



Stortingets utredningsseksjon

Til: (...)

Dato: 12.05.2022

Utredet: (...)

Oppdragsnr: 2022060

Spørsmål om kjernekraft

OPPDRAG

EU har nylig klassifisert investeringer i kjernekraft som «grønne». Kjernekraft er utslippsfri, stabil og medfører små naturinngrep. Fornybar energi som vind- og solkraft er også utslippsfri, men leverer ikke kraft når det ikke blåser eller er sol og gir store naturinngrep. Europa trenger sårt mer stabil kraft som ikke er avhengig av vær og vind, noe vi har sett klart i vinterens strømkrise med svært høye energipriser. Innvendingen mot kjernekraft har særlig vært knyttet til lagring av avfall, kostnader og ikke minst strålingsfare ved ulykker.

Når vi ser nærmere på strålingsfaren og antall dødsfall som følge av stråling i etterkrigstiden, er det imidlertid få som har mistet livet, stikk i strid med det mange kanskje tror. Ta Tsjernobyl-ulykken. Ifølge FNs vitenskapskomité for effekter av atomstråling (UNSCEAR) døde 28 fabrikkansatte og utrykningspersonell som resultat av stråling.

Mange barn og unge i ulykkens nærrområde fikk også kreft i skjoldbruskkjertelen på denne tiden, men denne kreftformen har heldigvis gode overlevelsesprognoser og i 2005 hadde bare 15 tilfeller vært dødelige. Dessuten kunne disse dødsfallene vært unngått, ifølge UNSCEAR, hvis de sovjetiske myndighetene hadde forhindret folk fra å drikke radioaktiv melk. Men selv om man regner med disse dødsfallene, blir tallet på omkomne som følge av stråling bare 43 mennesker, i det som regnes som den verste atomulykken noensinne. Man regner med at Tsjernobyl-ulykken produserte 400 ganger så mye radioaktivt materiale som atombombene over Hiroshima og Nagasaki. Likevel sier FN at «til nå har det ikke vært noe overbevisende bevis for noen andre helseeffekter i befolkningen som kan tilskrives stråling.»

Fukushima-ulykken i 2011 gir et enda klarere bilde Japanske myndigheter sier at én arbeider døde av kreft etter å ha blitt utsatt for stråling i forbindelse med ulykken, mens en annen utviklet blodkreft mens vedkommende arbeidet med opprydningsarbeidet. Hvis bekymringene knyttet til strålingsfaren ved ulykker ved atomkraftverk er mindre enn mange hadde trodd, er det kanskje lettere å foreta en balansert vurdering av fordeler og ulemper ved kjernekraft. Vi har følgende spørsmål som vi ber om å få besvart: Kan utredningsseksjonen bekrefte disse ulykkestallene knyttet direkte til stråling fra Tsjernobyl- og Fukushima-ulykkene?

EU-kommisjonen forutsetter at landene må ha planer og finansiering for håndtering av avfall. Kommisjonen, støttet av medlemslandenes eksperter på strålingsbeskyttelse og avfallshåndtering utnevnt av Den vitenskaplige og tekniske komiteen og eksperter fra Den



vitenskaplige komiteen for helse, miljø og risiko (SCHEER), slår fast at dype geologiske lager kan vurderes som hensiktsmessige og trygge måter å lagre radioaktivt avfall på over lang tid og at den nødvendige teknologien for dette nå er tilgjengelig. Kan utredningsseksjonen utdype hva som er status teknologisk når det gjelder langsiktig lagring av radioaktivt avfall?

Det tredje ankepunktet mot kjernekraft er kostnader. Samtidig mener energiøkonomen Dieter Helm ved Oxford-universitetet at hvis man tar med kostnaden ved nedetiden som vindkraft har når det ikke blåser og behovet for reservekraft som dette gir, at kjernekraft ikke nødvendigvis er dyrere enn vindkraft. Kan utredningsseksjonen gi et bilde på kostnadssiden ved kjernekraft opp mot vindkraft, inkl. vindkraftens kostnader ved nedetid?

Innhold

1	Innledning.....	3
2	Kan utredningsseksjonen bekrefte disse ulykkestallene knyttet direkte til stråling fra Tsjernobyl- og Fukushima-ulykkene?.....	3
2.1	Tsjernobyl	3
2.1.1	Berørte arbeidere.....	3
2.1.2	Innbyggere i berørte områder.....	4
2.1.3	Effekter av ulykken i Norge	4
2.1.4	Krigen i Ukraina.....	5
2.2	Fukushima.....	5
3	Kan utredningsseksjonen utdype hva som er status teknologisk når det gjelder langsiktig lagring av radioaktivt avfall?.....	6
3.1	Geologisk langtidslagring i Sverige	10
3.2	Geologisk langtidslagring i Finland	11
3.3	Permanent lagring av radioaktivt avfall i Norge.....	13
3.4	Avfall vs gjenvinning.....	15
4	Kan utredningsseksjonen gi et bilde på kostnadssiden ved kjernekraft opp mot vindkraft, inkl. vindkraftens kostnader ved nedetid?.....	16
4.1	Ulike beregninger av LCOE	16
4.1.1	Lazard	17
4.1.2	NVE	17
4.1.3	US Energy Information Agency	18
4.2	Usikker kostnadsutvikling for nye kraftverk.....	19
4.3	Økte systemkostnader som følge av økt fornybarandel.....	23

1 Innledning

Utredningsseksjonen har gjennomgått et relativt omfattende materiale om Tsjernobyl- og Fukushima-ulykkene. Seksjonen legger til grunn at FNs fagorgan (UNSCEAR) og andre internasjonale fagmiljøer gir en korrekt fremstilling av konsekvensene av ulykkene. Vi gir derfor en kort fremstilling av de funn som er gjort av disse aktørene.

På samme måte har vi brukt nasjonale og internasjonale myndigheter og fagmiljøer som kilder for å beskrive status for langsiktig lagring av radioaktivt avfall og kostnadene knyttet til kjernekraft og vindkraft.

2 Kan utredningsseksjonen bekrefte disse ulykkestallene knyttet direkte til stråling fra Tsjernobyl- og Fukushima-ulykkene?

Ulykkene ved atomkraftverkene Tsjernobyl i 1986 og Fukushima 2011 ble klassifisert med høyest alvorlighet i nivå 7 på [International Nuclear and Radiological Event Scale](#) (INES). De to ulykkene var likevel svært forskjellige både i årsak, myndighetenes respons og helseeffekter.

Det er stor usikkerhet om mengden radioaktive stoffer som ble sluppet ut fra de to ulykkene. Særlig fra ulykken i Tsjernobyl. Utslippet av radioaktive stoffer antas å ha vært åtte ganger større fra Tsjernobyl enn fra Fukushima. I motsetning til i Tsjernobyl ble utslippene fra Fukushima redusert av flere sikkerhetsbarrierer som fortsatt var i funksjon. Det var ingen eksplosjoner i Fukushima. I Tsjernobyl ble radioaktive stoffer sluppet ut uhindret og kontinuerlig i 10 dager, ifølge det sveitsiske atomsikkerhetstilsynet (ENSI).¹

2.1 Tsjernobyl

Menneskene som ble utsatt for helseskadelig stråling fra Tsjernobyl-ulykken deles i tre kategorier:

- ♦ Rednings- og oppryddingsarbeidere som arbeidet på kjernekraftanlegget og Tsjernobyl Exclusion Zone etter ulykken
- ♦ Innbyggere som ble evakuert fra forurensete områder
- ♦ Innbyggere i forurensete områder som ikke ble evakuert²

2.1.1 Berørte arbeidere

Av 600 arbeidere som var på Tsjernobyl kjernekraftverk morgenen 26. april 1986 ble 134 arbeidere utsatt for høye stråledoser og fikk strålesyke. Av disse døde 28 arbeidere i løpet av de tre første månedene etter ulykken. Ytterligere 19 arbeidere døde av ulike årsaker i løpet av perioden 1987-2004. Ikke alle disse dødsfallene var knyttet til radioaktiv stråling. Blant de resterende arbeiderne med strålesyke tok det mange år før helsetilstanden ble normalisert. Mange utviklet grå stær i løpet av de første årene etter ulykken pga. strålingen.³

¹ ENSI (2021) [Ten Years on from Fukushima: The radiological effects of the accident](#)

² IAEA (2006) [Chernobyl's Legacy: Health, Environmental and Socio-Economic Impacts and Recommendations to the Governments of Belarus, the Russian Federation and Ukraine](#), The 2003-2005 Chernobyl Forum

³ UNSCEAR (2021) [The Chernobyl Accident](#)

530 000 arbeidere deltok i oppryddingen etter ulykken fra 1986 til 1990, ifølge *United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation* (UNSCEAR). Disse arbeiderne ble utsatt for stråling og har fortsatt en potensiell risiko for senskader som kreft og andre sykdommer, ifølge UNSCEAR. Deres helsetilstand overvåkes fortsatt.

Blant arbeidere som ble utsatt for høye stråledoser under oppryddingen, er det noe økt utbredelse av leukemi. Studier antyder at utsatte oppryddingsarbeidere har fått ødelagt synet, som følge av relativt lave stråledoser.

2.1.2 Innbyggere i berørte områder

Ifølge FNs *International Atomic Energy Agency* (IAEA) bodde det om lag 5 millioner mennesker i forurensete områder i Ukraina, Hviterussland og Russland.

