

Ekspert rapport 20. mai 2025

Etablering av kjernekraft i Norge: Kostnader, utfordringer og muligheter

Oppsummering av oppdatert kunnskapsgrunnlag,
case-studier og ekspertintervjuer nasjonalt og internasjonalt.

av Vala Maria Valsdottir



UNIVERSITETET
I OSLO

Innhold

Definisjoner og forkortelser

Kapittel I. Innledning

Norges kjernekraftshistorie

Hva har vi lært av kjernekraftulykker?

Kapittel II. Hoveddel

1. Økonomien bak kjernekraftverk

1 - 1 . Viktige begreper

1 - 2 . Eierskap og finansiering

1 - 3 . Oppsummering

2. Vurdering av energikilder: Mer enn pris per kWh

2 - 1 . Pris, natur og sikkerhet i samme regnestykke

2 - 2 . Historiske erfaringer: fra vannkraft til vinddebatt

2 - 3 . Interessentanalysen: Hvem påvirker – og til hvilken pris?

2 - 4 . LCOE i kontekst: Nyttig tall, men langt fra nok

2 - 5 . Oppsummering

3. Teknisk utvikling innen kjernekraft

3 - 1 . Generasjon I - Pionerreaktorene (1950 - 1960 - tallet)

3 - 2 . Generasjon II - Standardisering og kommersialisering (1960 - 1990 - tallet)

3 - 3 . Generasjon III - III+ (1996 - nå)

3 - 4 . Uttrekk av global bygging av kjernekraftverk VVER-serien

4. Fellestrekk ved kjernekraftutbyggingen i Vesten

4 - 1 . Fellestrekk

5. USA

5 - 1 . Historikk og trender

5 - 2 . Case-studie: Vogtle 3 og 4

6. Frankrike

6 - 1 . Historikk og trender fra Frankrike

6 - 2 . Case-studie: Flamanville 3

7. Sverige

7 - 1 . Historikk og trender fra Sverige

7 - 2 . Kjernekraft i nåtiden i Sverige: ønsker om å b

8. Finland

8 - 1 . Historikk og trender fra Finland

8 - 2 . Case-studie: Olkiluoto 3

8 - 3 . Kjernekraft i nåtiden

Kapittel III. Veien videre: Hva bør Norge ta med seg?

Kostnader

Utfordringer

Muligheter

Definisjoner og forkortelse

Vi bruker ordet kjernekraft i stedet for atomkraft i denne rapporten.

Vi bruker ordet kjerne i stedet for nukleært med mindre det er i et navn slik som Norsk nukleært forskningssenter.

Begrep	Forklaring
Elektrisk energi	En energiform som er relatert til elektriske krefter. Ved bruk omdannes elektrisk energi til arbeid, varme eller kjemisk energi. Elektrisk energi er ikke tilgjengelig i naturen som energiressurs, og må normalt produseres i kraftverk ved hjelp av andre former for energi.
Energi	Evnen til å utføre arbeid
Energibehov	Da menes det ofte total energi som trengs både elektrisitet, varme, drivstoff etc. Dette brukes ofte i klimadebatt og sektoroversikt. Viktig å være OBS på at ulike energiformer har ulik energikvalitet som gjør at sammenligninger ikke alltid er trivielle.
Energimiks	Sammensetningen av ulike energikilder i et lands strømproduksjon
FOAK-risiko	Økt usikkerhet, kostnader og kompleksitet ved førstegangsprosjekter
Grunnlast	Kraftproduksjon som leveres kontinuerlig og uavhengig av værforhold
Kapitalintensiv teknologi	Teknologi der investeringene i oppstart og bygging utgjør størstedelen av livsløpskostnaden
Kostnadsoverskridelse	Når et prosjekt ender opp med høyere kostnader enn opprinnelig estimert
Kraft (eller elektrisk kraft)	Er en vanlig brukt og innarbeidet betegnelse på elektrisk energi. I Norge brukes ofte “kraft” som synonym for elektrisitet.
Kraftbehov	Da menes det ofte behovet for elektrisk kraft (ofte effektbehov), altså hvor mye strøm som trengs i et gitt øyeblikk
Læringskurve	Kostnadsreduksjon som skjer når man bygger flere enheter og lærer av erfaring
Mankala-modellen	Finsk eierskapsmodell hvor selskaper eier kraftverk og får strøm til kostpris
Regulering	Offentlige krav til sikkerhet, miljø og bygging
Verdikjede	Alle aktører og prosesser som bidrar til å planlegge, bygge, drifte og avvikle kjernekraftverk

Forkortelse	Betydning
BWR	Boiling Water Reactor – kokvannsreaktor
CfD	Contract for Difference – støtteordning som garanterer minstepris
C P I - U	Consumer Price Index – U r b a n c o n s u m e r s (U S A)
DIP	Decision-in-Principle – prinsippvedtak for kjernekraft i Finland
DOE	Department of Energy (U S A)
DSA	Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet
EPR	European Pressurized Reactor – Gen III+ trykkvannsreaktor
EPC	Engineering, Procurement and Construction – totalentreprisekontrakt
EDF	Électricité de France – fransk energiselskap
FL3	Flamanville 3
FOAK	First-of-a-Kind – første gang en spesifikk reaktortype bygges
H I C P - E A	Harmonised Index of Consumer Prices – Euro Area
IAEA	International Atomic Energy Agency
IEA	International Energy Agency
IFE	Instituttet For Energiteknikk
IDC	Interest During Construction – renter som påløper i byggeperioden
LCOE	Levelized Cost of Electricity – Nåverdi av all elektrisitet som produseres over levetiden
NEA	Nuclear Energy Agency
NND	Norsk Nukleær Dekommisjonering
NOAK	Nth-of-a-Kind – påfølgende reaktorer etter FOAK
NRC	Nuclear Regulatory Commission (U S A)
OCC	Overnight Capital Cost – byggekostnader
OL3	Olkiluoto 3
PWR	Pressurized Water Reactor – trykkvannsreaktor
RAB	Regulated Asset Base – modell der investorer får avkastning under bygging
SKB	Svensk Kärnbränslehantering AB – svensk håndtering av brukt brensel
SMR	Small Modular Reactor – liten modulær reaktor
SSM	Strålsäkerhetsmyndigheten – svensk tilsynsmyndighet
STUK	Säteilyturvakeskus – finsk strålevernmyndighet
TMI	Three Mile Island
TVO	Teollisuuden Voima Oyj – finsk kjernekraftselskap

Kapittel I.

Innledning

Innledning

Hvorfor har Norge, som en industritung nasjon og høye ambisjoner om lavutslippssamfunn, aldri hatt kommersiell kjernekraft?

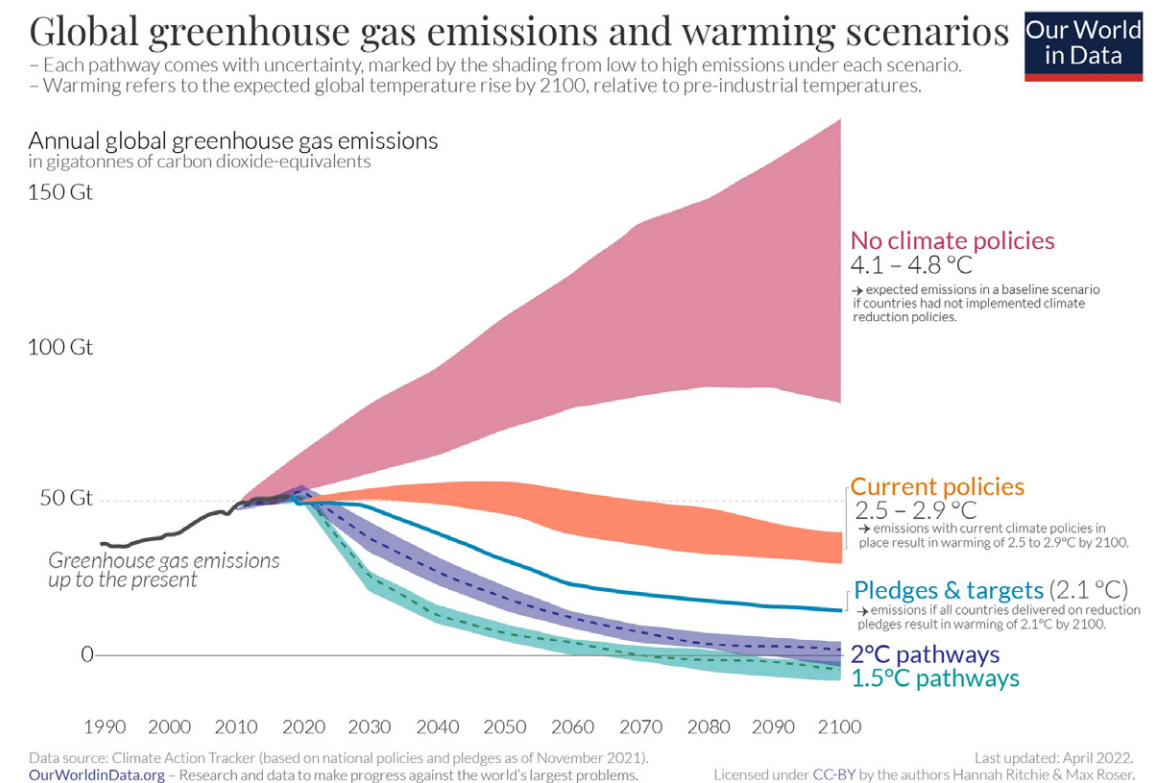
I dag står Norge overfor en stadig mer krevende energisituasjon. Vi har satt oss ambisiøse klimamål om 50 % utslippsreduksjon innen 2030 og 90 % innen 2050 i forhold til utslippene vi hadde i 1990, men vi har kun redusert våre utslipp med 9,1 % så langt. For å sette disse tallene i kontekst, Figur 1 viser ulike scenarier for global oppvarming gitt hvor mye vi klarer å minke karbonutslippene våre via politiskhandling. Samtidig øker energibehovet, Statnett viser i sine prognoser i figur 2 i sine prognoser at vi vil trenge betydelig mer elektrisitet i fremtiden, i tillegg vil vi avkarbonisere samfunnet og som vist i figur 3 tatt fra rapporten “Mer av all Det, sammen med en økende motstand mot vindkraft på land og en periode med høye energipriser, har ført til en fornyet debatt om kjernekraft i Norge. Folkeopinionen er også i endring: en undersøkelse fra Norsk Medborgerpanel viser at 57 % av befolkningen nå er positive til kjernekraft, dette viser også CICEROs nye måling, og i Ipsos sin Norsk Monitor er nå kjernekraft den mest populære energiformen. Dette står i sterk kontrast til fortidens kjernekraftdebatt i Norge. Hvordan kom vi hit?



Faktum

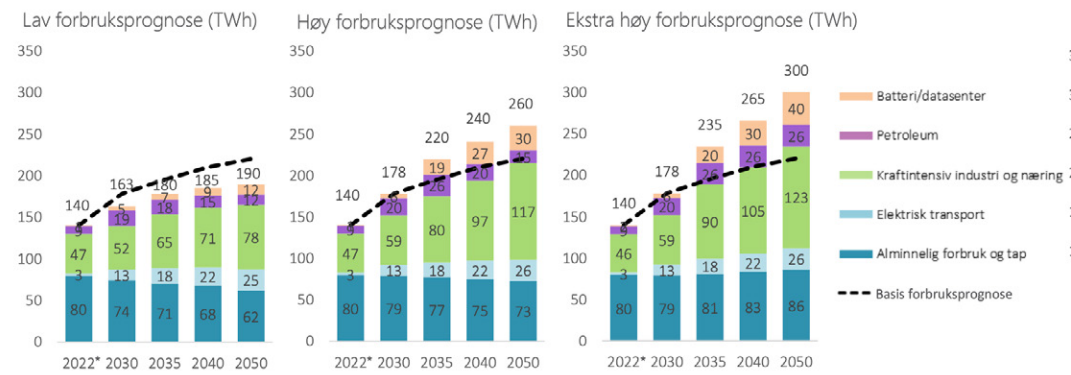
Norsk Kjernekraft AS har blitt etablert med mål om å bevilget regjeringen i 2023 hele 200 millioner kroner

[Figur 1] Globale klimautslipp og oppvarmingsscenarier

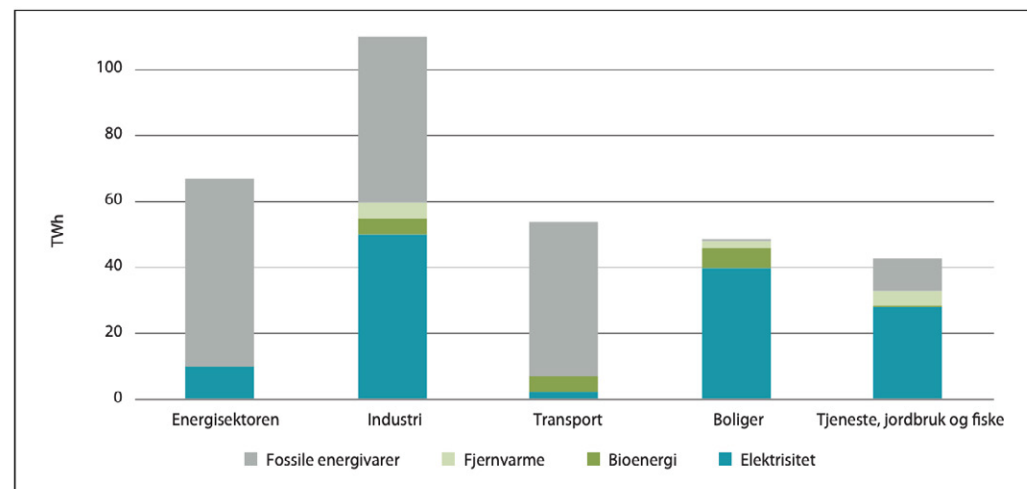


kilde: Our world in data

[Figur 2] Forbruksutvikling i Norge 2022-2050



[Figur 3] Total energibruk i Norge 2021, per sektor og energivare, TWh



kilde: Fra rapporten "Mer av alt raskere"

Norges kjernekrafthistorie

Allerede tidlig på 1950-tallet tok Norge plass blant pionerene innen kjernekraftforskning, med en forskningsreaktor i drift kun ni år etter verdens første kjernekraftreaktor i Chicago. I 1951 var den første forskningsreaktoren på Kjeller, JEEP I, i drift. I 1958 ble Haldenreaktoren bygget, og i 1967 ble JEEP I erstattet av JEEP II, som var i drift helt til 2018. Disse reaktorene ble brukt til forskning på reaktorsikkerhet og materialtesting og bidro til at Norge ble en sentral aktør i det internasjonale kjernekraftmiljøet.

På 1970-tallet ble kjernekraft også vurdert for kommersiell bruk. I 1974 presenterte Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) planer for å bygge et kjernekraftanlegg i Kvernberget i Østfold. Anlegget skulle innstilt til kjernekraftutbygging, og konkluderte i 1976 med at det kunne være aktuelt dersom sikkerhetskravene ble tilfredsstillende. Innstillingen ble fremlagt i 1978 og behandlet i Stortinget i 1979. Likevel valgte Stortinget å ikke gå videre med planene, hovedsakelig fordi vannkraftutbygging var en bedre kartlagt løsning.

Men en annen avgjørende faktor var at folkeopinionen hadde snudd kraftig mot kjernekraft. Motstanden mot kjernekraft begynte å ta form før ulykker som Three Mile Island-ulykken i 1979, men etter disse ulykkene fikk motstanden enda mer kraft bak seg. Etter Tsjernobyl-ulykken i 1986 konstaterte Stortinget at kjernekraft ikke ville

være en aktuell energikilde i Norge. Deretter forsvant kjernekraftdebatten nærmest helt fra norsk politikk frem til 2007, da det ble satt ned et thoriumsutvalg for å vurdere thorium til energiproduksjon. Bakgrunnen for dette var blant annet etablering av Thor Energy AS, som ville utforske muligheten for å bygge kommersielle kjernekraftverk i Norge med thorium som brensel, det samme gjaldt aktører som Bergen Energi. Utvalget konkluderte blant annet at "Ingen teknologi bør forgudes eller demoniseres. Alle karbondioksidfrie teknologier for energiproduksjon bør overveies. Et potensielt bidrag fra kjernekraft til en bærekraftig energi". Videre anbefalte utvalget en utredning av thoriumressursene i Fensfeltet og andre steder i Norge. Det ble også påpekt at Norge hadde betydelig kompetanse innen avfallshåndtering, dosevurderinger, og testing av brensel i forskningsreaktorene på Kjeller og i Halden. Til slutt konkluderte utvalget med at videre forskning og internasjonalt samarbeid var nødvendig, både for å tilegne seg mer kunnskap men ikke minst fordi Norge hadde mye å lære bort til andre nasjoner på disse områdene.

