47] KANTAR, «Klimabarometeret 2023,» 26 10 2023. [Internett]. Available: https://kantar.no/globalassets/fra-webnodes/ekspertiseomrader/politikk-og-samfunn/klimabarometer/2023/klimabarometer-2023_presentasjon_for-publisering.pdf. [Funnet 05 01 2024].
- [48] NTNU, «Etablerer tverrfaglig forskerteam innen kjerneenergi,» 08 03 2023. [Internett]. Available: <https://nyheter.ntnu.no/etablerer-tverrfaglig-forskerteam-innen-kjerneenergi/>. [Funnet 07 01 2024].
- [49] Universitetet i Oslo, «Norsk nukleært forskningssenter,» 2023. [Internett]. Available: <https://www.nnrc.uio.no/>. [Funnet 07 01 2024].
- [50] IFE, «Institute for Energy Technology and CREATEC sign collaboration agreement in robotics and sensing,» 15 11 2023. [Internett]. Available: <https://ife.no/en/institute-for-energy-technology-and-createc-sign-collaboration-agreement-in-robotics-and-sensing/>. [Funnet 05 01 2024].
- [51] I. Szóke, «LinkedIn,» 05 11 2023. [Internett]. Available: https://www.linkedin.com/posts/istv%C3%A1n-sz%C5%91ke-phd-00317b71_vil-ha-nordisk-senter-for-nukle%C3%A6r-kompetanse-activity-7126903996585304066-7UPG/. [Funnet 07 01 2024].
- [52] World Nuclear News, «Norwegian firm enlists Finnish help in deploying SMRs,» 23 06 2023. [Internett]. Available: <https://world-nuclear-news.org/Articles/Norwegian-firm-enlists-Finnish-help-in-deploying-S>. [Funnet 03 01 2024].
- [53] KSU, «NORSK KJERNEKRAFT HAR SIGNERT MOU MED SVENSKE KSU,» 10 2023. [Internett]. Available: <https://www.ksu.se/en/mou-with-norsk-kjernekraft/>. [Funnet 02 01 2024].
- [54] Seaborg Technologies, «Nordic co-operation for implementing advanced nuclear power in Norway,» 17 07 2027. [Internett]. Available: <https://www.seaborg.com/advanced-nuclear-power-in-norway>. [Funnet 04 01 2024].
- [55] E24, «Rolls-Royce vil bygge kjernekraft i Norge,» 10 03 2023. [Internett]. Available: <https://e24.no/energi-og-klima/i/APx2a5/rolls-royce-vil-bygge-kjernekraft-i-norge>. [Funnet 02 01 2024].

- [56] G. skipsfartsprogram, «Alle steiner må snus. Kjernekraft kan ikke utelates.,» 19 12 2023. [Internett]. Available: <https://grontskipsfartsprogram.no/pilotprosjekt/alle-steiner-ma-snus-kjernekraft-kan-ikke-utelates/>. [Funnet 07 01 2024].
- [57] Fædrelandsvennen, «Industrigigant signerer kjernekraftavtale,» 13 06 2023. [Internett]. Available: <https://www.fvn.no/nyheter/okonomi/i/VPLM14/industrigigant-signerer-kjernekraftavtale>. [Funnet 02 01 2024].
- [58] Mo Industripark, «NORSK KJERNEKRAFT OG MO INDUSTRIPARK INNGÅR INTENSJONSAVTALE OM KRAFTLEVERANSER I MILLIARDKLASSEN,» 29 11 2023. [Internett]. Available: <https://www.mip.no/norsk-kjernekraft-og-mo-industripark-inngar-intensjonsavtale-om-kraftleveranser-i-milliardklassen/>. [Funnet 03 01 2024].
- [59] Heim kommune, «Heim, Aure og Narvik kommuner har underskrevet avtale om utredning av kjernekraft med Norsk Kjernekraft AS,» 09 05 2023. [Internett]. Available: <https://www.heim.kommune.no/heim-aure-og-narvik-kommuner-har-underskrevet-avtale-om-utredning-av-kjernekraft-med-norsk-kjernekraft-as.6598272-500317.html>. [Funnet 02 01 2024].
- [60] World Nuclear News, «SMR power plant proposed in Norway,» 03 11 2023. [Internett]. Available: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/SMR-power-plant-proposed-in-Norway>. [Funnet 03 01 2024].
- [61] Nettavisen, «Massiv utbygging av kjernekraftanlegg i Sverige,» 17 11 2023. [Internett]. Available: <https://www.nettavisen.no/okonomi/massiv-utbygging-av-kjernekraftanlegg-i-sverige/s/5-95-1461134>. [Funnet 06 01 2024].
- [62] European Council, «Net-Zero Industry Act: Council adopts position to boost technologies for the green transition,» 07 12 2023. [Internett]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/12/07/net-zero-industry-act-council-adopts-position-to-boost-technologies-for-the-green-transition/>. [Funnet 22 12 2023].
- [63] DOE, «At COP28, Countries Launch Declaration to Triple Nuclear Energy Capacity by 2050, Recognizing the Key Role of Nuclear Energy in Reaching Net Zero,» 01 12 2023. [Internett]. Available: <https://www.energy.gov/articles/cop28-countries-launch-declaration-triple-nuclear-energy-capacity-2050-recognizing-key>. [Funnet 05 01 2024].
- [64] Nuclear Newswire, «COP28 is the backdrop for new fuel commitments from the U.S. and allies,» 12 12 2023. [Internett]. Available: <https://www.ans.org/news/article-5603/cop28-is-the-backdrop-for-new-fuel-commitments-from-the-us-and-allies/>. [Funnet 22 12 2023].
- [65] General Electric & Hitachi, «Linkedin,» 12 2023. [Internett]. Available: https://www.linkedin.com/posts/ge-hitachi-nuclear-energy_wne2023-activity-7135650500628148224-VJ2F?utm_source=share&utm_medium=member_android. [Funnet 07 01 2024].

- [66] IMF, «Energy transition minerals,» 21 10 2021. [Internett]. Available: <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/001/2021/243/article-A001-en.xml>. [Funnet 04 01 2024].
- [67] International Energy Agency, «The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions,» 05 2021. [Internett]. Available: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions/executive-summary>. [Funnet 20 12 2023].
- [68] S. Gross, «What Iran’s 1979 revolution meant for US and global oil markets,» Brookings, 19 03 2019. [Internett]. Available: <https://www.brookings.edu/articles/what-irans-1979-revolution-meant-for-us-and-global-oil-markets/>. [Funnet 07 01 2024].
- [69] M. P. Mills, *The Cloud Revolution*, Encounter Books, 2021.
- [70] M. P. Mills, «The “Energy Transition” Delusion A Reality Reset,» Manhattan Institute, 22 08 2022. [Internett]. Available: <https://manhattan.institute/article/the-energy-transition-delusion>. [Funnet 07 01 2024].
- [71] Regjeringen, «Havbunnsmineraler,» 2023. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/havbunnsmineraler/id2664074/>. [Funnet 07 01 2024].
- [72] Royal Society of chemistry, «Benchmark uranium extraction from seawater using an ionic macroporous metal–organic framework,» 30 06 2022. [Internett]. Available: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2022/ee/d2ee01199a>. [Funnet 05 01 2024].