Ulykken har ført til økt hyppighet i skjoldbruskkreft blant barn og unge. Nær 20 000 personer som var under 18 år i 1986 i Ukraina, Hviterussland og de mest berørte områdene i Russland, hadde utviklet skjoldbruskkjertelkreft i perioden fram til 2015. Ifølge UNSCEAR er de nødvendig å overvåke utviklingen av skjoldbruskkjertelkreft i befolkningen i mange år. Det er flere uavklarte spørsmål om kreftrisikoen som krever videre forskning.⁴

Utover veksten i skjoldbruskkjertelkreft er det foreløpig ikke funnet noen klar sammenheng mellom ulykken og kreft blant berørte. Mange fikk psykologiske reaksjoner på ulykken, men det skyldes mer frykt for stråling, enn faktisk stråleskade, ifølge UNSCEAR.

Om lag 350 000 mennesker måtte flytte fra sine hjem i forurensete områder etter ulykken, ifølge IAEA. I løpet av våren og sommeren 1986 ble om lag 116 000 mennesker tvangsflyttet fra en sone på 30 km rundt kraftverket (*Chernobyl Exclusion Zone*). Det berørte området ble utvidet til 4 300 km² i løpet av de neste årene. Dermed ble ytterligere om lag 220 000 mennesker tvangsflyttet. Siden 2010 har det pågått en tilbakeflytting i flere berørte områder. Strålingsnivåene har falt betydelig i mye av det utvidete området.⁵

Tilgang til den opprinnelige evakuerte sonen, Chernobyl Exclusion Zone, har vært strengt regulert. Ulykken hadde betydelig skadeeffekt på planter og dyr. Det ble registrert økt dødelighet og redusert fruktbarhet blant planter og dyr innenfor sonen på 30 km fra ulykkesstedet. På grunn av fraværet av menneskelig aktivitet, har denne sonen over tid blitt et unikt naturområde med høy biodiversitet, ifølge IAEA.

Hele tiden siden ulykken i 1986 har det vært døgkontinuerlig drift på kraftverket for å ivareta sikkerheten og hindre utslipp fra de nedlagte reaktorene og lagringsfasilitetene.

2.1.3 Effekter av ulykken i Norge

Norge var blant landene som ble mest berørt av Tsjernobyl-ulykken i 1986. Ifølge Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet, DSA, ble Nord-Trøndelag, deler av Nordland og fjellstrøkene i Sør-Norge hardt rammet av utslippet av radioaktivt materiale på grunn av vindretning og nedbør. Det

⁴ UNSCEAR (2018) [Evaluation of Data on Thyroid Cancer in Regions Affected by the Chernobyl Accident](#)

⁵ World Nuclear Association (2022) [Chernobyl Accident 1986](#), IAEA (2016) [Chernobyl: 30 Years On](#), IAEA (2006) [Chernobyl's Legacy: Health, Environmental and Socio-Economic Impacts and Recommendations to the Governments of Belarus, the Russian Federation and Ukraine. The 2003-2005 Chernobyl Forum](#)

regnet her samtidig som luftmasser med radioaktivt materiale fra Tsjernobyl passerte over disse områdene.

Det er særlig utmarksnæringene med reindrift, sau, geit og storfehold som har hatt betydelig og langvarige konsekvenser av Tsjernobyl-ulykken. Ifølge Miljødirektoratet er det særlig tamreindriften og saueneæringen som er hardt rammet. Flere har måttet bruke tiltak i flere tiår for å kunne omsette produkter fra næringen. Det har også vært høye nivåer av radioaktivt stoff i sopp, vilt og ferskvannsfisk. Ifølge DSA blir det fortsatt gjort målinger og tiltak i Norge som følge av forurensningen etter Tsjernobyl-ulykken.⁶

Risikoen for helseskader er likevel svært lav i Norge, ifølge DSA. Krefttrisikoen for reindriftsutøvere som spiser store mengder mat med radioaktivt materiale har 0,2 prosent høyere kreftrisiko. Det kan ikke påvises i kreftstatistikken, ifølge DSA.

2.1.4 Krigen i Ukraina

Russlands ødeleggende angrep på Ukraina i 2022 har konsekvenser for sikkerheten rundt Tsjernobyl og de andre kjernekraftverkene i Ukraina. Den pågående krigen belyser at kjernekraft kan utgjøre en svært stor risiko under militært angrep og terror. Dette er første gang en militær konflikt har pågått inne på kjernekraftanlegg. For å ivareta sikkerheten på anleggene må operativ drift kunne fortsette som normalt. Situasjonen på Tsjernobyl-anlegget er krevende, bl.a. på grunn av ødelagte broer. Tilsynet med radioaktivt avfall inkludert brukt kjernefysisk brensel, ble avbrutt på grunn av angrepet. Det er bl.a. avgjørende at anlegget har tilstrekkelig elektrisitet for å kjøle ned vannet i bassengene det kjernefysiske brenselet lagres. IAEA har inngått en avtale med ukrainske myndigheter om å etablere en arbeidsgruppe for å bidra til nødvendig sikkerhet.⁷

2.2 Fukushima

Ulykken ved Fukushima kjernekraftverk førte til vesentlig lavere utslipp av radioaktive partikler (stråling) enn Tsjernobyl-ulykken. Dermed ble også konsekvensene mindre dramatiske.⁸

Det er ikke registret noen personer med strålesyke som følge av ulykken ved Fukushima kjernekraftverk, ifølge UNSCEAR. UNSCEAR har heller ikke registrert noen dødsfall direkte knyttet til radioaktiv stråling som følge av ulykken ved Fukushima kjernekraftverk. Den japanske regjeringen konkluderte i 2018, at en av arbeiderne på kraftverket døde av lungekreft, som følge av strålingen.⁹

Det er registrert økt forekomst av skjoldbruskkjertelkreft blant berørte barn og unge, men det er uklart om det skyldes økt stråling.¹⁰

⁶ DSA (2021) [35 år siden Tsjernobyl-ulykken](#)

⁷ IAEA (2022) [Nuclear Safety, Security and Safeguards in Ukraine: Summary Report by the Director General 24 February – 28 April 2022](#)

⁸ UNSCEAR (2021) [The Fukushima-Daiichi Nuclear Power Station Accident: An overview](#)

⁹ UNSCEAR (2021) [UNSCEAR 2020/2021 Report Volume II Scientific Annex B: Levels and effects of radiation exposure due to the nuclear accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Station \(FDNPS\): Implications of information published since the UNSCEAR 2013 Report](#)

¹⁰ Ibid

Ulykken hadde alvorlige helseeffekter utover stråleskader. Mer enn 50 sykehuspasienter og opp mot 100 eldre døde under eller like etter evakueringen. Totalt har de japanske myndighetene registrert 2 313 dødsfall som følge av evakueringen. De langt fleste (90 prosent) var eldre personer (over 66 år). Ulykken har i tillegg ført til psykiske utfordringer og lidelser for et stort antall mennesker.¹¹

UNSCEAR konkluderte i 2017 at mentale helseproblemer og redusert sosial velferd for befolkningen og for arbeiderne på kraftverket var de viktigste helsekonsekvensen av ulykken.¹²

Myndighetene etablerte en evakueringssone innenfor 20 km fra kraftverket. Om lag 160 000 personer ble tvangsflyttet fra sine hjem. Tilbakeflyttingen ble igangsatt fra 2012, og de fleste har fått flyttet hjem. I 2020 var det fortsatt 41 000 som ikke hadde fått flytte tilbake til sine hjem, på grunn av myndighetenes bekymring for radiologiske effekter.

Siden 2012 har myndighetene brukt betydelige ressurser på dekontamineringstiltak for å gjøre evakuerte områder beboelige og redusere strålingsnivåene i bebodde områder, ifølge det tyske instituttet for anvendt økologi (Öko-Institut e.V.). Tiltakene har bl.a. bestått av å spraye tak, fjerne matjord og samle inn organisk materiale. Dette har skapt store avfallsmengder med lav radioaktivitet, men som må lagres midlertidig og på lang sikt.¹³

3 Kan utredningsseksjonen utdype hva som er status teknologisk når det gjelder langsiktig lagring av radioaktivt avfall?

Ifølge fagmiljøene er det bred enighet om at konsepter basert på dype geologiske avfallslagre, *deep geological repositories* (DGRs), er den beste løsningen for permanent lagring av radioaktivt avfall.¹⁴

Dette omfatter bl.a. fagmiljøene i Argentina, Australia, Belgia, Canada, Tsjekkia, Finland, Frankrike, Japan, Nederland, Sør-Korea, Russland, Spania, Sverige, Sveits, Storbritannia og USA. Finland og Sverige ligger langt fremme i utviklingen. Ifølge OECD *Nuclear Energy Agency* (NEA) er det vitenskapelig konsensus om at DGRs er en sikker og effektiv måte for permanent lagring av radioaktivt avfall (*spent nuclear fuel*, SNF, og *high-level radioactive waste*, HLW). Norge er ett av 33 medlemsland i NEA.¹⁵

High level waste (HLW): Waste with levels of activity concentration high enough to generate significant quantities of heat by the radioactive decay process or waste with large amounts of long lived radionuclides that need to be considered in the design of a disposal facility for such waste. Disposal in deep, stable geological formations usually

¹¹ World Nuclear Association (2021) [Fukushima Daiichi Accident](#)

¹² UNSCEAR (2017) [White Paper: Developments since the 2013 UNSCEAR Report on the Levels and Effects of Radiation exposure due to the Nuclear Accident following the Great East-Japan Earthquake and Tsunami](#)