Etter publiseringen av rapporten skrev Bergen Energi et brev til Olje- og energidepartementet der de uttrykte takknemlighet for at regjeringen responderte på deres søknad om bygging av kjernekraft i Norge ved å sette ned utvalget. De understreket også behovet for internasjonalt samarbeid og løsninger på energi- og klimautfordringene.

I 2008 ble sak nr 4: "Innstilling fra energi- og miljøkomiteen i Stortinget om kjernekraft" diskutert på Stortinget. Utvalget argumenterte at kjernekraft var for farlig og avfallshåndtering for kompleks til kommersiell drift i Norge. Utvalget anbefalte aldri kommersiell kjernekraft, med de anbefalte mer forskning og internasjonalt samarbeid. I tillegg var en av områdene de vurderte at Norge hadde kompetanse nettopp innenfor avfallshåndtering. Derfor kan man si at kjernekraftdebatten ikke ble ført på riktige premisser den gang, siden det aldri var snakk om kommersiell kjernekraft. Utvalgets arbeid ble aldri fulgt opp videre, og debatten stilnet nok en gang.

Internasjonal samarbeid og norsk kjernekraft f

Til tross for manglende politisk vilje til kjernekraft har forskningsreaktorene på Halden og Kjeller lagt grunnlaget for et sterkt forskningsmiljø, særlig ved Institutt for Energiteknikk (IFE), Universitetet i Oslo. Reaktorene har vært brukt av internasjonale aktører til testing av brensel, noe som har påvirket utviklingen av flere reaktordesign. Norge har også hatt et nært samarbeid med Ukraina og Russland.

Halden var et samarbeidsprosjekt
NEA-land, som i fellesskap finansierte driften og
forskningen utført ved Halden, som på den tiden
nå til utvalget var positivt
kan sies å ha vært for reaktorfyssikk, det CERN er for



“Quote

“ Målsettingen var å få frem nøkkelinformasjon til b
pålitelig drift av kjernekraft, og andre komplekse in
Programmet kartla kritiske sikkerhetsegenskaper til
mennesket samspiller med forskjellige teknologier o
og Trygve Holtebekk, Store norske leksikon.

[Figur 4] c t



Et konkret eksempel på det viktige arbeidet som ble gjort ved IFE og i kunnskapsmiljøet rundt Haldenreaktoren er deres arbeid med avfallshåndteringen rett over Finnmarksgrensen i Russland: I 1961 da Russland, tidligere kalt Sovjetunionen, begynte å oppbevare radioaktivt avfall i Andreevabukta, kun 60 km fra den norske grensen. På den tiden fantes det ingen gode standarder for avfallslagring, og etter Sovjetunionens fall anså Norge det som en del av sin interesse å bidra til sikrere avfallshåndtering. Dette samarbeidet ble organisert gjennom Den norsk-russiske atomsikkerhetskommisjonen, hvor IFE spilte en sentral rolle. Roboter til avfallshåndtering har vært et av feltene som har blitt forsket på under dette samarbeidet. I 2022 var halvparten av avfallet i Andreevabukta fjernet, men Norge trakk seg ut av avtalen etter Russlands invasjon av Ukraina samme år.

Før krigen hadde IFE også planer om å bistå i dekommisjoneringen av atomreaktorene i Tsjernobyl, hvor den siste reaktoren på kraftverket ble skrudd av i 2000. Etter Russlands invasjon av Ukraina har imidlertid også dette prosjektet blitt lagt på vent.

I 2018 ble det vedtatt at begge forskningsreaktorene i Halden og Kjeller skulle legges ned. Norsk nukleær dekommisjonering (NND) ble etablert for å lede arbeidet for dekommisjoneringen av reaktorene.

Dekommisjoneringen av forskningsreaktorene er en mye mer komplisert oppgave enn er tilfellet for et kommersielt kraftverk, ettersom de har brukt en rekke forskjellige brenslere og dermed produsert variert avfall som må analyseres, vurderes og så lagres. Dette arbeidet krever både kompetansebygging og innovasjon, noe som kommer til å sette Norge på kartet som en internasjonal ekspert innen avfallshåndtering, slik Thoriumutvalget i 2008 anbefalte.

Hvor står vi i dag?

Historisk sett har Norge opparbeidet seg betydelig kompetanse innen kjernekraft, særlig innen brensel, sikker drift og avfallshåndtering, men med nedleggelsen av reaktorene er det fare for at denne kompetansen går tapt. Hittil har den største hindringen for kjernekraftutvikling vært folkeopinion og politisk vilje. I de siste årene har dette endret seg,

og debatten har blomstret opp godt hjulpet av aktører som Norsk Kjernekraft, og ulike akademiske miljøer. De fleste partier har nå minimum vedtatt at de vil utrede kjernekraft, med noen som går så langt som å ville bygge kjernekraft. Forskjellen fra tidligere tiders kjernekraftinteresse er at etterspørselen nå kommer fra forbrukerne, i motsetning til 1970-tallet da kjernekraftplanene ble drevet av NVE. Hva betyr dette for fremtidens kjernekraft i Norge? Og hvorfor har man endret mening?

Hva har vi lært av kjernekraftulykker?

En av hovedårsakene til en endring i mening rundt kjernekraft kan være at vi har en langt større mengde data og forskning på kjernekraftens sikkerhet og risiko enn vi hadde for 50 år siden og at denne informasjonen nå har nådd ut til folk flest. På 1970-tallet pågikk det omfattende utbygging av kjernekraft i flere land, men samtidig vokste skepsisen, trolig forsterket av et uklart skille i den offentlige debatten mellom kjernekraft og atomvåpen. Assosiasjonen med militærteknologi og ødeleggelsene i Hiroshima og Nagasaki var sterk hos motstanderne av kjernekraft på den tiden, sammen med konstant redsel for atomkrig med Russland. Dette har nok hatt negative effekter for kommersiell kjernekraft. På den tiden hadde det heller ikke vært store sivile kjernekraftulykker som kunne ha gitt et realistisk bilde av hvilke risikoer som faktisk var til stede, men det skulle raskt endre seg.

Ulykkene i Tsjernobyl (1986) og Fukushima (2011) har vært av gode hendelsene ble det satt i gang omfattende datainnsamling, studier og sikkerhetstiltak for å forstå de langsiktige konsekvensene og forhindre lignende ulykker i fremtiden.

Lærdom fra Tsjernobyl ulykken

Tsjernobyl-ulykken var en av de verste katastrofene i kjerneindustriens historie. Ulykken skyldtes en kombinasjon av alvorlige designsvakheter i reaktoren (RBMK-1000) og operatører med svært lav effekt, noe som gjorde den ustabil. Da operatørene forsøkte å øke effekten, førte dette til en rask økning i reaktivitet. Standard sikkerhet i alle reaktorer er å ha kontrollstenger som kan justeres slik at reaktiviteten kan styres, men i RBMK-reaktoren kunne de tas helt ut. Så da disse ble satt inn for å redusere reaktiviteten var det allerede for sent og brenselet ble overopphetet. Dette utløste en kraftig dampeksplasjon som ødela reaktorbygningen og spredte store mengder radioaktivt materiale utover Tsjernobyl. Eksplosjonen førte også til en brann som spredte store mengder radioaktive partikler over store områder, inkludert Norge. På den tiden fantes det lite kunnskap om hvordan slike utslipp ville påvirke mennesker og miljø på lang sikt. Som en naturlig reaksjon ble kjernekraft av mange stemplet som en uakseptabel risiko.

Etter ulykken startet en av de mest omfattende studiene av radioaktive utslipp, med langtidsstudier av både mennesker og miljø. Radioaktivitet i norske reinsdyr har blitt målt for å overvåke hvordan radioaktive isotoper brytes ned i naturen. Med tiden har vi sett at utfallet fra den største ulykken i kjernekraftindustriens historie ikke kan sammenlignes med andre katastrofer innen andre industrier, f.eks. Alexander Ki Etter Tsjernobyl-ulykken i 1986 døde to personer umiddelbart i eksplosjonen, og ytterligere 28 døde i løpet av de påfølgende ukene som følge av akutt strålesyke. I årene etter rapporterte FN at ytterligere 19 personer blant de som ble eksponert for høye strålingsdoser hadde dødd innen 2006, men flertallet av disse dødsfallene kunne ikke direkte knyttes til stråling, kun fem av dem skyldtes kreft. Den mest dokumenterte helseeffekten etter ulykken var økningen i tilfeller av tyreoidkreft blant barn og unge som hadde blitt eksponert for radioaktivt jod via forurenset melk og

grønnsaker kort tid etter hendelsen. Mellom 1991 og 2015 ble det registrert over 19 000 tilfeller av tyreoidakreft blant barn og unge i Ukraina, Hviterussland og Russland, hvorav rundt 4808 tilfeller kan tilskrives stråling fra ulykken. Dødeligheten for denne typen kreft er heldigvis lav, og anslag viser at mellom 96 og 385 dødsfall kan være forventet over tid. *For øvrig befolkningen* har flere studier, inkludert de fra FN-organet UNSCEAR, konkludert med at strålingseksponeringen var lav, og det er ikke funnet bevis for økt kreftforekomst i de bredere befolkningsgruppene i Ukraina eller Europa som følge av Tsjernobyl. Dette er langt lavere enn de verste anslagene på 1980-tallet. Det er også viktig å understreke at RMBK-reaktoren var den eneste reaktortypen som ble bygget slik. Sikkerheten til vestlige reaktorer var på et helt annet nivå, til og med på den tiden. Likevel satte ulykken i gang en rekke internasjonale tiltak som for eksempel mer trening av operatører, og fokus på forlenging av den passive sikkerheten.

Lærd om fra Fukushima ulykken

Fukushima-ulykken i 2011 var annerledes enn Tjernobyl på mange måter. Her var det ikke en teknisk feil eller en menneskelig feil som var hovedårsaken, men en tsunami utløst av jordskjelv som oversvømte reaktorens kjølesystem. Selv om ulykken resulterte i radioaktive utslipp, har studier vist at strålingsnivåene var langt lavere enn ved Tsjernobyl. Så langt har ingen dødd som direkte årsak av stråling men én person har fått kompensasjon etter ulykken. Japanske forskere, blant dem Shunichi Yamashita, har grundig studert de psykologiske og sosiale konsekvensene av radioaktivitet og evakuering, både etter Tsjernobyl- og Fukushima-ulykkene. En av de viktigste innsiktene fra Fukushima var at selve evakueringen i de aller fleste tilfeller medførte større helsebelastning enn strålingen i seg selv. Mange eldre og syke mennesker mistet livet som følge av den stressende og kaotiske evakueringsprosessen, som i ettertid har blitt kritisert for å ha vært unødvendig omfattende. Yamashita peker på et konkret eksempel: Når stråledoser måles, brukes ofte millisievert, og for doser opptil 100 millisievert årlig finnes det ingen dokumentert økning i kreftisiko. Likevel, for å være på den sikre siden er 50 millisievert grensen for årlig dose for personell ved kjernekraftverk i mange land. Japanske myndigheter valgte å sette en langt lavere evakueringsgrense, på 20 millisievert for å være ekstra føre var. Da lokalbefolkningen fikk høre at strålingsnivåene enkelte steder oversteg denne grensen, skapte det unødvendig frykt og stress. Dette illustrerer hvor viktig det er at land med kjernekraft har god og tydelig informasjon om strålevern, doser og beredskap slik at misforståelser og unødvendig frykt kan unngås.



Faktum

Yamashita understreker at mange av studieobjektene hans fra både Tsjernobyl og Fukushima har slitt mer med traumer, angst og frykt enn med fysiske helseeffekter fra strålingen. Denne psykososiale belastningen har i mange tilfeller ført til følgende tilstander som alkoholisme og andre sosiale problemer, i langt større grad enn i befolkningen ellers etterpaklokkapens lys var det kanskje en feil avgjørelse, men i en krisesituasjon ble det håndtert slik.

Konsekvenser for kjernekraftindustrien

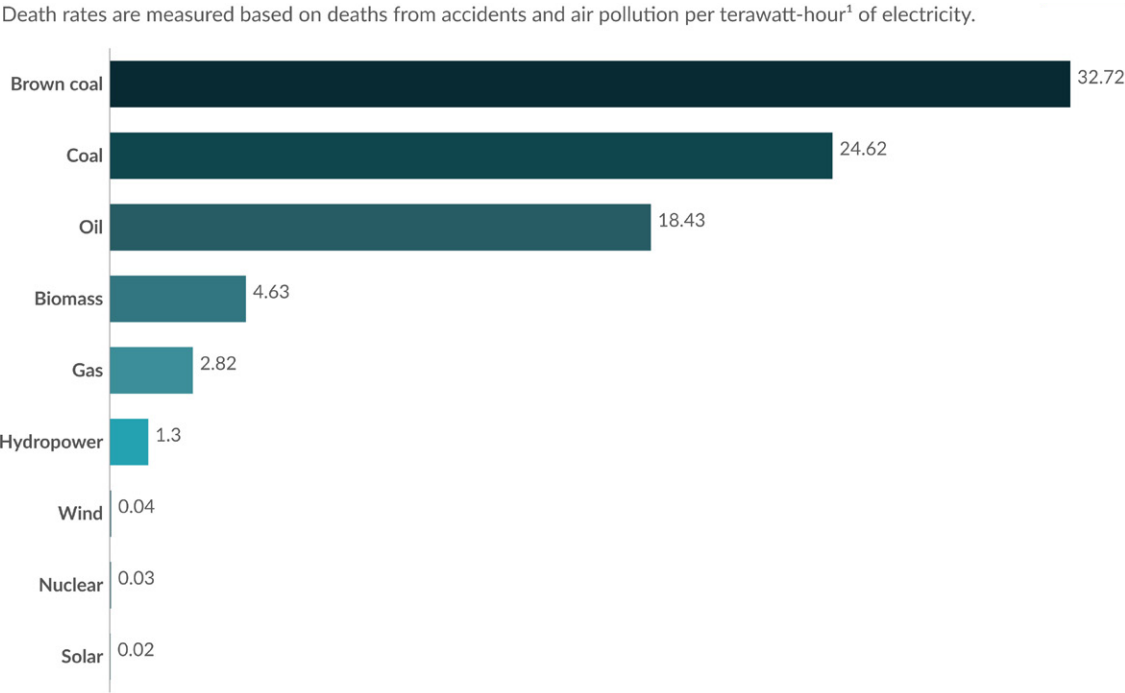
Ulykkene i Tsjernobyl og Fukushima har ført til store endringer i hvordan kjernekraft bygges og reguleres. Reaktortypen som ble brukt i Tsjernobyl har aldri blitt bygget igjen, og dagens kjernekraftverk er designet med lengre passive sikkerhetssystemer slik at de automatisk kan håndtere nødsituasjoner uten menneskelig inngripen på opptil 72 timer. Trening av personell, forskning på hvordan mennesker reagerer i ulykkesscenarioer og mulig automatisering av prosesser har vært et stort fokus, og har blant annet vært en del av forskningen utført ved Haldenreaktoren. Samtidig har disse sikkerhetsforbedringene bidratt til at kjernekraftutbygging har blitt dyrere og tidkrevende. Streng

regulatoriske krav og omfattende testing av nye anlegg er som vi skal se senere i rapporten, en av driverne som har ført til at byggetiden for vestlige kjernekraftverk har oversteget tid og kostnader i noen tilfeller, noe som igjen påvirker kostnadene.

Et mer nyansert syn på kjernekraft

Historiske hendelser har formet vår oppfatning av kjernekraft, og i dag har vi tilgang til langt mer data og forskning enn tidligere. Studier viser at kjernekraft er en av de energikildene med lavest dødelighet per produserte TWh, lavere enn både kull, olje og gass, og sammenlignbar med fornybare energikilder. Samtidig er det viktig å erkjenne at risikoen for alvorlige ulykker aldri kan elimineres fullstendig. Det finnes ingen teknologi som innebærer null risiko. Likevel har lærdommene fra Tsjernobyl og Fukushima gjort kjernekraftindustrien langt tryggere enn den var for 40 år siden og dermed også en av de tryggeste energiformene vi har. EUs vitenskapelige panel karakteriserer moderne kjernekraft som den sikreste energiformen menneskeheten har skapt.