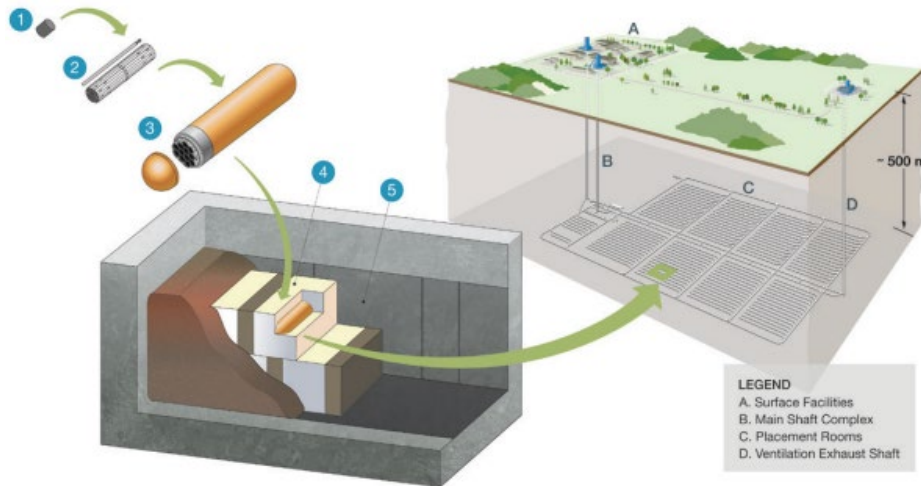
¹³ Öko-Institut (2021) [Fukushima: Ten Years On](#)

¹⁴ World Nuclear Association (2021) [Storage and Disposal of Radioactive Waste](#), Norsk Nukleær Dekommisjonering (NND) (2022) [Løsninger for håndtering av radioaktivt avfall](#)

¹⁵ OECD NEA (2020) [Management and Disposal of High-Level Radioactive Waste: Global Progress and Solutions](#)

several hundred metres or more below the surface is the generally recognized option for disposal of HLW.¹⁶

Figur 1: Dyp geologisk permanent lagring av radioaktivt avfall med fem sikkerhetsbarrierer



Kilde: OECD NEA (2020)

Permanent geologisk lagring består av både naturlige (bergartene) og konstruerte barrierer - *The multi-barrier approach*:¹⁷:

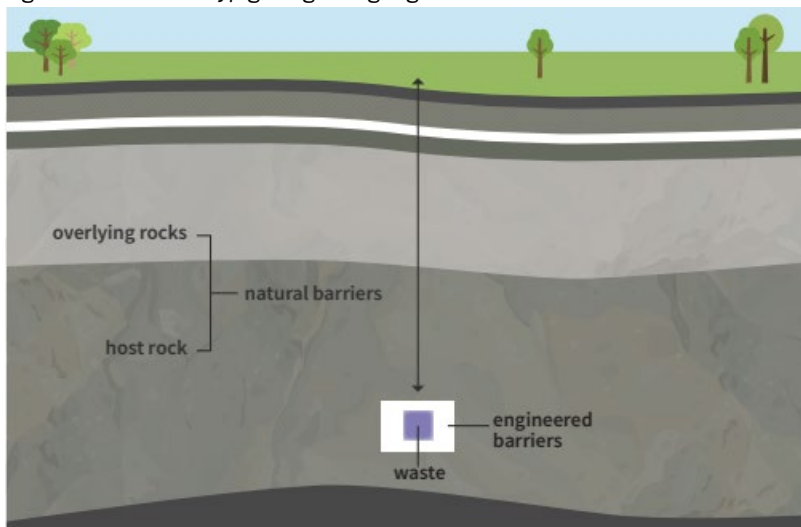
- ◆ Avfallets fysiske tilstand
- ◆ Kapsler (beholdere) rundt avfallet
- ◆ Fyllmasse i borehull og tunneler
- ◆ Forsegling av det underjordiske anlegget
- ◆ Egnede bergarter

De naturlige barrierene kan bestå av flere lag med ulike bergarter. Både krystallinske og sedimentære bergarter kan egne seg for dypgeologisk lagring.

¹⁶ IAEA (2009) [IAEA Safety Standards: Classification of Radioactive Waste](#), No. GSG-1

¹⁷ RWM (2017) [The multi-barrier approach](#)

Figur 2: Permanent dyp geologisk lagring av radioaktivt avfall



Kilde: RWM (2022)¹⁸

Bare kjernefysisk avfall i fast form vil bli lagret permanent i DGRs. Det kan innebære at avfallet må omdannes med kjemisk behandling til keramisk tilstand, glass eller sement, før det kan lagres permanent.¹⁹

Det eneste operative dyp geologiske avfallsanlegget for radioaktivt avfall, er *Waste Isolation Pilot Plant* (WIPP) i New Mexico i USA, ifølge World Nuclear Association. Dette er radioaktivt avfall knyttet til USA atomforsvar. Anlegget har ikke lisens til å lagre kjernefysisk brensel.²⁰

WIPP er bygget i store leier av saltstein i sedimentære bergarter. Dette er geologisk stabil berggrunn uten grunnvann. Det er ideelt for permanent lagring av radioaktivt materiale, ifølge WIPP. Avfallet lagres mer enn 650 meter under bakken.²¹

EUs *Joint Research Centre* (JRC) fastslo i rapport om kjernekraft og taksonomiforordningen fra 2020, fastslo at dypgeologisk lagring både det mest effektive, sikreste og mest gjennomførbare måten å lagre høyradioaktivt avfall på lang sikt. JRC konkluderte også i rapporten at kjernekraft ikke påfører helse og miljø vesentlig skade.²² Europakommisjonen ba *Scientific Committee on Health, Environmental and Emerging Risks* (SCHEER) og en ekspertgruppe (*The Expert Group referred to in Article 31 of the Euratom Treaty*) å vurdere JRCs analyse og konklusjoner.

SCHEER gjorde ikke en full gjennomgang av langtidslagring av radioaktivt avfall omtalt i rapporten til JRC, men påpekte at langtidslagring fortsatt er et åpent forskningstema med betydelig usikkerhet.²³

¹⁸ RWM (2022) [Introduction to Geological Disposal](#)

¹⁹ Ibid

²⁰ World Nuclear Association (2021) [Storage and Disposal of Radioactive Waste](#)

²¹ Waste Isolation Pilot Plant (WIPP) WIPP Site, oppslag på nettside wipp.energy.gov april 2022

²² JRC (2021) [Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation \(EU\) 2020/852 \('Taxonomy Regulation'\)](#)

²³ Scientific Committee on Health, Environmental and Emerging Risks SCHEER (2021) [SCHEER review of the JRC report on Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation \(EU\) 2020/852 \('Taxonomy Regulation'\)](#), 29 June 2021

Ekspertgruppen referert til i Artikkel 31 i traktateten om opprettelsen av Det Europeiske Atomenergifelleskap (Euratom-traktaten), støttet JRC i synet på at geologisk langtidslagring av kjernefysisk avfall er trygt både for mennesker og miljøet:²⁴

It is stated in the report that a final repository for high-level waste is not in operation anywhere in the world, but after several decades of research and technological development the construction and operation of several repositories is expected in the present decade. The process for the design, licensing, construction, operation and final closure of deep geological repositories is regulated by national law, based on international standards and European Directives (for the EU Member States); this means that there is a common ground shared by all programmes based on the best available principles and concepts. The very long process to build a deep geological repository is stepwise and reversible to various extents to ensure that the best available technology is used and that the radiological risks are and will be as low as reasonably achievable. There is broad consensus in the scientific, technological and regulatory fields that final disposal in a deep geological repository is considered, at the state of today's knowledge, the most effective, safest and feasible solution for the long-term management of spent fuel and high level waste ("waste") in order to ensure that no significant harm is caused by the waste to human life and the environment (because contact with the biosphere is avoided).²⁵

I Europa har Finland, Sverige og Frankrike kommet lengst i utviklingen av geologisk langtidslagring (DGR).

²⁴ Opinion of the Group of Experts referred to in Article 31 of the Euratom Treaty (2021) [on the Joint Research Centre's Report Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation \(EU\) 2020/852 \('Taxonomy Regulation'\)](#), 28 June 2021

²⁵ Ibid

Tabell 1: Oversikt over utvikling av dyp geologisk langtidslagring i Europa

	Generic	Site selection	Site specific	Construction	Operations	Closure
				2028/2029	2038	2145-2150
						
			2031		2050	
		2120			2130	
	2025	2035	2055	2073	2088	2093
			2024	2050	2060	
						
					2024	
			2055	2064	2079	
						
				2023	2031	2065
			2025			
	Generic safety case RD&D Focus: General science & technology development Lots of options available	Site specific safety case(s) RD&D Focus: Validation of understanding and adaptation of concept Options within programme reducing	Pre-construction safety case RD&D Focus: Disposal concept(s) selected and mature Validation of understanding continues	Pre-operational safety case RD&D Focus: Optimisation and industrialisation of facility and disposal concept(s)	Operational safety case RD&D Focus: Reassurance and competence maintenance	Final safety case

Some organisations do not assign dates as their process is responsive to the local communities involved. The dates that are presented are current as of July 2020 and are subject to change.

ANDRA/France ; ARAO/Slovenia ; BGE/Germany; COVRA/Netherlands ; ENRESA/Spain; NAGRA/Switzerland; ONDRAF/NIRAS/Belgium; POSIVA/Finland; PURAM/Hungary; RWM/UK; Súrao/Czechia; SKB/Sweden
Kilde: JRC 2021

3.1 Geologisk langtidslagring i Sverige

Den svenske regjeringen godkjente i januar 2022 at det skulle bygges et geologisk langtidslager for kjernefysisk avfall i Forsmark i Östhammars kommune.²⁶

Selskapet *Svensk kärnbränslehantering AB* (SKB) har fått tillatelse av regjeringen til å etablere et sammenhengende system for sluttlagring av brukt kjernefysisk brensel. Metoden som skal brukes kalles KBS-3²⁷ og består av flere barrierer. Behandlet kjernefysisk brensel (i fast form) som er lagt i rør av støpejern, en beholder/kapsel av kobber, bentonittleire rundt kapselen og grunnfjellet som kapslene skal legges i. KBS-3 metoden er utviklet i Sverige.

Den svenske regjeringen støtter *Strålsikkerhetsmyndighetens* vurdering av at dette er den best mulige tekniske løsninger for sikker lagring av radioaktivt materiale i et svært langt perspektiv.

²⁶ Miljødepartementet (2022) [Regjeringen tillåter slutförvar av använt kärnbränsle i Forsmark](#)

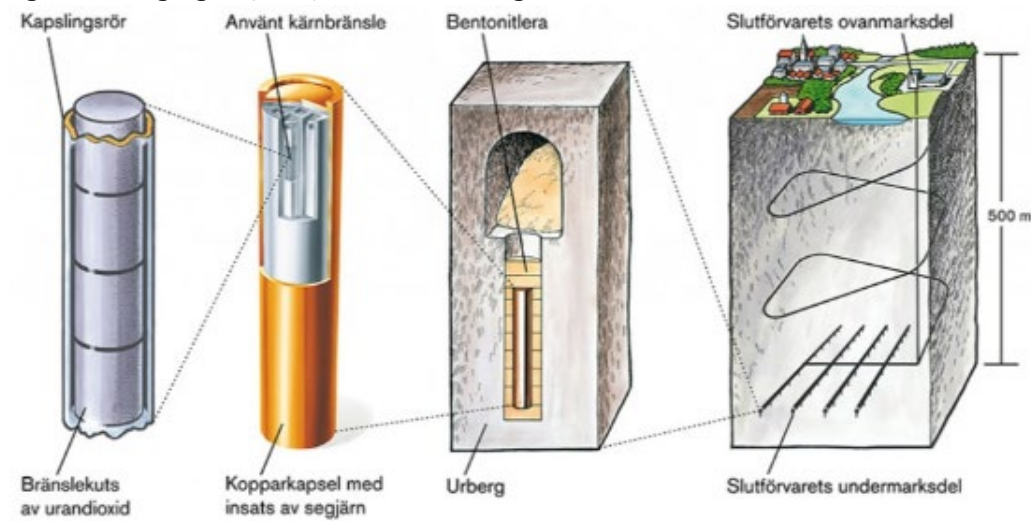
²⁷ KBS-3 står for KärnbränsleSäkerhet-prosjektets tredje rapport.

Regjeringen har lagt til grunn av Strålsäkerhetsmyndigheten fortsatt skal gjøre en stegvis utprøving av teknologien og drive videre forskning og teknologiutvikling.

Anlegget i Forsmark omfatter 500 tunneler på 500 meter dyp i grunnfjellet (granitt). Det skal være plass til 12 000 tonn kjernefysisk brensel pakket i 6000 kobberkapsler. Det antas å ta 70 år å bygge ut og drive anlegget inntil alt kjernebrenselet er lagret, ifølge den svenske regjeringen.²⁸

Finland vil bruke samme teknologi som Sverige i sitt permanente lager for kjernefysisk brensel.

Figur 3: Sluttlagring av kjernefysisk brensel i Sverige - KBS-3



Kilde: SKB (2021)²⁹

SKB valgte å søke om å bygge anlegget i Forsmark, fordi grunnfjellet har få vannførende sprekker. Ifølge SKB er det ikke mulig å fastslå at en type geologisk miljø generelt er mer egnet enn andre. Det er lokale forutsetninger i berggrunnen som avgjør hvor sikker lagringen av anvendt kjernebrensel vil være, ifølge SKB.³⁰

3.2 Geologisk langtidslagring i Finland

Det finske selskapet Posiva har videreutviklet KBS-3V metoden sammen med SKB. Bokstaven V står for vertikal lagring av kapslene med kjernebrensel i separate borehull.³¹

Konseptet er basert på multibarriere metoden beskrevet ovenfor.

Grunnfjellet og ulike bergarter er de naturlige barrierene. Posiva har lokalisert det geologiske lagringsanlegget ut fra grundige analyser av grunnfjellets svake soner, kjemiske og mekanisk utstabile områder og grunnvannskanaler.

²⁸ Miljödepartementet (2022) [Slutförvaret för använt kärnbränsle](#)

²⁹ SKB (2021) [Vår metod för slutförvaring – KBS 3](#)

³⁰ SKB (2021) [Så valdes platsen i Forsmark](#)

³¹ Posiva (2021) [Deposition holes](#)

Det finske anlegget kalles ONKALO og ligger ved Olkiluoto kjernekraftverk i Eurajoki kommune i Finland.

Det radioaktive avfallet skal lagres mellom 400-430 meter ned i grunnfjellet (gneis). Det var allerede laget 10 km med tunneler i 2020. Når avfallslageret er avsluttet skal det være om lag 40 km med tunneler i grunnfjellet.³²

Lagringstunnelene skal fylles med bentonittleire bestående av granulater i ulike størrelse. Her har Posiva valgt å bruke teknologi utviklet av det sveitsiske selskapet NAGRA. Bentonittleier og tilbakefylling av steinmateriale i tunnelene skal sikre tett og stabil lagring av kapslene.

Det at radioaktivt avfall lagres i en fast, keramisk tilstand, og utgjør i seg selv en barriere mot forurensning. Rundt brenselet lages en forseglet beholder (kapsel) av støpejern og kobber. Avfallskapselen legges vertikalt i lagringshull i grunnfjellet over 400 meter under bakken.

Disse hullene fylles med bentonitt leire. Leieren utvides når den kommer i kontakt med vann og fyller dermed hele rommet mellom kapsel og grunnfjell.

Etter at lagringshullene er fylt med leire (også kalt buffer), fylles lagringstunnelene med granulater bestående av bentonitt-pellets knust i ulike størrelser, eventuelt med tilbakefylling av stein fra boringen av lagringstunnelene.) Tilbakefyllingen av lagringstunnelene gjøres gradvis etter hvert som lagringshullene fylles opp. Tilbakefyllingen av tunnelene vil både holde bentonitt-leiren i lagringshullene på plass og sikre at tunnelene ikke blir kanaler for grunnvann. Tilbakefyllingen og forseglingen skal hindre all tilgang til avfallet. Det permanente geologiske lageret må derfor ikke være bevoktet når lagret er fullt og driftsperioden er over.

Tilbakefyllingen av lagringshullene og tunnelene er et krevende arbeid som må utføres med høy presisjon fra start til fullføring. Dette krever fjernstyrte spesialkjøretøy og installeringsystemer, som vil bli prøvd ut under testrunden i 2023, ifølge Posiva.³³

Posiva skal starte en testrunde med endelig lagring i løpet av 2023. Under denne testen skal det ikke brukes radioaktivt avfall. Målet er å starte endelig lagring av radioaktivt avfall i løpet av 2025. Posiva ønsker å etablere et prosjekt, slik at aktører fra hele verden skal delta i testarbeidet og bygge opp sin egen kompetanse om permanent lagring av radioaktivt avfall.³⁴

Finland ønsker å kunne realisere nye teknologiske løsninger. Det vil enklest kunne skje i løpet av de første 100 årene, før det geologiske lageret blir endelig stengt.³⁵

Ifølge Posiva vil anlegget være i drift til 2120-årene. Deretter må alle tunneler, sjakter og testboringer tettes igjen og forsegles, slik at det ikke vil kunne være utsatt for verken terrestrisk påvirkning eller at mennesker skal kunne komme i kontakt med avfallslagrene.³⁶

³² Posiva (2021) [Repository in ONKALO](#)

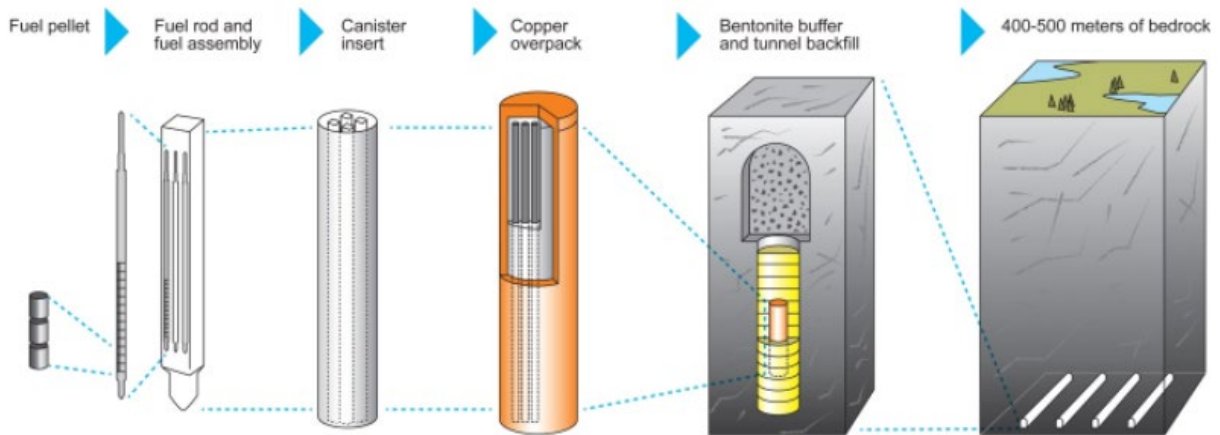
³³ Posiva (2021) [Installation equipment for clay components](#)

³⁴ Posiva (2022) [Trial Run of Final Disposal to start by 2023](#)

³⁵ Posiva (2021) [Geological final disposal](#)

³⁶ Posiva (2021) [Engineered barriers: Fuel state, Disposal Canister, Buffer, Tunnel backfill and plug, Bedrock, Closure of the disposal facility](#)

Figur 4: Multibarriere lagring av kjernebrensel i dypgeologiske lagre



Kilde: Posiva³⁷

Både i Sverige og i Finland er det en utfordring knyttet til grunnvann. Det er viktig å lagre avfallet der det er så lite grunnvann som mulig. Tørr og tett berggrunn er derfor avgjørende.