[Figur 5] Dødsfall per terawatttime produsert



Data source: Markandya & Wilkinson (2007); Sovacool et al. (2016); UNSCEAR (2008; & 2018) OurWorldinData.org/energy | CC BY

¹Watt-hour: A watt-hour is the energy delivered by one watt of power for one hour. Since one watt is equivalent to one joule per second, a watt-hour is equivalent to 3600 joules or one kilowatt-hour (kWh). Multiples of the unit, usually - kilowatt-hours (kWh), or a thousand watt-hours. - Megawatt-hours (MWh), or a million watt-hours. - Gigawatt-hours (GWh), or a billion watt-hours. - Terawatt-hours (TWh), or a trillion watt-hours.

Kilde: Our World in Data

Fra fortidens utfordringer til fremtidens ener

Kunnskapen om utfordringene og ulykkene i kjernekraftindustrien danner grunnlaget for denne rapporten og har sannsynligvis også bidratt til å endre folkeopinionen rundt kjernekraft i Norge. Det er ikke lenger grunnlag for å vurdere kjernekraft utelukkende basert på utfordringene fra fortidens utfordringer. Teknologien har utviklet seg betydelig, og sikkerhetskravene er blitt skjerpet, og kjernekraftverk i dag er vesentlig annerledes enn de som ble bygget på 1960- og 70-tallet.

Samtidig har kjernekraftindustrien møtt nye utfordringer. Etter en periode med ulykker, høy risikooppfatning og dalende investeringer, stoppet kjernekraftutbyggingen i store deler av verden. De siste 20 årene har Europa kun ferdigstilt to kjernekraftverk, Olkiluoto 3 (OL3) i Finland og Flamanville 3 (FV3) i Frankrike eller spesialiserte utvalgte nisjer? t preget av store forsinkelser og kostnadsoverskridelser. Kritikere hevder derfor at kjernekraft er blitt for dyrt og at læringseffekten er for svak til at kostnadene kan reduseres i fremtiden.

Samtidig har andre energikilder utviklet seg raskt. Sol- og landbasert vindkraft har blitt langt billigere enn tidligere, og kan bygges ut relativt raskt sammenlignet med kjernekraft. Likevel er det ikke gitt at disse væravhengige løsningene alene kan sikre en stabil og forutsigbar energiforsyning i et avkarbonisert samfunn, særlig i et land med varierende værforhold som Norge. I den svenske rapporten *“Swedish Power Systems Robust for 300 TWh”* konkluderer de med at en tredjedel av energiforsyningen består av grunnlast gir et optimalt energisystem. Samtidig har utbygging av både vindkraft og kraftnett møtt sterk motstand i flere lokalsamfunn.

Så, hva skal vi gjøre? Dette er et spørsmål mange nå stiller seg. Er kjernekraft for dyrt, og tar det for lang tid å bygge? Er risikoen for høy til at noen vil finansiere et slikt prosjekt? Eller bør vi heller satse på vindkraft, til tross for økende motstand i befolkningen?

For å svare på disse spørsmålene må vi se tilbake på forskningen og hva som er konsensus blant eksperter og i industrien de siste årene. Den akademiske litteraturen om kostnader, byggetid og læringseffekter for kjernekraft er omfattende. I neste kapittel gjennomgås hva en nasjon som ønsker å satse på kjernekraft realistisk kan forvente, og hvilke lærdommer vi kan ta med oss videre.

Hovedspørsmål i rapporten:

Etter tiår med debatt, nedlagte forskningsreaktorer og ulykker som preget opinionen, er kjernekraft igjen på agendaen i Norge, men er nå og vurderes nå som en aktuell energikilde. Utslippsmålene er skjerpet, energijetterspørselen øker, og folkeopinionen har snudd. Ulykkene i Tsjernobyl, Three Mile Island (TMI) og Fukushima har ført til omfattende læring i industrien. Tsjernobyl var et resultat av en særegent designet reaktortype (RBMK), som aldri ble brukt i Vesten. Likevel førte ulykken til skjerpede sikkerhetskrav verden over. Etter TMI har reaktorer fått lengre passiv sikkerhetstid, og etter Fukushima har nye anlegg blitt designet som kan motstå naturkatastrofer. Samtidig har forskning og langsiktig overvåking vist at konsekvensene fra disse ulykkene har vært langt lavere enn fryktet, og lavere enn for mange andre energikilder. I stedet for å gjenopplive fortidens debatt, stiller denne rapporten nye spørsmål: Hva skal til for at kjernekraft faktisk kan bli en realistisk og ansvarlig del av Norges fremtidige energisystem?

To hovedspørsmål danner kjernen i rapporten:

1. Hvis Norge velger å satse på kjernekraft: hvordan kan dette gjøres uten store kostnadsoverskridelser og forsinkelser, og hvilke fallgruver må unngås?

Erfaringene fra Europa og Nord-Amerika viser at kjernekraftprosjekter ofte rammes av lange byggetider, uoversiktlige kontraktsforhold, lange byråkratiske prosesser og store budsjettsprekker. For at Norge skal lykkes, må vi forstå hva som gikk galt i prosjekter som Olkiluoto 3, Flamanville 3 og Vogtle 3 & 4 og hvilke fallgruver vi må unngå, samt hvilke strategier som faktisk har fungert. Kan Norge dra nytte av erfaringene fra olje- og gassindustrien, hvor store prosjekter har blitt gjennomført i krevende omgivelser med komplekse kontraktsstrukturer og samspill mellom mange aktører?

2. Kan Norge spille en internasjonal rolle i kjernekraftindustrien, selv uten egne kjernekraftverk?

Norge har opparbeidet seg betydelig kompetanse innen avfallshåndtering, brenseltesting og sikker drift, gjennom flere tiår med reaktorforskning. Men vi har også sterke industrielle miljøer utenfor kjernekraftfeltet: skipsverft med

avansert produksjonskapasitet, leverandørkjeder innen olje og gass, og erfaring med å lede megaprojekter i krevende internasjonale markeder. Kan denne kompetansen posisjoneres inn i den voksende kjernekraftindustrien, som leverandør, samarbeidspartner eller spesialisert på utvalgte nisjer? Disse spørsmålene utgjør rapportens utgangspunkt, og vi forsøker å gi et realistisk bilde av Norges muligheter og utfordringer i møte med kjernekraftens eventuelle comeback.

Spiegel International. 2011. *People are suffering from Radiophobia*.
<https://www.spiegel.de/international/world/studying-the-fukushima-aftermath-people-are-suffering-from-radiophobia>

Britannica. 2023. *Deaths in Fukushima accident*.
<https://www.britannica.com/question/Did-anyone-die-as-a-result-of-the-fukushima-accident>

Hofstad, Knut. 2023. *Passiv sikkerhet – reaktorteknologi*. Store norske leksikon.
https://snl.no/passiv_sikkerhet_-_reaktorteknologi

Our World in Data. 2023. *Death rates per unit of electricity production*.
<https://ourworldindata.org/grapher/death-rates-from-energy-production-per-twh>

Cooper, Mark. 2014. *Small modular reactors*.
<https://www.nirs.org/wp-content/uploads/reactorwatch/newreactors/cooper-smrsaretheproblem>

Reuters. Chestney, Nina. 2024. *Record renewables growth fuels cost competitiveness*.
<https://www.reuters.com/business/energy/record-renewables-growth-fuels-cost-competitiveness>

Svenskt Näringsliv. 2024. *Swedish power systems robust for 300 TWh*.
<https://www.svensktnaringsliv.se/english/swedish-power-systems-robust-for-300-twh>

Kapittel II.

Hoveddel

1. Økonomien bak kjernekraftverk

Et kjernekraftverk er ikke bare et byggeprosjekt, det er en omfattende livssyklus som spenner fra konstruksjon via drift og vedlikehold, til dekommisjonering og avfallshåndtering. Hver av disse fasene er i praksis egne prosjekter med sine ulike kostnadsbilder og økonomiske vurderinger.

I dette kapitlet vil vi ha hovedfokus på økonomien i konstruksjonsfasen, den første og mest kapitalkrevende fasen, og den som i stor grad legger premissene for økonomien videre. Hvis Norge vurderer å bygge kjernekraft, er det avgjørende å ha innsikt i hvordan livssyklusen påvirker totaløkonomi og samlet risiko. Målet med kapitlet er å gi en grunnleggende forståelse av de viktigste økonomiske begrepene og sammenhengene, slik at leseren lettere kan tolke og vurdere tall og analyser som ofte presenteres i offentlig debatt og mediedekning.

1 - 1 . V i k t i g e b e g r e p e r

For å forstå økonomien bak et kjernekraftverk må man ha innsikt i flere sentrale begreper og kostnadskomponenter, som vist i figur 6. To av de mest brukte definisjonene i økonomisk analyse av kraftverk er Levelized Cost of Electricity (LCOE) og totale kapitalkostnader .

- LCOE er et mål på den gjennomsnittlige kostnaden per kilowattime strøm produsert over hele levetiden til kraftverket. Det inkluderer investeringskostnad, renter, drift, vedlikehold, brensel og dekommisjonering. LCOE brukes ofte for å vurdere prosjektets bedriftsøkonomi, og sier noe om hva en eier eller investor kan forvente av inntektsbehov per produsert enhet strøm for å dekke alle kostnader og oppnå forventet avkastning. Det er altså ikke nødvendigvis egnet til å sammenligne ulike energiteknologier, spesielt ikke når de har ulike roller i kraftsystemet eller ulik produksjonsprofil.
- Totale kapitalkostnader viser til summen av byggekostnader (OCC), renter og finansieringskostnader (RF), og avkastning på kapital. Dette utgjør den delen av LCOE som dekker både bygging og forventede renter og avkastning på investert kapital, slik som vises i figur 6. RF og avkastning på kapital uttrykkes ofte gjennom det som kalles Weighted Average Cost of Capital (WACC) .

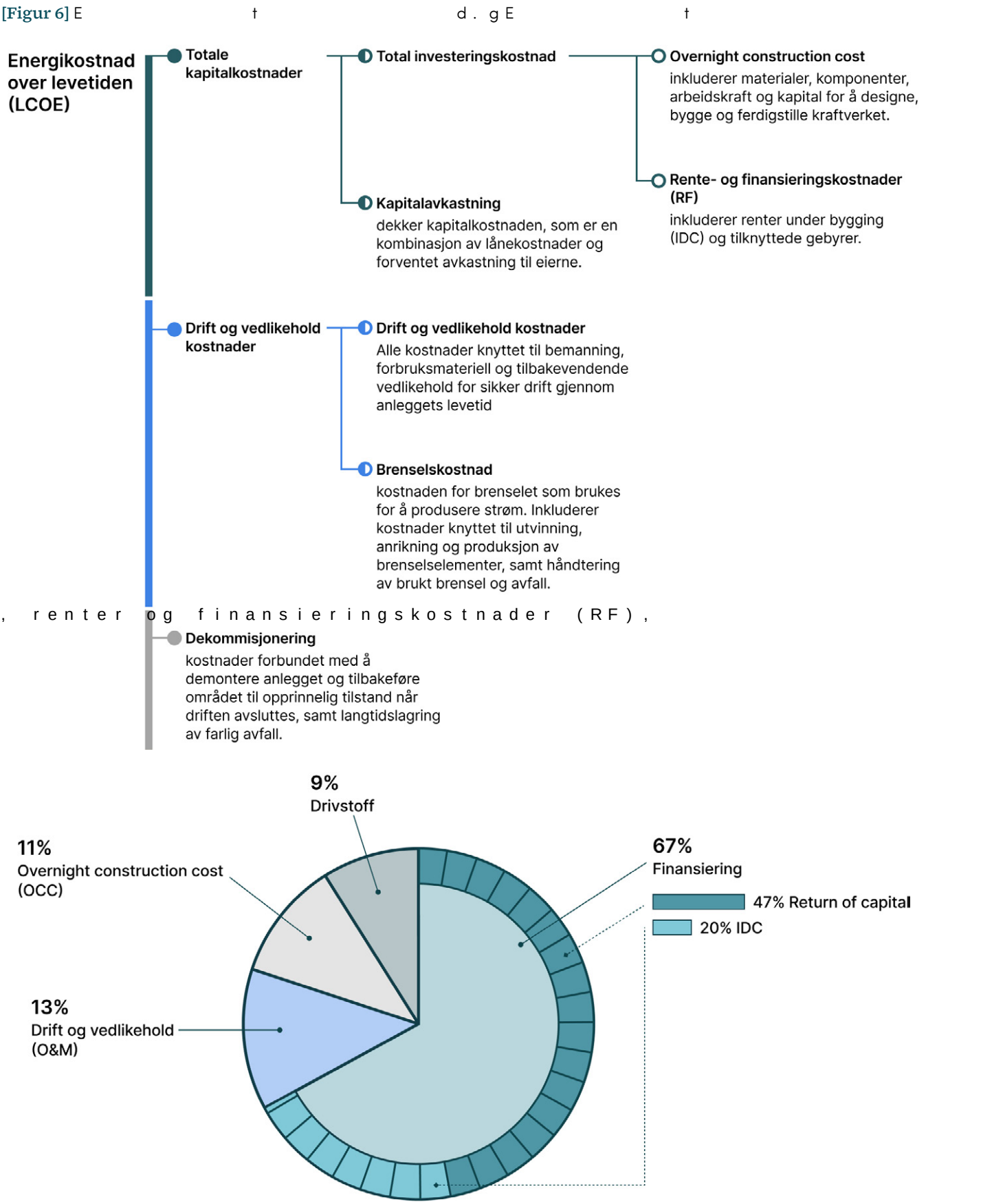
WACC er en vektet gjennomsnittrente som reflekterer kostnaden ved å hente inn kapital, både fra egenkapital (investorer) og gjeld (lån) .

WACC uttrykker hva det i gjennomsnitt koster et prosjekt å skaffe kapital, basert på andelen gjeld og egenkapital i finansieringen, den fungerer med andre ord som et bindeledd mellom finansieringsstruktur og prosjektets samlede kapitalkostnader over tid, og inngår både i totale kapitalkostnader og i beregningen av LCOE. Det er viktig å merke seg at WACC ikke bestemmes av prosjektets ledelse, men av det ytre markedet. Det er markedets krav til avkastning på kapital, både fra banker og investorer, som dikterer hva WACC blir i praksis.

Total investeringskostnad viser hva det koster å bygge et kjernekraftverk frem til det er klart for drift. Den inkluderer både selve OCC og RF som påløper underveis i byggeperioden.

LCOE inkluderer alle disse komponentene fordi det er ment å gi et helhetlig bilde av den totale livsløpskostnaden per produsert energienhet. I media refereres det derimot ofte til totalkostnaden for et kjernekraftverk, og da siktes det ofte til totale kapitalkostnader.

 **Faktum** Olkiluoto 3 (OL3) hadde en samlet kapitalkostnad på både byggekostnader og finansieringskostnader påløpt



Det er verdt å merke seg i figur 6 at hele 67 % av kostnaden ved et kjernekraftverk kan knyttes til finansiering, og 78 % til totale kapitalkostnader, se figur 7. Dette skyldes at kjernekraft har svært høye investeringskostnader, men lave løpende driftskostnader når anlegget først er bygget. For å sikre lønnsomhet må derfor kapitalkostnadene fordeles over så mange produserte kilowattimer som mulig. Dette er en av hovedgrunnene til at kjernekraftverk historisk har blitt drevet som grunnlast: høy og stabil produksjon over tid gir lavere kostnad per produsert enhet, og gjør det mulig å forsvare de store investeringene. Et kjernekraftverk som står stille eller kjøres lite, vil ha problemer med å dekke sine faste kapitalkostnader, med mindre disse blir mye lavere enn de har vært historisk.