3.3 Permanent lagring av radioaktivt avfall i Norge

Norsk Nukleær Dekommisjonering (NND) skal utarbeide en utredning om ulike konsepter for oppbevaring av norsk radioaktivt avfall innen utgangen av 2022. NND mener dypgeologisk lagring med bruk av borehullsteknologi fra petroleumsbransjen er interessant for lagring av mindre mengder høyradioaktivt avfall. Det er svært relevant for Norges lagring av eget kjernefysisk avfall.³⁸

Hver nasjon er forpliktet til å ta hånd om sitt eget kjernefysiske avfall. Det betyr at også Norge må planlegge permanent lagring av eget avfall.³⁹

NND arbeider med et konsept hvor 55 cm brede beholdere/kapsler skal senkes ned til 1000 meter eller mer under bakken.

³⁷ World Nuclear Association (2021) [Storage and Disposal of Radioactive Waste](#)

³⁸ NND (2022) [Løsninger for håndtering av radioaktivt avfall](#)

³⁹ [Meld. St. 8 \(2020-2021\)](#) Trygg nedbygging av norske atomanlegg og håndtering av atomavfall

Figur 5: Borehullskonsept for lagring av mindre mengder høyradioaktivt avfall i mindre volum



Kilde: NND (2022)

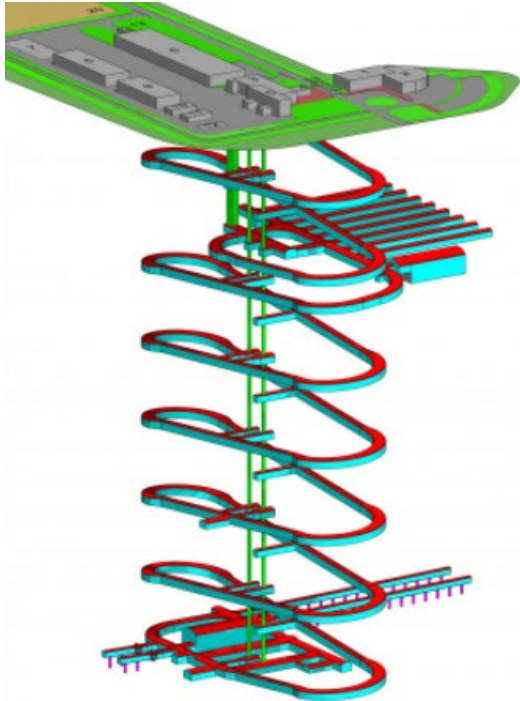
Borehullsteknologi for lagring av mindre mengder radioaktivt avfall har vært utviklet i flere land, bl.a. Sverige, Danmark, Sveits og USA. Teknologien er foreløpig ikke tatt i bruk, ifølge World Nuclear Association.

Ifølge den internasjonale bransjeorganisasjonen World Nuclear Association er det et relevant poeng at slike borehull også kan etableres offshore. Det øker antall egnede lokalisasjoner betydelig, ifølge organisasjonen.⁴⁰

I et større anlegg for permanent dyp-geologisk lagring, er det aktuelt å ha ulike lagre i ulike nivåer under bakken, avhengig av hvor radioaktivt avfallet er. Det gjør det mulig både å utnytte arealer og infrastruktur mer effektivt.

⁴⁰ World Nuclear Association (2021) [Storage and Disposal of Radioactive Waste](#)

Figur 6: Nasjonalt anlegg for lagring av flere typer radioaktivt avfall,



Kilde: NND (2022)

Internasjonal erfaring tilsier at det vil ta minst 20 år før et deponi for permanent lagring av radioaktivt avfall vil være klart til bruk, ifølge NND.⁴¹

3.4 Avfall vs gjenvinning

Flere land, slik som Frankrike, anser ikke brukt kjernefysisk brensel som avfall, ifølge EUs Joint Research Centre (JRC). Brukt brensel har store mengder gjenvinnbar uranium og plutonium som kan bli brukt som brensel i fjerde generasjons reaktorer, slik raske reaktorer (*fast neutron reactors*, FNRs og *fast breeder reactors*, FBRs). Det finnes om lag 20 FNR globalt. FBRs er foreløpig ikke tatt i bruk i kommersiell storskala, men er i fremtiden aktuelle for flere land. Det er derfor helt relevant å klassifisere brukt kjernebrensel som ressurs og ikke som avfall, ifølge JRC.⁴²

Flesteparten av de 440 operative kjernekraftreaktorene i verden i dag er andre og tredje generasjons reaktorer. De produserer om lag 10 prosent av verdens elektrisitet.⁴³

Fjerde generasjons kjernekraftreaktorer skal innfri større krav til bærekraft og kjernefysisk sikkerhet, minimere avfallsmengden, styrke økonomisk konkurransevne og forhindre spredning av råmaterialer til atomvåpen. Fjerde generasjons reaktorer skal produsere mer brensel enn de forbruker.⁴⁴

⁴¹ NND (2022) [Løsninger for håndtering av radioaktivt avfall](#)

⁴² JRC (2021) [Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation \(EU\) 2020/852 \('Taxonomy Regulation'\)](#)

⁴³ World Nuclear Association (2022) [Nuclear Power in the World Today](#)

⁴⁴ Polytechnique insights (2022) [Nuclear: what is a 4th generation reactor?](#)

Selv om forbruket av kjernefysisk brensel øker betydelig, vil det ikke være behov for å utvinne mer uran i særlig lang tid, ifølge Polyteknisk Institutt i Paris.

Etter initiativ fra USA ble det etablert et eget *Generation IV International Forum* (GIF) i 2001. GIF omfatter i dag Argentina, Brasil, Canada, Frankrike, Japan, Sør-Korea, Sør-Afrika, Storbritannia, USA, Sveits, Kina, Russland, Australia og EU. Formålet med GIF er å dele FoU-erfaringer og kunnskap.⁴⁵

Kina satte i drift en fjerde generasjons reaktorer i et testanlegg i desember 2021.

Det skal også bygges en fjerde generasjons reaktor i Russland. Den skal samlokaliseres med anlegg for å resirkulere kjernefysisk brensel. På sikt er målet at dette kraftverket blir selvforsynt med kjernefysisk brensel.

Ifølge TU blir under 1 prosent av energiressursene i naturlig uran utnyttet i dagens kjernekraftverk. Med den nye typen reaktorer vil uran, som allerede er utvunnet fra berggrunnen, kunne holde til kraftproduksjon i flere tusen år, ifølge TU. De nye reaktorene vil også omdanne mer av energien i det kjernefysiske brenselet til elektrisitet.⁴⁶

4 Kan utredningsseksjonen gi et bilde på kostnadssiden ved kjernekraft opp mot vindkraft, inkl. vindkraftens kostnader ved nedetid?

For å sammenligne kostnadene ved ulike typer kraftproduksjon er det vanlig å bruke energikostnad over levetiden, *levelized cost of electricity* (LCOE). LCOE skal omfatte de totale kostnadene ved å bygge og drifte kraftverkene over deres levetid dividert på total kraftproduksjon. Det måles vanligvis i kostnader per megawatt time (MWh).

I beregningene av LCOE er det tatt hensyn til at fornybar energi, som sol og vind, ikke kan produsere like mye elektrisitet hele tiden. Det uttrykkes gjennom kapasitetsutnyttelse i prosent. Mens kjernekraft blir antatt å ha en kraftproduksjon tilsvarende 90 prosent av kapasiteten, blir havvind antatt å ha en produksjon tilsvarende 40-50 prosent av kapasiteten.

Det er svært kostbart å bygge nye kjernekraftverk, men driftskostnadene er relativt lave. Håndtering av kjernefysisk avfall og demontering av kraftanleggene inngår i beregningene av de totale driftskostnadene, ifølge World Nuclear Association. Men det er ikke alltid tilfelle at demontering og lagring av avfall inkluderes i beregninger av LCOE for nye kraftverk.⁴⁷

4.1 Ulike beregninger av LCOE

Det er flere offentlige og private aktører som beregner kostnadene for ulike typer kraftproduksjon som LCOE. Utredningsseksjonen har valgt å presentere beregningene fra rådgivningsselskapet Lazard, NVE, det amerikanske energibyrået (EIA), OECD og Det internasjonale energibyrået (IEA).

⁴⁵ World Nuclear Association (2020) [Generation IV Nuclear Reactors](#)

⁴⁶ TU (2021) [Russland bygger fjerdegenerasjons reaktor: – Ressursene blir praktisk talt utømmelige](#)

⁴⁷ World Nuclear Association (2021) [Economics of Nuclear Power](#)

4.1.1 Lazard

Det internasjonale forvaltnings- og finansielle rådgivningsselskapet Lazard utga i 2021 sin 15. versjon av LCOE. Dette er blant de mest refererte anslagene for LCOE internasjonalt.