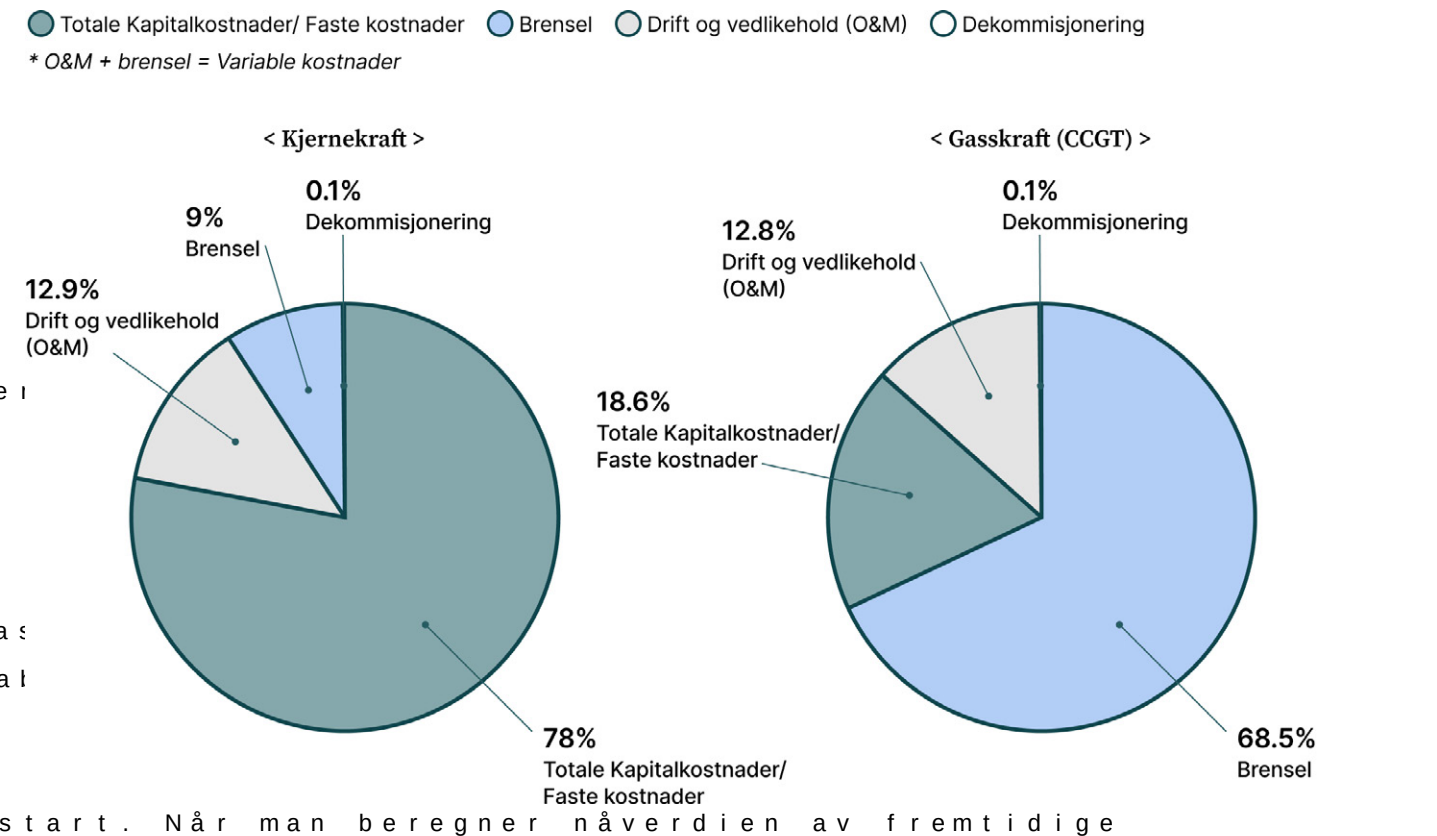
Til sammenligning har et gasskraftverk en lavere andel totale kapitalkostnader, men betydelig høyere drifts- og brenselkostnader. I rapporten “Unlocking Reductions in the Construction Cost of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders” fra OECD-NEA illustreres dette likt som i figur 7. Her er brenselkostnaden for et gasskraftverk, mens kapitalkostnader dominerer for kjernekraft. Denne kostnadsprofilen forklarer hvorfor kjernekraft egner seg som grunnlast, mens gasskraft egner seg bedre som fleksibel produksjon i systemer med varierende etterspørsel.

En annen måte å se på økonomien er å dele inn kostnadene i faste og variable komponenter, som vist i figur 7. Byggekostnader, renter og finansieringskostnader er en del av de faste kostnader (Fixed Expenditures), og drift, vedlikehold, brensel er en del av de variable kostnader (Variable Expenditures).

I figur 7 utgjør dekommisjonering kun 0,1 % av de totale kostnadene. Dette skyldes ikke at selve prosessen er billig, men at den skjer langt inn i fremtiden – typisk 60–80 år etter oppstart. Når man beregner nåverdien av fremtidige kostnader, reduseres verdien kraftig fordi de diskonteres med WACC. Dermed fremstår dekommisjoneringskostnaden som økonomisk ubetydelig i LCOE-beregningen, selv om den reelle kostnaden kan være betydelig. Dette illustrerer en svakhet ved LCOE: den fanger ikke nødvendigvis opp hele livssyklusens realkostnader.

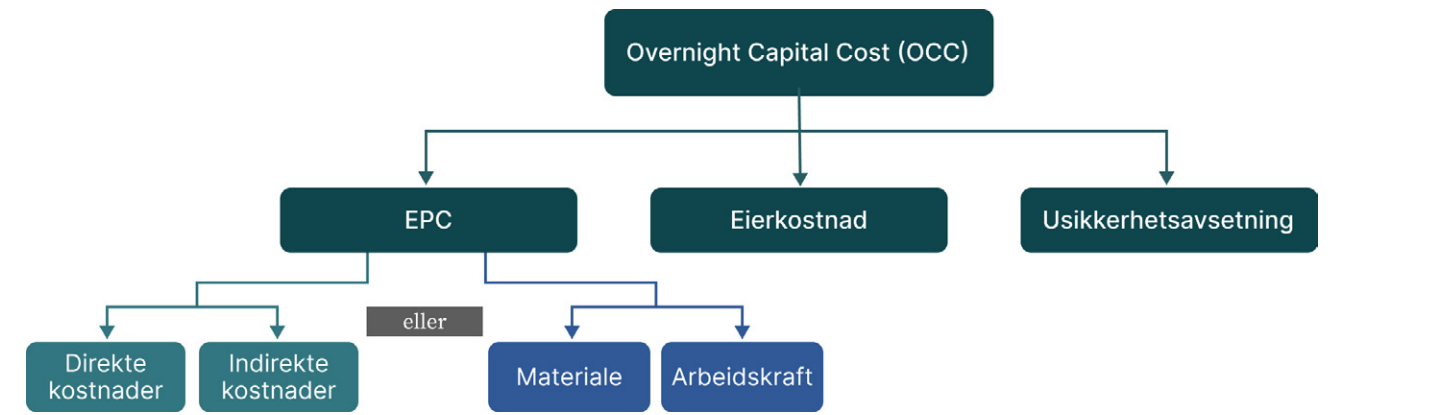
I mange land er kjernekraftindustrien pålagt å sette av midler til dekommisjonering gjennom kraftverkets levetid. Dette skjer gjerne gjennom et fond eller en avgift per produsert kilowattime, og sikrer at kostnadene kan dekkes når anlegget skal tas ut av drift, uten at byrden faller ensidig på staten eller fremtidige generasjoner.

[Figur 7] Kostnadsprofil for kjernekraft og gasskraft (CCGT)



Byggekostnader

[Figur 8] Overnight Construction Cost (OCC)



OCC representerer selve byggekostnaden for et kjernekraftverk, altså det det ville ha kostet å bygge anlegget “overnatten”, uten å ta hensyn til rentekostnader, inflasjon, finansieringskostnader osv. ECC inkluderer kun de faktiske utgiftene knyttet til fysisk etablering av kraftverket: arbeid, materialer, ingeniørtjenester og prosjektledelse, slik som vist i figur 8. Den utgjør dermed kun en del av den totale investeringskostnaden, som også inkluderer rente- og finansieringskostnader.

Forklaring av begrepene i figur 8 og hvordan de henger sammen:

- EPC står for Engineering, Procurement and Construction og utgjør den største delen av byggekostnaden.

følgende vis:

- ◊ **Direkte kostnader:** materialer, utstyr og arbeidskraft.
- ◊ **Indirekte kostnader:** ingeniørtjenester, prosjektstyring og kvalitetssikring.

Eller:

- ◊ **Materialer:** material og utstyr
- ◊ **Arbeidskraft:** arbeidskraft, ingeniørtjenester og prosjektledelse

- Eierkostnader (owner costs) utgjør ofte 20-25 % av OCC. Dette kan inkludere infrastruktur, administrasjon, tillatelser, skatt, forsikringer og juridiske tjenester.
 - Usikkerhetsavsetning (contingency) er vanligvis 10–15 % av OCC. Denne posten etableres som buffer mot uforutsette kostnadsøkninger.
 - Per den maksimale installerte effekten (i kW), slik at OCC angis som kostnad per kW installert kapasitet.
- OCC brukes ofte i forskningslitteraturen for å sammenligne kjernekraftprosjekter på tvers av land, prosjekter og teknologier, blant annet i. Grunnen til dette er at OCC er uavhengig av RF. Dermed gir det et renere bilde av selve byggeeffektiviteten og fysiske kostnader.

Når målet er å analysere forbedringer i byggeprosessen, som bedre prosjektledelse, lavere materialkostnader eller høyere arbeidsproduktivitet, er OCC et nyttig verktøy for å isolere disse faktorene. OCC kan også brytes ned i ulike komponenter, avhengig av hvilke kostnadsdrivere man ønsker å studere. I figur 9 illustrer vi hvordan OCC fordeles på de ulike postene. I nyere prosjekter har man sett en markant økning i indirekte kostnader, særlig knyttet til ingeniørtjenester, dokumentasjon og kvalitetssikring.

Figur 8 og 9 illustrerer hvordan OCC kan struktureres, det er viktig å forstå disse komponentene for å identifisere hvilke deler av byggeprosessen som har størst forbedringspotensial.

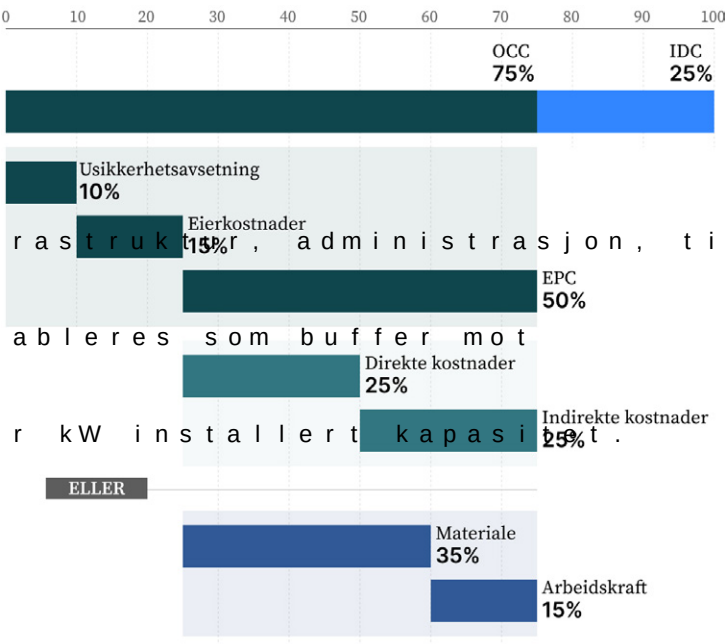
Byggetidens innvirkning på renter og finansieringskostnader

I realiteten tar det flere år å bygge et kjernekraftverk, og dette krever langsiktig tilgang til kapital. Økonomien i et kjernekraftprosjekt er derfor sterkt avhengig av finansieringsstruktur og eierskapsmodell. Dersom man finansierer prosjektet med lån, vil det påløpe rente, og dersom det er investorer involvert, vil de kreve avkastning på kapital investert. For å beregne hvor mye kapitalen koster, benyttes WACC.

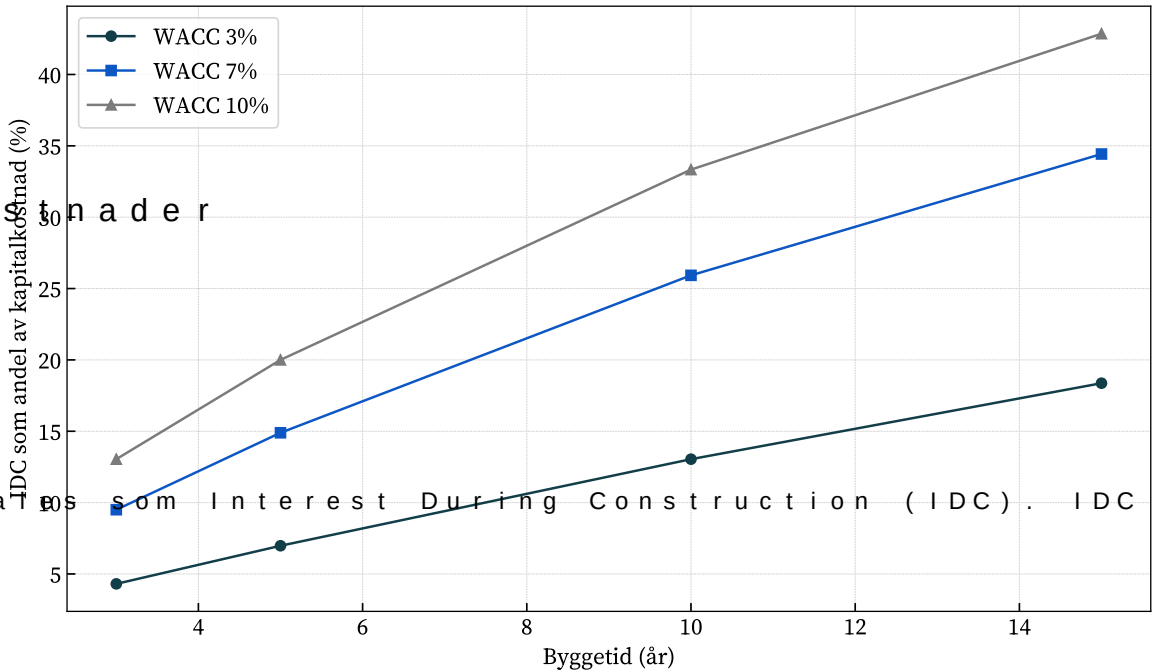
I byggeperioden påløper WACC årlig for den investerte kapitalen, og disse kostnadene betales ikke løpende, men akkumuleres og forfaller ved idriftsettelse. Denne rentekostnaden omtales som Interest During Construction (IDC). IDC utgjør en vesentlig del av de totale kapitalkostnadene i prosjekter med lang byggetid. Jo lenger byggeperiode og jo høyere rente, desto større blir IDC.

Byggetiden har derfor stor betydning for totalkostnaden ved kjernekraft. I figur 10 ser vi ulike WACC og hvordan den akkumuleres over tid, her ser man at i prosjekter som tar 10-15 år kan IDC utgjøre hele 20-30 % av den totale investeringskostnaden. Å redusere byggetid er dermed en nøkkelfaktor for å redusere kapitalkostnader og forbedre lønnsomheten i kjernekraftprosjekter.

[Figur 9] Fordeling av byggekostnader



[Figur 10] IDC som andel av totale kapitalkostnader avhengig av byggetid



1 - 2 . E i e r s k a p o g f i n a n s i e r i n g

E i e r s k a p s m o d e l l e r

Eierskapsmodellen for et kjernekraftverk har stor betydning for økonomien i prosjektet. Den påvirker hvilke rentebetingelser og avkastningskrav man kan forhandle seg frem til, særlig i byggefasen. Dersom staten er eier, helt eller delvis, vil den typisk ha høyere kredittverdighet enn private selskaper, noe som kan føre til lavere lånerente.

Eierskapsmodellen henger derfor tett sammen med hvilken risiko investorene oppfatter, og dermed hvilke krav til WACC som legges til grunn.

Ulike land har valgt forskjellige eierskapsmodeller, basert på politikk, økonomi og historiske forhold:

- **Statlig eierskap (helt eller delvis):** Staten finansierer prosjektet direkte eller gjennom statlige lån. Dette er vanlig i Kina, Russland, og delvis i Frankrike og USA.
- **Privat eierskap (helt eller delvis):** Et privat selskap investerer og bærer risikoen, enten alene eller med statlig støtte. Vogtle 3 & 4 i USA er et eksempel hvor et privat selskap fikk statsgaranterte lån. Storbritannia har privat eierskap, men bruker en offentlig støttet finansieringsmodell for å sikre investoravkastning, det samme gjelder Sverige omtalt i senere kapittel.
- **Prosjektfinansiert modell:** Et eget prosjektselskap etableres, og finansieres med en kombinasjon av egenkapital og lån. Her står selve prosjektet ansvarlig ikke moderselskapet. Dette benyttes i blant annet Finland og Sør-Korea.
 - ◊ **Mankala-modellen:** Et spesielt eksempel brukt i Finland (OL3), der et konsortium av industrielle og kommunale aktører eier reaktoren. Disse mottar strøm tilsvarende sin eierandel til til kostpris, og modellen bygger på kostnadsdekning snarere enn fortjeneste.

Eierskapsmodellene påvirker altså både rentenivå, avkastningskrav, risikofordeling og mulighetene for offentlig støtte – og er derfor en avgjørende komponent i prosjektets overordnede økonomiske struktur.

F i n a n s i e r i n g

Kjernekraftverk finansieres som regel gjennom en kombinasjon av ulike kapitalkilder. Valg av finansieringsstruktur har direkte konsekvens for prosjektets risiko, WACC og lønnsomhet. Vanlige finansieringskilder inkluderer:

- **Egenkapital:** Midler fra eiere eller investorer. Dette gir større fleksibilitet, men men har typisk høyere avkastningskrav.
- **Gjeld:** Lån fra banker eller kapitalmarkeder. Lån med lav rente kan redusere WACC, men innebærer økt risiko dersom prosjektet blir forsinket.
- **Statsgarantier eller statlig støtte:** Dette kan bidra til lavere rente eller redusert risiko for investorer. Eksempler inkluderer:
 - ◊ **Direkte subsidier:** Staten dekker deler av investeringskostnaden, slik som støtten til flytende havvind i Norge (35 milliarder kroner).
 - ◊ **Langsiktige kraftkøpsavtaler** som å kjøpe strøm til fast pris over lang tid, og sikrer dermed stabile inntekter.
 - ◊ **Regulerte markedstrømmer** (NREG) reguleres av myndighetene og gir investorene forutsigbarhet.
 - ◊ **Contract for Difference** (CfD) er brukt i Storbritannia og Sverige. Staten garanterer investorene en fast avkastning innenfor en forhåndsdefinert margin. Dersom markedsprisen faller under nedre grense, kompenseres differansen. Hvis avkastningen overstiger øvre grense, går overskuddet til staten.

Finansieringsmodellen har stor betydning for prosjektets sårbarhet. Prosjekter med høy andel lån er mer følsomme for forsinkelser, ettersom rentekostnader (IDC) bygger seg opp over tid, og dermed kan bidra til risiko for prosjektet. Dette er spesielt utfordrende for prosjekter med høy andel lån, som kjernekraftprosjekter, til risikostyring og gjennomføringsevne i kjernekraftprosjekter.

E r s t a t l i g e g a r a n t i e r e l l e r s u b s i d i e r n ø d v e n d i g

Et sentralt spørsmål i norsk energidebatt er hvorvidt statlige garantier eller subsidier er en forutsetning for å realisere kjernekraftprosjekter. I lys av den pågående satsingen på flytende havvind har diskusjonen fått fornyet aktualitet.

Mange stiller spørsmål ved om staten tar for stor del av risikoen for prosjekter med usikker lønnsomhet, mens andre peker på behovet for forutsigbarhet i langsiktige investeringer.

Når staten først har gått inn med støtte eller garanti, kan det skape forventninger i markedet. Dersom det senere oppstår politisk usikkerhet eller et skifte i opinionen, er det svært krevende å trekke seg tilbake uten at det svekker tilliten i kapitalmarkedet. Investorer legger stor vekt på statens evne til å stå ved sine langsiktige løfter, særlig i kapitalintensive prosjekter som kjernekraft. Selv om slike avkastning tidlig i driftsfasen, er det avgjørende med politisk og økonomisk forutsigbarhet gjennom hele levetiden på 60–80 år, og deretter følger dekommisjonering. Investorer vurderer statens evne til å sikre stabile rammer over flere tiår.

Staten har også et ansvar for å sikre energi for både husholdninger og industri. En usikker energifremtid kan legge en demper på økonomisk vekst. Energi er en grunnleggende forutsetning for et velfungerende samfunn, og dette tilsier at staten må spille en aktiv rolle i utbyggingen av fremtidens energikilder. Statens rolle handler ikke om varig subsidiering, men å skape stabile rammevilkår og sikre en retning som gir markedet trygghet.

1 - 3 . O p p s u m m e r i n g

De variable kostnadene er ikke en vesentlig kostnadsdriver når det kommer til kjernekraft, men heller de faste kostnadene, noe som understreker hvor viktig det er å redusere byggetiden. Renteutgiftene akkumuleres over tid, som vist i figur 10, og hvert år ekstra i bygging betyr mye i ekstra rentekostnader. Effektiv prosjektstyring, forutsigbar regulering og kompetent leverandørkjede er dermed avgjørende ikke bare for teknisk gjennomføring, men også for å holde kostnadene nede.

Når man analyserer kostnadsdriverene i kjernekraftprosjekter, ser man at RF er en viktig faktor for å kunne forstå hvor effektivt prosjektet ble gjennomført. Samtidig er det viktig å huske at RF er reelle kostnader, og at den totale kostnaden for prosjektet ikke bare bestemmes av hvor dyrt det er å bygge, men også av hvor lenge det tar å bygge, og hvilke rentebetingelsene i byggeperioden. Dette understreker hvor tett koblingen er mellom teknisk prosjektgjennomføring og finansielle vilkår, og hvorfor både god planlegging og effektiv prosjektgjennomføring er avgjørende for å gjøre kjernekraft til en konkurransedyktig energikilde. Kostnadsstrukturen for kjernekraft skiller seg fra andre teknologier ved at de faste kapitalkostnadene dominerer, mens de variable kostnadene, som drift og brensel, er relativt lave. Det betyr at økonomien i kjernekraftverk er svært sensitiv for byggetid, WACC og renteutvikling. Byggetid er en avgjørende faktor. RF, og da særlig IDC, øker betydelig for hvert ekstra byggeår et byggeprosjekt pågår. Et kraftverk som tar 10–15 år å bygge, kan få IDC som utgjør en stor del av totalprosjektet. God prosjektgjennomføring, god planlegging og forutsigbare reguleringer helt sentralt for lønnsomhet.

Eierskapsmodellen har direkte betydning for kapitalkostnadene. Ulike modeller, som prosjektfinansiering (eks.

Mankala - modellen i Finland) og støtteordninger som CfD, kan bidra ved å redusere risiko for investorer. Statens rolle er også avgjørende, et kjernekraftverk krever langsiktige og stabile rammevilkår, og statens tilstedeværelse gjennom eierskap, garantier eller finansieringsmodeller, er som regel en forutsetning for å utløse privat kapital.

Til nå har vi sett på de viktigste økonomiske driverne for kjernekraft og hvordan kostnader oppstår og fordeles i et slikt prosjekt. Men for å kunne sammenligne ulike energiteknologier, og vurdere hvilke som er mest hensiktsmessige for et samfunn, holder det ikke å kun vurdere LCOE.

LCOE sier noe om bedriftsøkonomien bak et kraftverk, men fanger verken opp forbrukerkostnader, samfunnsnytte, eller hvem som bærer risiko ved utbygging. I det neste kapitlet utforsker vi hvorfor en bredere vurderingsramme er nødvendig, og ser nærmere på hvordan ulike aktører: politikere, investorer, forbrukere og fagmiljøer, forholder seg til ulike hensyn og risiko.

Vi innfører også verktøy som interessentanalyse og vurderingsmatriser, som kan gjøre energidebatten mer nyansert og gi beslutningstakere et bedre grunnlag for å vurdere teknologivalg.

2. Vurdering av energikilder: Mer enn pris per kWh

2 - 1 . P r i s , n a t u r o g s i k k e r h e t i s a m m e

Billig strøm har lenge vært en selvsagt del av den norske samfunnskontrakten. Etter den omfattende vannkraftutbyggingen på 1960- og 70-tallet slapp de fleste å bekymre seg for strømrregningen. De siste årene har bildet blitt langt mer sammensatt: vindturbiner preger horisonten, eksportkabler knytter oss tettere til et urolig europeisk marked, og klimadrevne værsvingninger gjør vannkraften mer uforutsigbar.

Samtidig har Russlands invasjon av Ukraina minnet Europa om hvor sårbar energiforsyningen kan være. I 2021 stammet rundt 35 % av EUs gass fra Russland; nå er importvolumet redusert med om lag 80 %. Norge har fylt mye av tomrommet og leverer i dag nær en tredel av unionens gassbehov. Norsk gass er blitt en hjørnestein i EUs energisikkerhet, og en ekstra forpliktelse for oss.

Samtidig øker el-etterspørselen her hjemme idet vi skal elektrifisere alt fra ferger til smelteverk. Det betyr at vi må bygge ny kapasitet samtidig som vi holder eksportløftene våre. Landbasert vind er raskt og kostnadseffektivt, men møter sterk lokal motstand på grunn av naturinngrep og begrenset lokal verdiskaping. Flytende havvind lover mindre visuell konflikt, men prislappen er foreløpig høy; staten har nylig garantert om lag 35 mrd. kr til et støtteprogram for å bistå med kommersialisering og etablere et hjemmemarked for denne teknologien.

Dette illustrerer hvor sammensatt situasjonen er: mange hensyn må tas, og flere aktører må balansere kostnader, innflytelse og risiko. I resten av kapitlet analyserer vi hvordan disse dimensjonene fordeler seg mellom politikere, investorer, forbrukere og fagmiljøer, et grep som kan dempe polariseringen i den norske energidebatten.

2 - 2 . H i s t o r i s k e e r f a r i n g e r : f r a v a n n k r a f t t i l v i n d e b a t t

Historisk sett har Norges energiforsyning vært dominert av vannkraft. Utbyggingen skjøt fart allerede på

begynnelsen av 1900-tallet og toppet seg på 1960- og 70-tallet. Oppdraget var tydelig: å skaffe hele landet rimelig og stabil elektrisitet. Konfliktene kom likevel, og i 1946 marsjerte 30 000 mennesker mot planer om høyspentlinjer gjennom Oslomarka. Naturvernbevegelsen som vokste frem på 1960-tallet, var en av grunnene til etableringen av Miljødirektoratet i 1972. Selv «grønne» kraftverk kan møte hard motstand når naturen berøres.

Parallelt ble interessen for nye oljefelt på norsk sokkel stadig større. Ekofisk-funnet i 1969 ga muligheter for stor og ny industrisatsing, og Stortinget valgte tidlig en moderat utvinningspolitikk for å spre verdiskapingen over flere tiår.

Fram til 1990-tallet var Norge i praksis selvforsynt med vannkraft, olje og gass. Med ny energilov i 1991 ble kraftmarkedet deregulert og førte til at kraftbørsen Nord Pool ble etablert som et svensk-norsk samarbeid. Utpå 2000-tallet oppsto det imidlertid et økende strømbehov som satte fart på interessen for landbasert vindkraft.

Teknologien ble gradvis rimeligere etter hvert som utviklingen og investeringene skjøt fart, og de første prosjektene fikk bred politisk støtte. Etter hvert snudde stemningen. Vindparkene krever store naturinngrep, påvirker landskapsbildet og forutsetter nye kraftlinjer. Flere kommuner har derfor takket nei til videre utbygging, til tross for lave kostnader per kilowattime. Disse hendelsene viser at lav pris per kWh alene ikke garanterer samfunnsaksept.

2 - 3 . I n t e r e s s e n t a n a l y s e n : H v e m p å v i r k

Figur 11 plasserer de viktigste aktørene a k s e n t a n a l y s e n o g i d e b a t t e n g s t e m m i n g s t i l l i n g e r (y a k s e) :

1. **Politikere og reguleringsmyndigheter:** lav kostnadssensitivitet / høy innflytelse. Kan forme skatter, subsidier og konsesjonsregimer for å sikre forsyning, arbeidsplasser og klimamål.
2. **Investorer:** høy kostnadssensitivitet / høy innflytelse. Sier ja eller nei basert på lønnsomhet, regulatorisk risiko og langsiktige rammevilkår.
3. **Forbrukere:** høy kostnadssensitivitet / lav direkte innflytelse. Reagerer på strømpris og nettleie gjennom opinion, mediepress og valg.
4. **Fagmiljø, miljø- og interesseorganisasjoner:** lav kostnadssensitivitet / lav formell innflytelse, men setter dagsorden via forskning, medier og rettslige prosesser.

Figur 11 viser også at aktørene ikke opererer isolert. Investorer er avhengige av forutsigbare rammer fra politikerne, mens forbrukere og fagmiljøer påvirker opinionen og det politiske klimaet. Dette gjensidige samspillet er avgjørende for å forstå hvorfor enkelte prosjekter får gjennomslag mens andre stopper opp, uavhengig av teknologi eller kostnad.

Figuren viser også at beslutningstakere sitter i en unik posisjon: størst innflytelse og minst aversjon mot kostnad. Dermed hviler hovedansvaret på dem for å sikre energisikkerhet, at det blir konkurransedyktige priser og forutsigbare vilkår for investeringer.

Det burde ikke ligge i politikeres interesse å heie frem én teknologi og stemple andre som uaktuelle, et slikt "enten-eller"-fokus skaper polarisering og forsinker nødvendige investeringer. Figur 11 viser snarere at staten kan stille opp økonomisk når viljen er til stede, ikke at havvind bør foretrekkes fremfor alt annet. Samme grep kan brukes på andre teknologier dersom de samlet bidrar til å nå politiske mål, som forsyningssikkerhet og klimamål. En robust energimiks krever derfor diversifisering og fleksibilitet. Det er helt klart at forskjellige partier vil foretrekke forskjellige finansieringsmodeller og vilkår, men det er en helt annen debatt enn den vi står i nå, hvor risikoen er at vi ender opp med for lite energiutbygging.

[Figur 11] Interessentanalyse for kostnaden av energikilder



2 - 4 . LCOE i kontekst: Nyttig tall, men langt fra nok

Å beregne LCOE for et kraftverk gir et tall i kroner per kWh, men i denne rapporten unngår vi å fokusere for mye på eksakte verdier, som i bunn og grunn kan være veldig usikre grunnet erfaringsgrunnlaget. Vi ønsker heller å gi leseren innsikt i hva som ligger bak tallene, fremfor å skape debatt om selve tallstørrelsen. Estimer av kjernekraftutbygging har i noen tilfeller vist seg å være opp mot 300 % feil. Et annet eksempel på hvorfor det er viktig å ikke fokusere for mye på tall, er debatten som fulgte NVEs publisering av LCOE-tall for ulike energikilder høsten 2024. Tallene ble gjenstand for stor uenighet og flere medieoppslag, men debatten dreide seg i liten grad om hva som faktisk driver forskjellene i tallene, for eksempel hvorfor havvind er dyrt, og hvilke usikkerhetsfaktorer som påvirker beregningene. Det samme gjelder kjernekraft: LCOE-tallene som oppgis for kjernekraft i NVE-dashboardet baserer seg på de totale prosjektkostnadene til Olkiluoto 3, Flamanville 3 og Vogtle 3 & 4. Men det er ikke redegjort for ulike eierskapsmodeller, kostnadsfordeling eller rentevilkår, faktorer som har stor betydning for hvordan LCOE fremkommer.

Et annet eksempel på at LCOE ikke alene gir et dekkende bilde er Fosen vindmøllepark. Da den sto ferdig i 2019, kostet utbyggingen rett under 11 milliarder kroner, noe som gir lav LCOE. Men det LCOE blant annet ikke inkluderer, er kostnaden ved å bygge ut det nødvendige strømmettet. Fordi nettutbyggingen på Fosen krevde investeringer i sentralnettet, ble ikke disse kostnaden belastet prosjektet direkte, men finansiert gjennom Statnetts tariffer, som i praksis betyr at de dekkes via økt nettleie for forbrukerne. Det er derfor ikke riktig å gi inntrykk av at LCOE sier noe direkte om forbrukerens strømpris, det sier noe om bedriftsøkonomien til vindmølleparken, som er interessant for en investor/eier å vite.

Videre så er det andre viktige faktorer å tenke på når man skal sammenligne ulike energiteknologier, dette inkluderer:

- **Natur og estetikk:** Inngrep i urørt natur, fugletrekk og kystlinjer skaper lokal motstand uavhengig av pris.
- **Arbeidsplasser og lokal verdiskaping:** Lokalsamfunn er ofte mer positive til prosjekter som gir eierskap og

sysselsetting.

- **Energisikkerhet:** Tørre år, gasskriser, stabilt nett og datasikkerhet påvirker villigheten til å betale for robusthet.
- **Kompetanse og industriell utvikling:** Prosjekter som bygger på eksisterende kunnskap og som kan gi videreutvikling av industri.