Lazard har ikke medregnet de totale kostnadene knyttet til demontering og avfallslagring for nye kjernekraftverk. Lazard anslår likevel at nye kraftproduksjonskostnadene for nye kjernekraftverk vil være vesentlig høyere enn for nye havvindparker. Havvind anslås å ha en kostnad på 2 500 - 3 600 \$/kW. Det tilsvarer i en medianverdi om lag 83 US\$/MWh. Nye kjernekraftverk vil ha en LCOE på 131 - 204 US\$/MWh, ifølge Lazard.⁴⁸

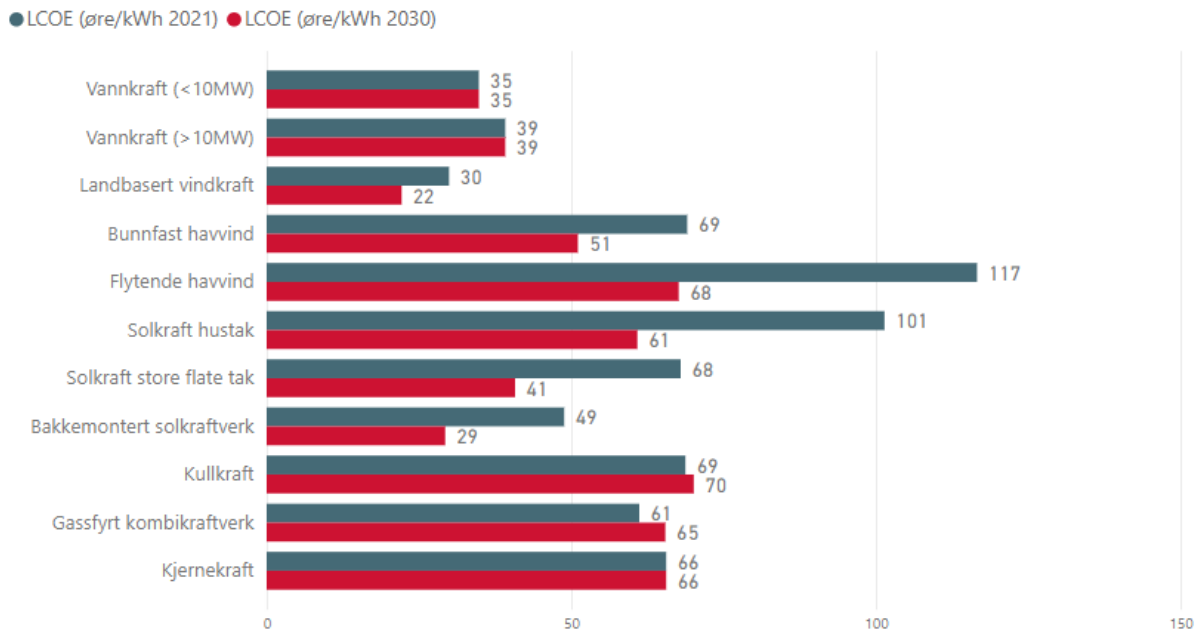
4.1.2 NVE

NVE har utarbeidet anslag på kostnader for kraftproduksjon fra ulike type energikilder. Kostnadene er anslått som energikostnad over levetiden (LCOE).⁴⁹

Ifølge NVE er LCOE lavere for landbasert vindkraft og bunnfast havvind enn for kjernekraft. Kjernekraft er derimot billigere enn flytende havvind, ifølge disse anslagene. Tallene til NVE omfatter kostnader til demontering og lagring av avfall, men tallene er fra 2015.

Det er viktig å understreke at kostnadsanslagene er usikre. Det gjelder både for kjernekraft og havvind, ifølge NVE.

Figur 7: Kostnader for ulike typer kraftproduksjon (LCOE) i 2021 og 2030



Kilde NVE 2022

⁴⁸ Lazard (2021) [Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – version 15](#)

⁴⁹ NVE (2022) [Kostnader for kraftproduksjon](#)

4.1.3 US Energy Information Agency

LCOE for nybygde kjernekraftverk både i 2027 og i 2040 vil være lavere enn LCOE for nye offshore vindparker i 2027 og i 2040, ifølge US Energy Information Agency (EIA).⁵⁰

Tabell 2: Anslått kraftproduksjonskostnader, levelized cost of electricity, LCOE, og elektrisitetstlagringskostnader, levelized cost of storage, LCOS, for nye kraftverk i 2027 (2021 US\$ per MWh)

Plant type	Capacity factor (percent)	Levelized capital cost	Levelized fixed O&M ^a	Levelized variable cost	Levelized transmission cost	Total system LCOE or LCOS
Dispatchable technologies						
Ultra-supercritical coal	85%	\$52.11	\$5.71	\$23.67	\$1.12	\$82.61
Combined cycle	87%	\$9.36	\$1.68	\$27.77	\$1.14	\$39.94
Advanced nuclear	90%	\$60.71	\$16.15	\$10.30	\$1.08	\$88.24
Geothermal	90%	\$22.04	\$15.18	\$1.21	\$1.40	\$39.82
Biomass	83%	\$40.80	\$18.10	\$30.07	\$1.19	\$90.17
Resource-constrained technologies						
Wind, onshore	41%	\$29.90	\$7.70	\$0.00	\$2.63	\$40.23
Wind, offshore	44%	\$103.77	\$30.17	\$0.00	\$2.57	\$136.51
Solar, standalone ^c	29%	\$26.60	\$6.38	\$0.00	\$3.52	\$36.49
Solar, hybrid ^{c,d}	28%	\$34.98	\$13.92	\$0.00	\$3.63	\$52.53
Hydroelectric ^d	54%	\$46.58	\$11.48	\$4.13	\$2.08	\$64.27
Capacity resource technologies						
Combustion turbine	10%	\$53.78	\$8.37	\$45.83	\$9.89	\$117.86
Battery storage	10%	\$64.03	\$29.64	\$24.83	\$10.05	\$128.55

Kilde: EIA (2022)

Tabell 3: Anslått kraftproduksjonskostnader, levelized cost of electricity, LCOE, og elektrisitetstlagringskostnader, levelized cost of storage, LCOS, for nye kraftverk i 2040 (2021 US\$ per MWh)

Plant type	Capacity factor (percent)	Levelized capital cost	Levelized fixed O&M ^a	Levelized variable cost	Levelized transmission cost	Total system LCOE or LCOS
Dispatchable technologies						
Ultra-supercritical coal	85%	\$48.97	\$5.71	\$23.64	\$1.14	\$79.46
Combined cycle	87%	\$9.10	\$1.68	\$32.11	\$1.16	\$44.05
Advanced nuclear	90%	\$57.31	\$16.15	\$10.71	\$1.10	\$85.28
Geothermal	90%	\$22.84	\$16.44	\$1.21	\$1.42	\$41.91
Biomass	83%	\$37.86	\$18.10	\$29.36	\$1.21	\$86.53
Resource-constrained technologies						
Wind, onshore	40%	\$29.45	\$7.89	\$0.00	\$2.74	\$40.08
Wind, offshore	43%	\$64.77	\$30.58	\$0.00	\$2.66	\$98.01
Solar, standalone ^c	29%	\$23.42	\$6.41	\$0.00	\$3.59	\$33.42
Solar, hybrid ^{c,d}	28%	\$30.93	\$13.99	\$0.00	\$3.71	\$48.63
Hydroelectric ^d	56%	\$46.11	\$11.85	\$3.86	\$2.02	\$63.83
Capacity resource technologies						
Combustion turbine	10%	\$50.84	\$8.37	\$52.59	\$10.07	\$121.87
Battery storage	10%	\$58.93	\$29.64	\$21.66	\$10.24	\$120.47

Kilde: EIA (2022)

⁵⁰ EIA (2022) [Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022](#)

Datatene fra EIA viser at det er betydelige variasjoner både for vindkraft og kjernekraft, men særlig for offshore vindkraft. Det skyldes at en rekke faktorer påvirker kostnadene. Ulik tilgang på vindressurser, fører til ulik utnyttelse av kraftpotensialet i vindkraftverkene. Det har stor betydning for levetidskostnadene (LCOE).

Tabell 4: Regionale variasjoner i LCOE og LCOS i nye kraftverk i 2040 (2021 US\$ per MWh)

Plant type	Without tax credits			
	Minimum	Simple average	Capacity-weighted average ^b	Maximum
Dispatchable technologies				
Ultra-supercritical coal	\$73.86	\$82.61	NB	\$101.25
Combined cycle	\$34.30	\$39.94	\$37.05	\$50.09
Advanced nuclear	\$82.76	\$88.24	NB	\$98.78
Geothermal	\$36.86	\$39.82	\$39.61	\$41.57
Biomass	\$79.87	\$90.17	NB	\$141.03
Resource-constrained technologies				
Wind, onshore	\$30.01	\$40.23	\$37.80	\$65.65
Wind, offshore	\$109.88	\$136.51	NB	\$170.31
Solar, standalone ^c	\$30.13	\$36.49	\$36.09	\$48.58
Solar, hybrid ^{c,d}	\$43.15	\$52.53	\$58.62	\$67.97
Hydroelectric ^e	\$48.96	\$64.27	NB	\$82.65
Capacity resource technologies				
Combustion turbine	\$106.02	\$117.86	\$123.84	\$145.46
Battery storage	\$114.70	\$128.55	\$124.84	\$141.06

Note: We calculate the levelized costs for non-dispatchable technologies based on the capacity factor for the marginal site modeled in each region, which can vary significantly by region. The capacity factor ranges for these technologies are 38%–47% for onshore wind, 41%–50% for offshore wind, 25%–33% for standalone solar PV, 24%–32% for hybrid solar PV, and 25%–80% for hydroelectric. Regional variations in construction labor rates and capital costs as well as resource availability also affect levelized costs.