[Figur 12] “Hvem bryr seg om hva”-matrisen

Interessenter	Natur og estetikk	Arbeidsplasser og lokal verdiskaping	Energisikkerhet	Kompetanse og industriell utvikling
Politikere og regulator	●●○ (middels)	●●● (høy)	●●● (høy)	●●○ (middels)
Investorer	●○○ (lav)	●●○ (middels)	●○○ (lav)	●●● (høy)
Forbrukere	●●● (høy)	●●○ (middels)	●●○ (middels)	●●○ (middels)
Fagfolk og interesseorg.	●●● (høy)	●●○ (middels)	●●○ (middels)	●●○ (middels)

Figur 12 viser hvordan ulike interessenter vurderer viktige faktorer utover kostnad, og illustrerer hvor det kan oppstå støtte eller konflikt når energiprojekter diskuteres. Hver rad representerer en interessentgruppe, og hver kolonne viser én vurderingsdimensjon som typisk spiller en rolle i teknologivalg eller godkjenning:

- **Politikere og regulatorer** vektlegger ofte energisikkerhet, arbeidsplasser og overordnede mål som klima og industribygging.
- **Investorer** er opptatt av industriell utvikling og verdiskaping, men har generelt lav følsomhet for energipolitisk sikkerhet så lenge leveranser og kraftkjøpsavtaler er stabile. Deres motivasjon er hovedsaklig lønnsomhet.
- **Forbrukere** reagerer sterkt på naturinngrep og energipriser. Vi har satt middels på interesse for lokal sysselsetting og bevissthet rundt industribygging, fordi det ofte er lokalsamfunnene som har størst interesse for disse punktene, og ikke alle forbrukere samlet. Forbrukere påvirker mest gjennom opinion og valg.
- **Fagmiljøer og interesseorganisasjoner** prioriterer naturvern og bringer inn kunnskap om industri og sikkerhet. De har begrenset direkte beslutningsmakt, men preger den offentlige debatten og det faglige kunnskapsgrunnlaget.

Denne matrisen bør leses som et grovt kart over motivasjoner, ikke som en eksakt måling. Men sammen med forrige figur, interessentanalysen for kostnadssensitivitet og beslutninger, synliggjør den hvordan aktører veier ulike hensyn ulikt, og hvem som faktisk påvirker beslutningene. Det gir en bedre forståelse av hvilke kompromisser som må til for at et energiprojekt skal lykkes politisk, økonomisk og sosialt.

Mens LCOE sier noe om hvor billig eller dyrt det er å produsere én kWh over et anleggs levetid, sier det lite om hvem som bærer kostnadene, hvor støtten kanaliseres, og hva forbrukerne faktisk betaler. Figur 13 viser hvorfor: Lav LCOE ikke nødvendigvis betyr lav strømpris for forbrukeren, og høye kostnader trenger ikke alltid bety høy risiko for investor. For eksempel har flytende havvind og kjernekraft høy forventet LCOE, men mottar samtidig betydelig statlig støtte, spesielt for de første prosjektene, der konstruksjonsrisiko og kapitalkostnader er størst. Landbasert vind har lav LCOE, men medfører ofte stort behov for nettutbygging og tilgang til fleksibilitet når det ikke blåser. Kjernekraft antas her lokalisert nær forbrukeren, og får dermed lavere tilknytningskostnad til nett.

I et liberalisert kraftmarked settes sluttprisen for strøm ut fra marginalkostnaden til den dyreste produsenten som

trengs for å dekke etterspørselen. Det vil si, kostnaden for å produsere en enhet ekstra. Altså hvilken kostnad et gasskraftverk eller vannkraftverk har med å produsere en kWh mer energi. Teknologier med lav marginalkost, som sol, vind og kjernekraft, presser ned strømprisen. Teknologier med høy marginalkost, som gass og kull, løfter strømprisen når de må aktiveres. LCOE kan derfor ikke leses direkte som forbrukerens kostnad for strøm, men en indikasjon på hva investorer må tjene per kWh for å dekke sine kostnader.

[Figur 13] Kostnads og risikomatrise

Teknologi	LCOE-intervall 2030 (kr/kWh)*	Statlig støtte	Nettutbygging
Landvind	0,34 - 0.50	● ○ ○ (lav)	● ● ● (høy)
Flytende havvind	1,23 - 1,85	● ● ● (høy)	● ● ● (høy)
Kjernekraft (Gen III)	1,42 - 1,79	● ● ● (høy)	● ○ ○ (lav)
Sol (bakkemontert)	0,59 - 0,72	● ○ ○ (lav)	● ● ○ (middels)
Vannkraft	0,29 - 0,57	● ○ ○ (lav)	● ● ○ (middels)

1. Statlig støtte: Høy støtte for flytende havvind og kjernekraft gjelder spesielt for første prosjekter, der konstruksjonsrisiko og kapitalbinding er høy.
2. For kjernekraft forutsettes lokalisering nær forbrukerne, og behov for ny nettilkobling vurderes som lav sammenlignet med vind.

2 - 5 . O p p s u m m e r i n g

LCOE er en nyttig brikke i puslespillet, men den sier lite om systembehov, verdikonflikter og hvem som faktisk betaler, og hvorfor. Dersom vi begrenser energidebatten til prislapper per kWh, risikerer vi å overse det som virkelig avgjør om et prosjekt lykkes. For å lykkes med elektrifiseringen og samtidig bevare samfunnsaksepten, må vi erkjenne at ulike teknologier løser ulike behov, og at verdien av stabil kraftforsyning, nasjonal kompetanse og naturressurser ikke alltid lar seg måle i kroner og øre. En fremtidsrettet energipolitikk bør derfor bygge på et bredere vurderingsgrunnlag enn bare økonomi, der politikkenes oppgave ikke er å velge teknologivinnere, men å legge til rette for en portefølje av løsninger som samlet gir høy forsyningssikkerhet, aksept i befolkningen og fleksibilitet i møte med usikre rammevilkår. Det er først når vi ser kostnad, naturinngrep, styringsevne og energisikkerhet i sammenheng at vi kan skape en helhetlig strategi for Norges fremtidige kraftsystem. Da blir ikke spørsmålet hva som er billigst, men hva som er mest bærekraftig: teknisk, økonomisk og sosialt.

3. Teknisk utvikling innen kjernekraft

Før vi går videre til konkrete landstudier og case-eksempler, er det nødvendig å forstå den teknologiske utviklingen av reaktortyper og brenselssyklusen som danner grunnlaget for moderne kjernekraft. Siden de første reaktorene ble bygget, har teknologien utviklet seg. Det er derfor vanlig å kategorisere reaktorer i generasjoner basert på teknologiske forbedringer. Når nye løsninger innen kjernekraft utvikles eller evalueres, fokuseres det ofte på seks nøkkelattributter:

1. **Sikkerhet:** Passiv sikkerhet regnes som en av de største teknologiske milepælene innen kjernekraft. Generasjon III+ - reaktorer er designet med systemer som kan håndtere en timer.
2. **Kostnadseffektivitet:** For forbrukere er forskjellen mellom strøm fra kjernekraft og andre energikilder ofte marginal. Derfor må kjernekraft være konkurransedyktig i energimarkedet. Historisk har energiprisene i stor grad vært styrt av fossil energi, særlig i fravær av karbonprising. For både kjernekraft og fornybar energi har målet vært å bli økonomisk konkurransedyktige for å erstatte fossile energikilder. Når nye kjernekraftdesign utvikles, er kostnadseffektivitet derfor en av de viktigste faktorene.
3. **Fysisk beskyttelse og ikke-spredning:** Nye reaktorer må bygges for å minimere risikoen for misbruk i krig, terrorangrep eller uautorisert tilgang til sensitiv informasjon. For eksempel er moderne reaktorer konstruert med tykke betongskjold eller andre mekanismer for å kunne motstå flykollisjoner og andre eksterne trusler.
4. **Integrasjon med strømmettet:** Reaktoren må kunne tilkobles både det lokale og nasjonale strømmettet på en trygg og stabil måte. Nettkapasiteten og kvaliteten påvirker økonomien og tilgjengeligheten til kjernekraftverket.
5. **Kommersialiseringsplan:** En realistisk tidslinje og strategi for å bringe nye reaktordesign fra konsept til kommersielt bruk er avgjørende. En gjennomarbeidet plan gir investorer trygghet og øker sannsynligheten for at prosjektet realiseres.
6. **Kjernebrenselssyklus:** Nye reaktorgenerasjoner har betydelige forbedringer i brenselssyklusen, med fokus på å redusere avfallsvolum og forbedre brenselutnyttelsen. De fleste reaktorer bruker uran-235 som brensel, og brenselssyklusen deles inn i to hovedfaser:

a. **Front-end (forsyning av brensel):**

Forsyningskjeden til kjernekraft er lang og den starter med gruvedrift for å utvinne naturlig Uran, deretter sendes uranet til malming og prosessering, hvor uran omdannes kjemisk til uranheksafluorid (UF_6) . S i d e n d e fleste kjernekraftreaktorer er lettvannsreaktorer må uranium anrikes, naturlig inneholder uranium 0.7 % ^{235}U men for lettvannsreaktorer anrikes ^{235}U til 5%. Etter anrikning blir brenselet omdannet til uranoksid-pellets (UO_2) , så plasseres disse i brenslsstaver som settes sammen



Faktum

Tilgang på uran har blitt et viktig tema med d
det er viktig å unngå avhengighet av usikre le
Namibia og Australia for mesteparten av verden
største reserver og regnes som en stabil aktør
thoriumsyklus, med anslagsvis 170 000 tonn kje

Back-end (håndtering av brukt brensel):

Brukt brensel må lagres trygt over tid. Kjernekraftavfall deles inn i flere kategorier:

- i Aktinider (høyaktivt avfall): Tunge kjerner som dannes gjennom sekundærkretsløp med loadingsgeneratorer og tørte kjølevannspumper.
- ii Fisjonsprodukter (høyaktivt avfall): Radioaktive isotoper som dannes i kjølevannet og kokes direkte i reaktoren, og dampen driver en turbin for å generere elektrisitet.
- iii Andre radioaktive materialer (lavaktivt avfall): Diverse elektriske materialer med kortere halveringstid.

Omtrent 90 % av alt radioaktivt avfall er lavaktivt. Bruk av thoriumbrensel kan potensielt produsere mindre

høyaktivt avfall enn uranbrensel. I tillegg pågår det omfattende forskning på resirkulering av brukt brensel.

Frankrike er et av landene som har implementert dette i praksis, noe som reduserer avfallsmengden med 75 % og

forbedrer ressursutnyttelsen.

Tre hovedtyper av reaktorer ble utviklet i denne perioden:

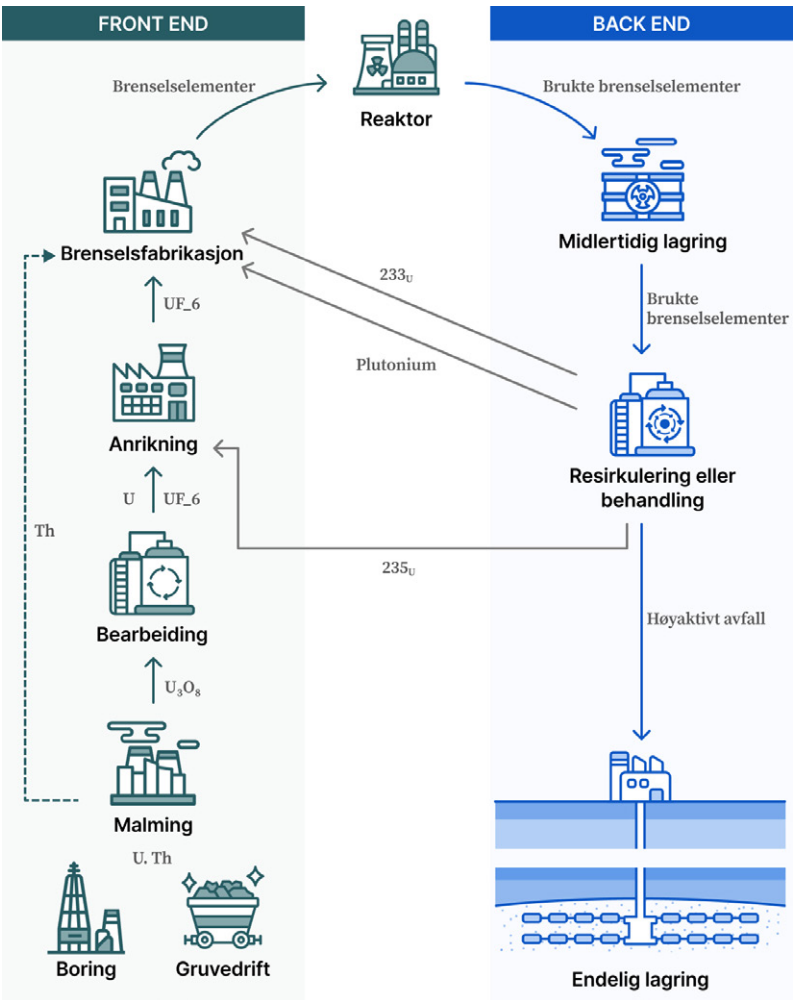
- Trykkvannsreaktor (PWR) – Hadde et lukket primærkretsløp med kjølevann under høyt trykk, samt et sekundærkretsløp med loadingsgeneratorer og tørte kjølevannspumper.
- Kokvannsreaktor (BWR) – Kjølevannet kokes direkte i reaktoren, og dampen driver en turbin for å generere elektrisitet.
- Gasskjølt reaktor (GCR) – Brukte gass (typisk CO₂) i stedet for vann til å generere elektrisitet.

De fleste reaktorene ble etter hvert faset ut, men noen forble i drift i flere tiår. Den siste opererende Generasjon

I-reaktoren i verden var Wylfa kjernekraftverk i Storbritannia, som ble stengt i 2012 etter 41 års drift. Kraftverket startet

kommersiell drift i 1971 og er et eksempel på hvordan enkelte av de tidlige reaktordesignene kunne få lang levetid.

[Figur 14] Uranbrenselssyklus



3 - 1 . Generasjon I - Pionerreaktorene (1950³ - 1960³) Generasjon III - III+ (1996 - nå)

Generasjon I refererer til de første reaktorene bygget for kommersiell kraftproduksjon. Disse var i hovedsak prototyper som la grunnlaget for videre utvikling av kjernekraft og ble bygget på 1950- og 1960-tallet. Reaktorene var relativt små, med en effekt på opptil 500 MW, mens noen var så små som 35 MW. De ble i stor grad betraktet som “proof of concept” for kommersiell kjernekraft.

Disse reaktorene er basert på designet fra Generasjon II, men med avanserte forbedringer. Hovedfokus har vært

på økt sikkerhet og reduksjon av avfall, men også forbedret termisk effektivitet og større grad av modularitet i

konstruksjonen. Reaktorene er konstruert for en forventet levetid på rundt 60 år.

Når det gjelder sikkerhet, er reaktorer av Generasjon III utstyrt med passive sikkerhetssystemer som gir en ytterligere

forbedring sammenlignet med Generasjon II. Noen design er i stand til å håndtere en nødsituasjon i opptil 72 timer uten behov for menneskelig inngripen. I tillegg er de mer effektive i brenselsutnyttelsen og produserer mindre avfall enn sine forgjengere.

Generasjon III+ viderefører og forsterker disse forbedringene. Mange av disse reaktorene har enda høyere kapasitet, med enkelte modeller som når opptil 1600 MW, slik som Olkiluoto 3.

[Figur 15] N



Generation I

Tre hovedtyper av reaktorer ble utviklet i denne perioden:

- Trykkvannsreaktor (PWR) – Hadde et lukket primærkretsløp med kjølevann under høyt trykk, samt et sekundærkretsløp med to dampgeneratorer og to nedkjølingspumper.
- Kokvannsreaktor (BWR) – Kjølevannet kokes direkte i reaktoren, og dampen driver en turbin for å generere elektrisitet.
- Gasskjølt reaktor (GCR) – Brukte gass (typisk CO₂) i stedet for vann til kjøling av reaktorkjernen.



Generation II

Flere typer reaktorer ble utviklet i denne perioden, inkludert:

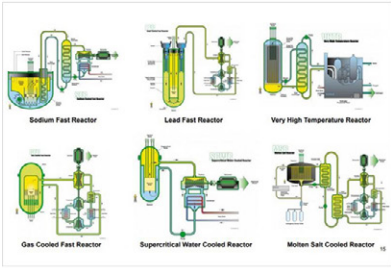
- Trykkvannsreaktoren (PWR):3-loop og 4-loop
- Kokvannsreaktoren (BWR):BWR-2, BWR-3, BWR-4 etc.
- CANada DEuterium Uranium-reaktoren (CANDU)



Generation III/III+

Avanserte forbedringer. Hovedfokus på økt sikkerhet og reduksjon av avfall og forbedret termisk effektivitet:

- EPR
- AP1000
- ABWR
- APR-1400



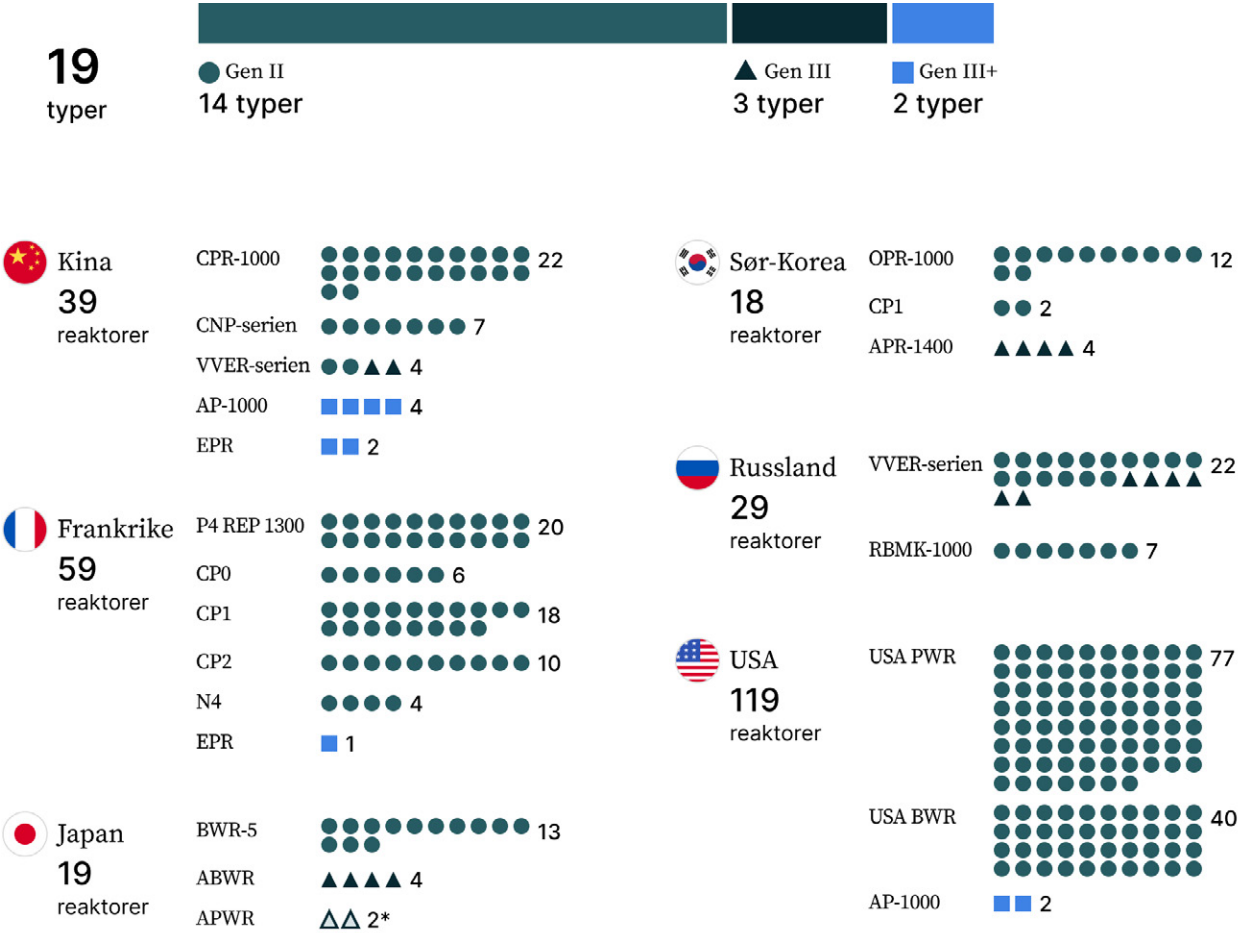
Generation IV:

Eksisterer enda bare på papiret men er forventet å kommersialiseres alt fra 10-40 år, gitt reaktor desing.

3 - 4 . U t t r e k k a v g l o b a l b y g g i n g a v k j e

O ^ S † F g ¯ ¯ π ∘ λ ⋯ Û ¯ g E λ ∘ Û ¯ g a ∘ λ Û ¯ λ X Û ¯ ¯ g X λ Û ¯ π X X ∘ λ ~ ~ Û ¯ a ¯ ¯ Û ¯ ¯ ∘ E ~ ~ ¯ ¯ λ ¯ ¯ ¯ g ¯ ¯ ¯ λ Û ¯ ∘ λ a ~ X -

[Figur 16] m t u t u t t n n E j



4. Fellestrekk ved kjernekraftutbyggingen i Vesten

Før vi går inn i detaljene om hvert enkelt land, deres særegne kjernekraftshistorie og nyere prosjekter, vil vi trekke frem noen fellestrekk ved kjernekraftutbyggingen i Vesten de siste 20 årene. Basert på casestudier, intervjuer og tilgjengelig kostnadsdata ser vi at flere gjennomgående utfordringer går igjen. Disse inkluderer tap av kompetanse, svak prosjektledelse, organisatoriske svakheter, en umoden verdikjede og uferdige design. Det er mye å lære av disse prosjektene, og det er viktig å forstå hva som egentlig gikk galt. Skyldes utfordringene kjernekraftteknologien i seg selv, eller er historien mer kompleks? Mye tyder på det siste. Dette handler ikke bare om tapt kjernekraftkompetanse, men også om en mer generell nedbygging av kompetanse i industrien og svekket gjennomføringsevne i store, komplekse prosjekter. I de neste kapitlene ser vi nærmere på hvordan denne kunnskapsmangelen har påvirket evnen til å bygge nye kjernekraftverk etter flere tiår uten utbygging.

4 - 1 . F e l l e s t r e k k

Alle prosjektene vi skal gjennomgå har noen fellestrekk. De var alle bygget for første gang, såkalte FOAK-prosjekter.

(F i r s t - o f - a - k i n d) , n o e s o m b e t y r a t t e k n o l o g i e n i k k e h a d d e v æ r t r e a l i s e r t i k o m m e r s j e l l s k a l a t i d l i g e r e . D e t t e m e d f ø r e r h ø y e r e r i s i k o , u f o r u t s e t t e p r o b l e m e r , o g o f t e b e t y d e l i g e a v v i k m e l l o m p l a n o g r e a l i t e t .

I alle tilfellene ble byggetid og kostnad grovt undervurdert. For å kunne sammenligne prosjektene på en rettferdig

m å t e , h a r v i k o r r i g e r t a l l e o p p r i n n e l i g e e s t i m a t e r t i l 2 0 2 3 - v e r d i . F o r p r o s j e k t e r i e u r o s o n e n e r d e t t e g j o r t m e d H I C P - E A (H a r m o n i s e d I n d e x o f C o n s u m e r P r i c e s – E u r o A r e a) , e n h a r m o n i s e r t K P I b r u k t i E U s o m g j ø r d e t m u l i g å s a m m e n l i g n e

i n f l a s j o n m e l l o m l a n d . F o r p r o s j e k t e r i U S A h a r v i b r u k t C P I - U (C o n s u m e r P r i c e I n d e x f o r A l l U r b a n C o n s u m e r s) , s o m e r

det vanligste prisindekset brukt i amerikanske makroanalyser. Tabellen nedenfor viser opprinnelige kostnadsestimater,

i n f l a s j o n s j u s t e r t s t a r t b u d s j e t t , s l u t t k o s t n a d , r e e l l k o s t n a d s m u l t i p l i k a t o r , o g f o r s i n k e l s e r f o r t r e s t o r e v e s t l i g e F O A K -

prosjekter. Som eksempelet med OL3 viser, er avvikene betydelige: forskjellen mellom inflasjonsjustert estimat og

sluttkostnad utgjør 239 %.

Dette illustrerer hvor stor usikkerhet det er knyttet til tidlige estimater i store og komplekse energiprojekter. Når man skal finansiere et kjernekraftverk, må man operere med en forventet kostnadsramme, men denne tabellen viser hvor dramatisk virkeligheten kan avvike fra planene.

[Tabell 1] Kostnads- og tidsoverskridelser i nyere vestlige FOAK-prosjekter

Prosjekt	Opprinnelig kostnads-estimat (løpende priser)	Økonomisk faktor	Startbudsjett i 2023-verdi	Sluttkostnad	Reell kost-multiplikator	Planlagt byggetid	Faktisk byggetid	Forsinkelse
Olkiluoto 3	€ 3,2 mrd. (2 0 0 5)	H I C P A 124 / 86 = x 1,44	€ 4,6 mrd.	€ 11 mrd. (2 0 2 3)	≈ 2 , 3 9	2009	1 6 - 0 4 - 2 1 0	2 år 3
Flamanville 3	€ 3,3 mrd. (2 0 0 7)	H I C P A 124 / 86 = x 1,39	€ 4,6 mrd.	€ 12,7 mrd. (2 0 2 3)	≈ 2 , 7 6	2 0 1 2 *	2 1 - 1 2 - 2 0 2 4 *	12 år*
Vogtle 3 & 4	\$ 1 5 n r d (. 2 0 0 9)	CPI-U 304 / 215 = x 1,41	\$ 21,2 mrd.	€ 32 mrd. (2 0 2 3)	≈ 1 , 5 1	2016 / 2017	U n B t 3 1 - 0 7 - 2 0 2 3 U n t 2 9 - 0 4 - 2 0 2 4	7-8 år

Økonomisk faktor

U t i f r a h i s t o r i s k i n f o r m a s j o n

I alle land som bygget ut kjernekraftverk på 1960- til 1980-tallet var det ingen som planla å bygge bare ett anlegg. Det

første prosjektet ble i mange tilfeller sett på som en nødvendighet for å komme i gang, og det var allment akseptert

at en ny kjernekraftnasjon ville oppleve forsinkelser og budsjettoverskridelser. Det ble derfor vanlig å starte med

én prototype, i visshet om at denne ville bli dyrere og mer krevende enn de senere, standardiserte anleggene.

På 1970-tallet var det vanlig å planlegge flere kjernekraftverk av samme type for å oppnå læringseffekter og

kostnadsreduksjoner over tid.

Dette står i kontrast til nyere prosjekter som OL3 og FL3, hvor man kun planla ett anlegg av gangen. I begge tilfeller

ble det bygget ett stort anlegg, og først etterpå skulle man vurdere videre utbygging. Dette brøt med prinsippene fra

tidligere utbygginger, der man planla serieproduksjon for å effektivisere og redusere risiko. I USA ble Vogtle 3 og 4

bygget parallelt, og som vi skal se i neste kapittel, førte det til konkrete læringseffekter og kostnadsreduksjon fra den

ene reaktoren til den andre.

Felles for alle prosjektene er også at de kom etter flere tiår med utbyggingspause. Pausen var så lang at prosjektene i

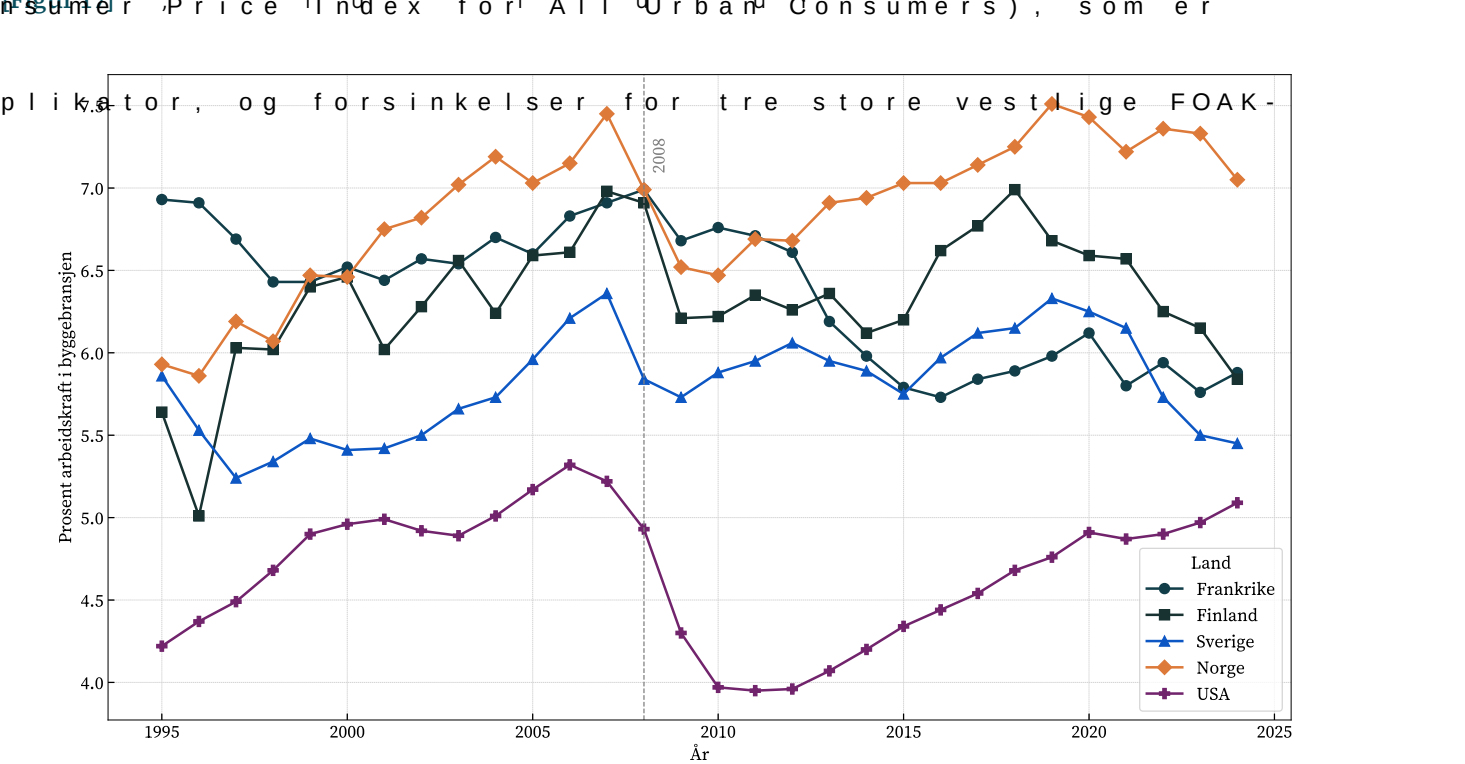
p r a k s i s b l e å r e g n e s o m f ø r s t e g a n g s p r o s j e k t e r (F O A K) , s e l v o m å b y g g e n o e n a v h i s t o r i e n s s t ø r s t e k j e r n e k r a f t v e r k , s o m d e t f ø r s t e p r o s j e k t e t e t t e r o p p h o l d e t . P å 1 9 5 0 - o g 1 9 6 0 - t a l l e t

startet kjernekraftalderen med små reaktorer, gjerne mellom 35 og 500 MW, og først etter hvert, med mer erfaring og

standardisering, gikk man over til større anlegg. Det er i seg selv ikke galt å bygge stort, men kompleksiteten øker, og

når kompetansen ikke lenger er til stede, blir risikoen for forsinkelser og kostnadsoverskridelser høy.

[Figur 17] Price Index for All Urban Consumers



Et annet viktig moment er tilgangen på arbeidskraft. Kjernekraftprosjekter krever store mengder kvalifisert personell

innenfor bygg, installasjon og teknisk infrastruktur. Figur 17 viser andelen av befolkningen som har vært sysselsatt i byggebransjen de siste 30 årene, i de utvalgte landene vi skal undersøke nærmere i de neste kapitlene (basert på data fra Eurostat).

Vi ser at Norge har hatt en høyere og mer stabil i 2008 førte til et dramatisk fall i byggesysselsettingen i alle land. Den eneste som har kommet seg til samme andel som før 2008 er Norge.