Kilde: EIA (2022)

4.2 Usikker kostnadsutvikling for nye kraftverk

Det pågår en drivende teknologiutvikling innenfor kraftproduksjon. I Europa er det særlig fokus på fornybar kraftproduksjon med mer effektiv omdanning av energi til elektrisitet og bedre og billigere måter å lagre energien, med bl.a. ny batteriteknologi og produksjon av grønn hydrogen.⁵¹

I flere deler av verden, som i Asia og i Russland, pågår det også en betydelig satsing på ny kjernekraftteknologi som både skal utnytte energien mer effektiv, redusere avfallsmengden og øke sikkerheten. Det er likevel stor usikkerhet knyttet til både prisutvikling og hvor raskt ny billigere og bedre løsninger er tilgjengelig i stor skala.

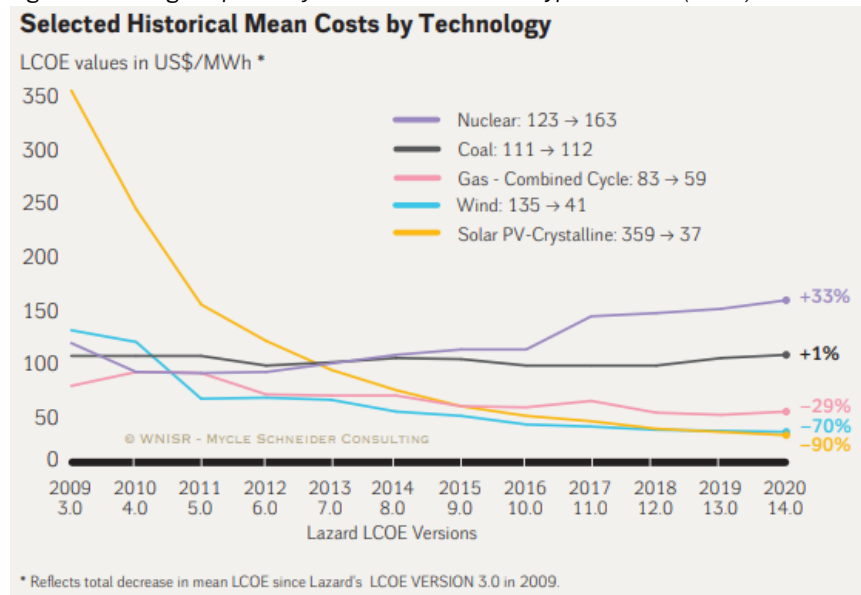
Mens kostnadene for ny fornybar energi (vind og sol) har blitt redusert med henholdsvis 90 og 70 prosent fra 2009 til 2020, økte LCOE for kjernekraft med 33 prosent, ifølge *World Nuclear Industry Status Report 2021*. Investeringene i sol- og vindenergi var totalt 17 ganger større enn de globale investeringene i ny kjernekraft.⁵²

⁵¹ World Nuclear Association (2021) [World Nuclear Industry Status Report 2021](#)

⁵² Ibid

LCOE for kjernekraft i USA økt fra US\$117 til US\$163 per MWh i perioden 2015 til 2020, mens LCOE for solceller falt fra US\$64 til US\$37 per MWh og landvind fra US\$55 til US\$40.

Figur 8: Utviklingen i produksjonskostnadene i ulike type kraftverk (LCOE) 2009-2020, ifølge Lazard



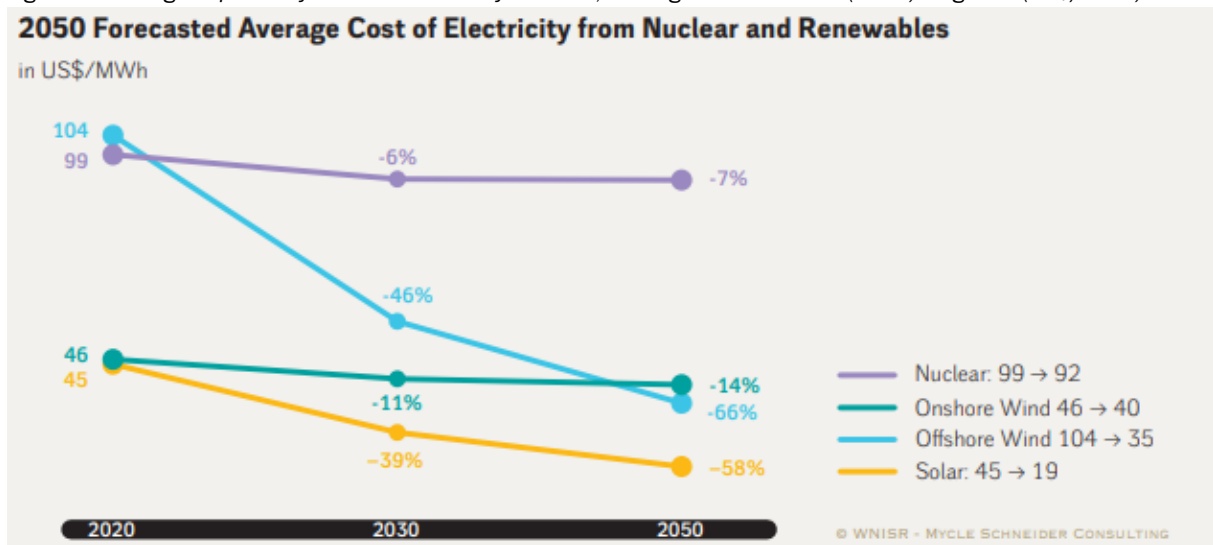
Kilde: World Nuclear Association (2021)

World Nuclear Association har basert denne fremstillingen på beregningene til Lazard.

Det internasjonale energibyrået (IEA) forventer at LCOE for kjernekraft vil falle med 7 prosent fra 2020 til 2050, mens landbasert og havbasert vindkraft vil falle med henholdsvis 14 prosent og 66 prosent i samme periode.

IEA legger til grunn at LCOE for kjernekraft i 2020 er litt lavere enn LCOE for havvind i sin *Net Zero by 2050*-rapport. IEA konkluderer at LCOE for kjernekraft likevel vil være betydelig høyere enn for havvind i 2030 og 2050. Kostnadene for havvind og solenergi vil falle med henholdsvis 66 og 58 prosent fra 2020 til 2050, ifølge IEA. I samme perioden forventer IEA at kostnadene for kjernekraft faller med kun 7 prosent. Ifølge IEA betyr dette at bygging av nye kjernekraftverk ikke kan være drevet av markedsmessige faktorer.

Figur 9: Utviklingen i produksjonskostnader for kjernekraft, vind og sol 2020-2050 (LCOE) ifølge IEA (US\$/MWh)



Kilde: World Nuclear Association (2021)

IEAs anslag for kostnadsutvikling er basert på en forutsetning om at produksjonen av kjernekraft øker med 40 prosent fram til 2030 og med 100 prosent til 2050. Ifølge IEAs prognose vil kjernekraft utgjøre 10 prosent av total kraftproduksjon både i 2020 og i 2050, mens andelen fornybar kraftproduksjon har økt fra 29 prosent i 2020 til nesten 70 prosent i 2050.⁵³

IEA påpeker også at kostnadsutviklingen vil variere mellom ulike land og regioner.

⁵³ IEA (2021) [Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector](#)

Figur 10 Utviklingen i kostnadene for ulike typer kraftverk (LCOE) i utvalgte regioner 2020-2050

	Financing rate (%)	Capital costs (\$/kW)			Capacity factor (%)			Fuel, CO ₂ and O&M (\$/MWh)			LCOE (\$/MWh)		
	All	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
United States													
Nuclear	8.0	5 000	4 800	4 500	90	80	75	30	30	30	105	110	110
Coal	8.0	2 100	2 100	2 100	20	n.a.	n.a.	90	170	235	220	n.a.	n.a.
Gas CCGT	8.0	1 000	1 000	1 000	55	25	n.a.	50	80	105	70	125	n.a.
Solar PV	3.7	1 140	620	420	21	22	23	10	10	10	50	30	20
Wind onshore	3.7	1 540	1 420	1 320	42	43	44	10	10	10	35	35	30
Wind offshore	4.5	4 040	2 080	1 480	42	46	48	35	20	15	115	60	40
European Union													
Nuclear	8.0	6 600	5 100	4 500	75	75	70	35	35	35	150	120	115
Coal	8.0	2 000	2 000	2 000	20	n.a.	n.a.	120	205	275	250	n.a.	n.a.
Gas CCGT	8.0	1 000	1 000	1 000	40	20	n.a.	65	95	120	100	150	n.a.
Solar PV	3.2	790	460	340	13	14	14	10	10	10	55	35	25
Wind onshore	3.2	1 540	1 420	1 300	29	30	31	15	15	15	55	45	40
Wind offshore	4.0	3 600	2 020	1 420	51	56	59	15	10	5	75	40	25
China													
Nuclear	7.0	2 800	2 800	2 500	80	80	80	25	25	25	65	65	60
Coal	7.0	800	800	800	60	n.a.	n.a.	75	135	195	90	n.a.	n.a.
Gas CCGT	7.0	560	560	560	45	35	n.a.	75	100	120	90	115	n.a.
Solar PV	3.5	750	400	280	17	18	19	10	5	5	40	25	15
Wind onshore	3.5	1 220	1 120	1 040	26	27	27	15	10	10	45	40	40
Wind offshore	4.3	2 840	1 560	1 000	34	41	43	25	15	10	95	45	30
India													
Nuclear	7.0	2 800	2 800	2 800	70	70	70	30	30	30	75	75	75
Coal	7.0	1 200	1 200	1 200	50	n.a.	n.a.	35	50	75	65	n.a.	n.a.
Gas CCGT	7.0	700	700	700	55	50	n.a.	45	45	50	55	60	n.a.
Solar PV	5.8	580	310	220	20	21	21	5	5	5	35	20	15
Wind onshore	5.8	1 040	980	940	26	28	29	10	10	10	50	45	40
Wind offshore	6.6	2 980	1 680	1 180	32	37	38	25	15	10	130	70	45

Notes: O&M = operation and maintenance; LCOE = levelised cost of electricity; kW = kilowatt; MWh = megawatt-hour; CCGT = combined-cycle gas turbine; n.a. = not applicable. Cost components and LCOE figures are rounded.

IEA (2021)

Den forutsatte høye satsingen på fornybar energi i scenariet til IEA, innebærer økt satsing på teknologiutvikling og kostnadsreduksjon innenfor vind- og solenergi.

Utredningsseksjonen har ikke grunnlag for å hevde at en forutsetning om økt andel kjernekraft i 2050 ville ført til en betydelig reduksjon i kostnadene for kjernekraft, men fagmiljøene påpeker at liten satsing på kjernekraft har betydd økte kostnader.

OECD Nuclear Energy Agency (NEA) understreker at det stor usikkerhet om byggekostnadene for kjernekraftverk. Det skyldes blant annet at det har vært bygd få kjernekraftverk de siste tiårene i verden. Utbyggingskostnadene har blitt flere ganger dyrere en opprinnelig beregnet i flere vestlige land.⁵⁴

⁵⁴ OECD NEA (2021) [Projected Costs of Generating Electricity – 2020 Edition](#)

Tabell 5: Byggekostnader for første av tredje/tredje+ generasjon kjernekraftverk (FOAK (first of a kind) Generation III/III+ projects)

Type	Country	Unit	Construction start	Initial announced construction time	Ex-post construction time	Power (MWe)	Initial announced budget (USD/kWe)	Actual construction cost (USD/kWe)
AP 1000	China	Sanmen 1, 2	2009	5	9	2 x 1 000	2 044	3 154
	United States	Vogtle 3, 4	2013	4	8/9*	2 x 1 117	4 300	8 600
APR 1400	Korea	Shin Kori 3, 4	2008	5	8/10	2 x 1 340	1 828	2 410
EPR	Finland	Olkiluoto 3	2005	5	16*	1 x 1 630	2 020	>5 723
	France	Flamanville 3	2007	5	15*	1 x 1 600	1 886	8 620
	China	Taishan 1, 2	2009	4.5	9	2 x 1 660	1 960	3 222
VVER 1200	Russia	Novovoronezh II-1 & 2	2008	4	8/10	2 x 1 114	2 244	**

* Estimate. ** No data available.

Kilde: OECD NEA (2021)

Kostnadene, målt som LCOE, har vært vesentlig lavere i perioden med betydelig utbygging. Det skyldes bl.a. stordriftsfordeler og utvikling av tekniske standarder. Økt samarbeid globalt kan bidra til kostnadsreduksjon og raskere byggeprosesser, ifølge NEA. Både Kina og Sør-Korea har bygget ut et betydelig antall kjernekraftverk på under seks år i løpet av det siste tiåret. Samtidig understreker NEA at utfordringene knyttet til å levere nye kjernekraftverk på langt nær bare skyldes tekniske forhold. Den store usikkerheten knyttet til tid og kostnader, har gjort det krevende å få politisk støtte og vilje til å finansiere utbygging av kjernekraft. Ifølge NEA vil det være langt billigere å videreføre driften i allerede eksisterende kjernekraftverk.⁵⁵

Frankrikes president Emmanuel Macron lanserte i februar 2022 et program for bygging av seks nye tredje generasjons reaktorer (EPR2) og mulig ytterligere åtte slik reaktorer. Målet er å starte byggingen av den første reaktoren i 2028. Programmet omfatter også videreutvikling av små modulære reaktorer.⁵⁶ En slik satsing kan bidra til å redusere kostnadene.

4.3 Økte systemkostnader som følge av økt fornybarandel

Det er nødvendig å utvikle et kraftsystem basert på to pilarer for å nå målet om et klimanøytralt samfunn: fornybare energikilder og regulerbare, lavkarbon energikilder. Ifølge NEA kan en blanding av ulike energikilder og løsninger gi den nødvendige fleksibiliteten og stabiliteten:⁵⁷

- ♦ økt fleksibilitet i etterspørselen etter elektrisitet,
- ♦ Lagring av grønn energi – batterier for å lagre elektrisitet fra fornybare energikilder og produksjon av hydrogen fra fornybar energi (power2X)
- ♦ bruk av fossile energikilder med karbonfangst, bruk og lagring, CCUS
- ♦ bruk av kjernekraft

Med økt andel uregulerbar, variabel vind- og solkraft, vil kostnadene knyttet til å opprettholde balanse og sikker drift i kraftsystemet (systemkostnadene) øke. Systemkostnadene tas ikke hensyn til i beregningen av LCOE. Ifølge en studie av NEA fra 2018, ville systemkostnadene

⁵⁵ OECD NEA (2021) [The Most Cost-Effective Decarbonisation Investment: Long-Term Operation of Nuclear Power Plants](#)

⁵⁶ World Nuclear News (2022) [Macron sets plan for French nuclear renaissance](#)

⁵⁷ OECD NEA (2021) [Advanced Nuclear reactor Systems and Future Energy Market Needs](#)

knyttet til regulerbare kraftverk, som kjernekraft, være 10 ganger lavere enn tilsvarende kostnader knyttet til ikke-regulerbar, variabel fornybar energi, som vind og sol.⁵⁸

Utfordringene med uregulerbar, variabel fornybar energi, har bl.a. ført til at det er igangsatt flere initiativ med å etablere kapasitetsmekanismer og -markeder i Europa, for å gi regulerbar kraftproduksjon (som varmegasskraft- og kjernekraftverk) økonomiske vilkår, for å sikre tilstrekkelig tilgang til elektrisitet i perioden med lite produksjon av fornybar energi.⁵⁹

Økt satsing på fornybar energi vil trolig innebære økt satsing på lagring av elektrisitet (f.eks. i store batteriparker) og produksjon av hydrogen med elektrisitet fra fornybare energikilder. Økt bruk av lagring av fornybar energi i batterier og andre energibærere som hydrogen, kan redusere behovet for regulerbar energiproduksjon, når det ikke blåser og er sol. Økt satsing på slike løsninger vil også føre til teknologiutvikling og kostnadsreduksjoner.

As the share of variable renewables (VRE), such as solar and wind, increases there will be challenges for grid management. System flexibility will be key, with a variety of solutions available, such as energy storage in various forms, demand side management, interconnection, and backup generation. Even with relatively high levels of VRE the technologies and costs are widely known.

An assessment undertaken by the UK Energy Research Center found that median values for operating reserve costs were less than €5/MWh (US\$6/MWh) when VRE contributed up to 35 percent of annual electricity production, and less than €10/MWh (US\$12/MWh) when VRE contribution is up to 45 percent. With limited experience of even greater penetrations of renewables the costs are less certain, but storage costs are falling rapidly.

Lithium-ion batteries, which are both used in electric vehicles and for short term grid balancing, were above US\$1,100/kWh in 2010 and have fallen 89 percent in real terms to US\$137/kWh in 2020. By 2023, average prices are expected to be close to US\$100/kWh according to BNEF.

However, there is less certainty over the medium and long-term (seasonal storage) for electricity, but a variety of options, such as green hydrogen or synthetic fuels are being tested and deployed. Green hydrogen produced with renewable resources costs about US\$3–6.6/kg, according to the European Commission's July 2020 hydrogen strategy. Fossil-based hydrogen costs about US\$1.80/kg. However, Norwegian electrolyzer-maker NEL ASA in January 2021 announced a goal of producing green hydrogen at US\$1.50/kg by 2025.⁶⁰

⁵⁸ OECD NEA (2021) [Advanced Nuclear reactor Systems and Future Energy Market Needs](#)

⁵⁹ Se f.eks. Europakommisjonen (2021) [Capacity mechanisms](#)

⁶⁰ WNA (2021) [World Nuclear Industry Status Report 2021](#)

Ifølge NEA kan mini-kjernekraftverk, *micro modular reactors*, være et aktuelt alternativ for å produsere elektrisitet uten utslipp av klimagasser, i fjerntliggende lokalsamfunn og kraftkrevende virksomheter uten god tilknytting til strømmettet.⁶¹

Usikkerheten knyttet til teknologi- og kostnadsutviklingen, og positive og negative eksternaliteter knyttet til de ulike typer kraftproduksjon, gjør det svært krevende å konkludere om hva slags kraftproduksjon som vil være mest kostnadseffektiv i fremtiden.

⁶¹ OECD NEA (2021) [Advanced Nuclear reactor Systems and Future Energy Market Needs](#)