For prosjektene som omtales i denne rapporten, har tilgangen på arbeidskraft trolig spilt en viktig rolle. Når byggesektoren svekkes, selskaper legges ned og fagkompetanse forsvinner får det uunngåelig konsekvenser for store og krevende utbyggingsprosjekter som kjernekraft.

Andre fellestrekk:

- **Design:** Et gjennomgående trekk ved alle prosjektene er at man startet byggingen med uferdig design. Dette har ført til betydelige utfordringer i senere faser. Når designelementer endres underveis må ferdigstilte konstruksjoner ofte bygges om eller fjernes, noe som fører til ekstra kostnader og tidstap. I enkelte tilfeller har ferdigstøpt betong måttet fjernes som følge av nye designkrav som ikke samsvarte med gjeldende regulatorisk godkjenning. Det er uklart hvorfor beslutningen om å starte bygging før design var ferdigstilt ble tatt, men konsekvensene har vært

- tydelige i alle prosjektene.
- **Regulatoriske og politiske rammebetingelser:** Prosjektene har også vært preget av endringer i regulatoriske krav underveis. Slike justeringer har ført til endringer i tidligere godkjente løsninger, nye testkrav og forsinkelser. I tillegg har den politiske støtten til kjernekraft endret seg over tid, særlig i kjølvannet av Fukushima-ulykken i 2011. Dette har bidratt til økt usikkerhet og lavere investeringsvilje, samt politiske føringer som har påvirket gjennomføring og beslutningsprosesser.
 - **Prosjektstyring:** Kjernekraftverk er blant de største og mest komplekse byggeprosjektene i moderne industri. Et prosjekt som OL3 involverte over 2000 underleverandører og opptil 4500 arbeidere samtidig på byggeplassen. Alle prosjektene har hatt utfordringer knyttet til prosjektledelse, rolleforståelse, kommunikasjon og samarbeid. I rapporten Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear peker man spesielt på hvordan selve kontraktsstrukturen mellom aktørene har vært en viktig årsak til forsinkelser (Engineering, Procurement and Construction), en type kontrakter som er ferdigdesignet. Ved hyppige endringer krever slike kontrakter tidkrevende og konfliktfylte. I et FOAK-prosjekt, hvor endringer er uunngåelige, oppstår det et system der ingen parter ønsker eller kan ta ansvar. Olje- og gassindustrien i Norge har utviklet avanserte samarbeidsmodeller for store prosjekter, og regnes i dag som et forbilde innen kompleks prosjektorganisering og leverandørsamarbeid.
 - **Verdikjede:** Da prosjektene startet, var det mange år siden sist man bygget kjernekraftverk i vestlige land. Verdikjeden hadde i stor grad gått i oppløsning. Både kompetanse og kapasitet var redusert, og mange tidligere leverandører hadde forlatt markedet. Resultatet var at enkelte komponenter, særlig sikkerhetskritiske, bare kunne leveres av én eller svært få aktører på verdensmarkedet. Når disse fikk flere bestillinger samtidig og måtte møte skjerpede krav fra regulatoriske myndigheter, oppsto flaskehalser og lange ventetider. I flere tilfeller ble komponenter avvist på grunn av utilstrekkelig dokumentasjon, noe som førte til ytterligere forsinkelser.

Andre regioner: kontinuitet og kompetanse

Selv om denne rapporten fokuserer på kjernekraftutbygging i vestlige land, er det viktig å se at utviklingen har vært annerledes i andre deler av verden. Flere land har bevart både kompetanse og kontinuitet, og har dermed unngått mange av de utfordringene som har preget prosjekter i USA, Frankrike, Finland og Sverige.

Sør-Korea er et av de fremste eksemplene. De har aldri hatt et langt opphold i utbyggingen av kjernekraft, og har i løpet av de siste tiårene bygget en rekke reaktorer uten å sprengre budsjett eller tidsplan. Landet bygger i dag APR1400-reaktorer, et videreutviklet design basert på teknologi fra Westinghouse. Den stabile og velorganiserte utbyggingen har gjort Sør-Korea til en ettertraktet eksportør av kjernekraftkompetanse. De fire reaktorene som ble bygget i Barakah i De forente arabiske emirater, ble levert av sørkoreanske aktører og ble gjennomført innenfor både tidsrammer og budsjett. Erfaringene derfra viser også tydelig læring fra reaktor til reaktor, med synkende kostnader og raskere ferdigstillelse.

Kina har også hatt kontinuerlig aktivitet og bygger både AP1000- og EPR-reaktorer. Selv om enkelte prosjekter har gått over både tid og budsjett, har overskridelsene vært langt mindre enn i vestlige land. I tillegg planlegger Kina å bygge ut en rekke forskjellige reaktortyper de neste ti årene, inkludert flere Gen IV-design. Dette gir landet en teknologisk bredde og fleksibilitet som kan gjøre dem til en ledende global leverandør, dersom andre land velger å la kinesiske aktører stå for kjernekraftutbygging.

Russland har på sin side opprettholdt kjernekraftkompetansen gjennom kontinuerlig bygging siden sovjettiden.

Rosatom har stått bak både nasjonale prosjekter og en mange reaktorer i utlandet. Før krigen i Ukraina hadde Russland aktive kontrakter med en rekke land, også i Vesten. Selv om sanksjoner og geopolitisk usikkerhet har påvirket nye avtaler, pågår mange av prosjektene fortsatt, og Russland er fortsatt en av verdens mest erfarne og ledende kjernekraftnasjoner.

5. USA

Etter å ha sett på fellestrekk og utfordringer i nyere vestlige kjernekraftprosjekter, går vi nå dypere inn i det som kanskje er det mest diskuterte aspektet ved kjernekraft: kostnadene. For å kunne vurdere potensialet for ny kjernekraft både i Norge og internasjonalt, må vi først forstå hvordan kostnader utvikles, og hva de faktisk består av, og hvilke faktorer som driver dem. Offentlig tilgjengelige data om kjernekraftkostnader er i motsetning til andre industrier uvanlig godt tilgjengelig. Vanligvis er dette begrenset både fordi industriaktører ønsker å beskytte konkurransesensitiv informasjon, og fordi nasjoner ofte velger å holde slike data konfidensielle av strategiske hensyn. USA har publisert mest historisk kostnadsdata, mens andre land har ofte klassifisert sine kjernekraftkostnader som sensitive.

Likevel er tilgangen på detaljert kostnadsdata begrenset, dvs. mer detaljert kostnadsinformasjon enn bare totale kapitalkostnader som har gjort det utfordrende å analysere de reelle kostnadsdriverne for kjernekraft. Uten helhetlige sammenligninger mellom prosjekter og land har kjernekraft ofte blitt oppfattet som en dyr energikilde, noe som kan ha påvirket investeringsviljen og byggetakten i vestlige land de siste tiårene. Det er også en oppfatning av negativ læringseffekt i kjernekraftutbygging, spesielt i USA.

I 2016 kom en omfattende oversikt over globale kjernekraftkostnader, da Lovering et al. publiserte en analyse basert på data fra flere land, USA, Japan, Sør-Korea, Canada, Tyskland og Frankrike. Studien ga et mer helhetlig bilde av kostnadsutviklingen og viste at det ikke nødvendigvis er riktig å behandle alle reaktorer under én felles trendlinje.

Lovering et al. argumenterte for at kostnadene må vurderes i lys av flere faktorer, blant annet:

- Teknologisk utvikling
- Endringer i byggemetoder
- Nye regulatoriske krav
- Innføring av flere tester og kvalitetssikringsprosesser
- Økende reaktorstørrelse
- Forskjellige reaktortyper
- Geopolitiske og nasjonale hensyn

I de neste kapitlene skal vi se på forskjellige nasjoner som har vært store på utbygging av kjernekraft, USA og Frankrike og våre naboland som har bygget ut, Sverige og Finland. Vi skal se på historiske kostnader, fra landene som har publisert disse, case-studier fra nylige byggeprosjekt og fremtiden for kjernekraft i våre naboland. Vi starter med USA og bygger videre på tilnærmingen fra Lovering et al. ved å analysere kostnadstrender med særlig vekt på faktorene som påvirker kostnadsnivået i hvert enkelt tilfelle. Målet er å sette kjernekraftkostnader i en bredere kontekst og gi et mer nyansert bilde enn det som ofte fremstilles i medier og populærvitenskapelige fremstillinger, hvor kostnadsveksten ofte fremstilles som universell og uunngåelig. Ved å ta hensyn til landspesifikke erfaringer og

regulatoriske forskjeller kan vi bedre identifisere de reelle driverne bak kostnadene og hvilke tiltak som kan bidra til å redusere dem.

5 - 1 . H i s t o r i k k o g t r e n d e r

USA har vært en av de mest studerte nasjonene når det gjelder kjernekraftkostnader, kostnadsdrivere og læringseffekter. Flere tidligere studier analyserte denne utviklingen, blant annet Mooz (1979), Park og Schirmer (1979), Komanoﬀ (1981), Zimmerman (1982) samt Cantor og Hewlett (1988), hvor oppsummering av resultater vises i tabell 2. Dette skyldes at USA lenge var det eneste landet som publiserte systematiske data om byggekostnader av kjernekraft.

I 1978 lanserte det amerikanske Department of Energy (DOE) Energy Economic Evaluation Database (EEDB) [NEA EEDB], som klassifiserte kjernekraftverkets kostnader ved hjelp av Code of Accounts. Dette er et hierarkisk system som bryter ned prosjektkostnader i detaljerte kategorier, noe som muliggjør en bottom-up-tilnærming til kostnadsberegning.

EEDB-databasen inneholdt opprinnelig kostnadsdata for reaktorer bygget før 1978, men ble senere oppdatert med prosjekter frem til tidlig på 1990-tallet. Mange analyser av kjernekraftens kostnadsutvikling er i stor grad basert på denne databasen, noe som har bidratt til oppfatningen om at kjernekraft har hatt økende kostnader. Figur 18 viser byggekostnaden (OCC) for alle reaktorene bygget i USA fra 1954 til i dag. Som figuren viser blir enhetene billigere med tid de første tiårene, før trendlinjen snur og man ser at kjernekraftverkene gradvis blir dyrere.

Denne kostnadsutviklingen har vært gjenstand for en rekke økonometriske studier som har forsøkt å forklare hvorfor trenden i USA endret seg så dramatisk. Før vi ser nærmere på disse analysene, er det viktig å sette dataene i kontekst av sentrale hendelser i kjernekraftindustrien.

I 1974 ble United States Nuclear Regulatory Commission (NRC) opprettet for å regulere industrien. Selv om Atomic Energy Act ble innført i 1954, fantes det i liten grad spesifikke regulatoriske krav for kjernekraftindustrien frem til NRCs etablering.

Etter 1974 ble industrien pålagt en rekke nye reguleringer, blant annet Nuclear Non-Proliferation Act of 1978, Uranium Mill Tailings Radiation Control Act of 1978 og Nuclear Waste Policy Act of 1982.

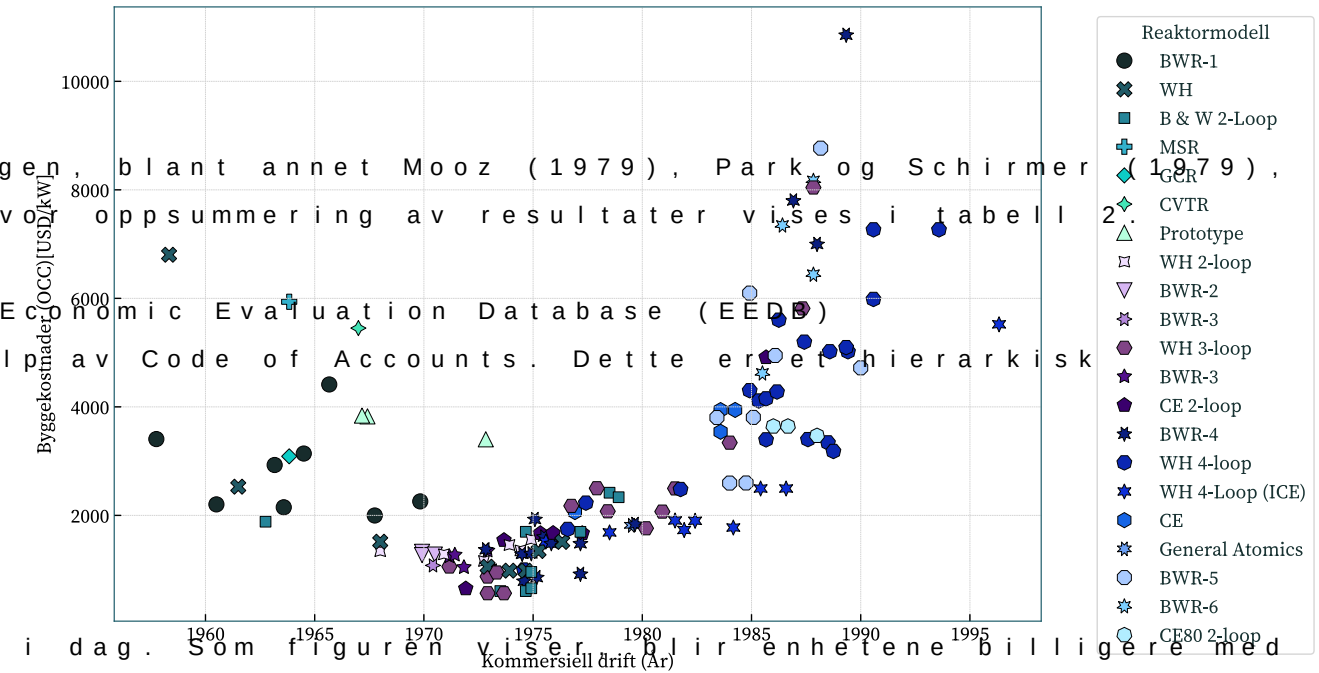
I 1979 inntraff TMI-ulykken, en hendelse som førte til en omfattende sikkerhetsdebatt. Under ulykken smeltet omtrent halvparten av reaktorkjernen, men det var ingen betydelige utslipp av radioaktive partikler. Hendelsen førte imidlertid til at industrien fikk økt fokus på operatørtrening, beredskapsplanlegging, overvåking av anleggets driftshistorikk og forebygging av ulykker som kunne oppstå som følge av mindre tekniske feil, slik det skjedde på TMI.

Forskere innen kjernekraftøkonomi har analysert kostnadsdrivere for å kvantifisere effekten av de nye reguleringene, TMI-ulykken og andre faktorer som economies of scale. På den tiden var economies of scale et mye diskutert konsept i industrien, basert på erfaringer fra andre sektorer: Jo større produksjonsvolum man oppnår, desto lavere blir kostnaden per enhet produsert. Dette prinsippet stemte i flere industrier, som for eksempel oljeraffinering, hvor større raffinerier ofte har lavere produksjonskostnader per fat olje.

Som tabellen over viser, finner alle de tidlige studiene et signifikant og betydelig kostnadsbidrag fra reguleringer. I tillegg identifiseres læring under konstruksjon som en viktig faktor, men ingen av disse studiene finner sterke bevis for at economies of scale hadde en vesentlig innvirkning – verken positivt eller negativt, unntatt Cantor og Hewitt. De fant at å bygge større gav prisreduksjon, men også tidsforlengelse. Dette gjør at economies of scale reduseres på grunn av kostnaden knyttet til lengre byggetider. Dette forklarer nok hvorfor ingen andre studier heller finner store bidrag fra

størrelseseffekt.

[Figur 18] Byggekostnader over tid git reaktor model i USA



[Tabell 2] k t t t t

Byggekostnader	Mooz (1979)	Park og Schirmer (1979)	General Atomics	General Atomics	General Atomics
Regulatorisk effekt (årlig vekstrate)	+ 2 1% 5	+ 1 5% 7	+ 1 5% 4	+ 1 4% 0	+ 1 0% 6 (t i d s v a r i a b e l ; kostnadsøkning ved ett års utsettelse i byggestart)
Læring	– 1 1%, 2	– 2 1%	– 1%	– 1 1%, 8 (v e d fullføring av første enhet % , (v e d fullføring av andre enhet)	Negativ effekt kun ved byggeledelse i regi av kraftselskap. Eksterne entreprenører viste ingen signifikant læringseffekt
Størrelseseffekt	+ 0 , 0% 2	– 0 , 1% 8	– 0 %2	– 0 , 1% 7	N e t t o e f f e k t p å + 0 , 1 i OCC per 1 % økning i anleggsstørrelse
Antall reaktorer i utvalget	54	65 (både ferdigstilte og delvis fullførte anlegg)	46	41	67

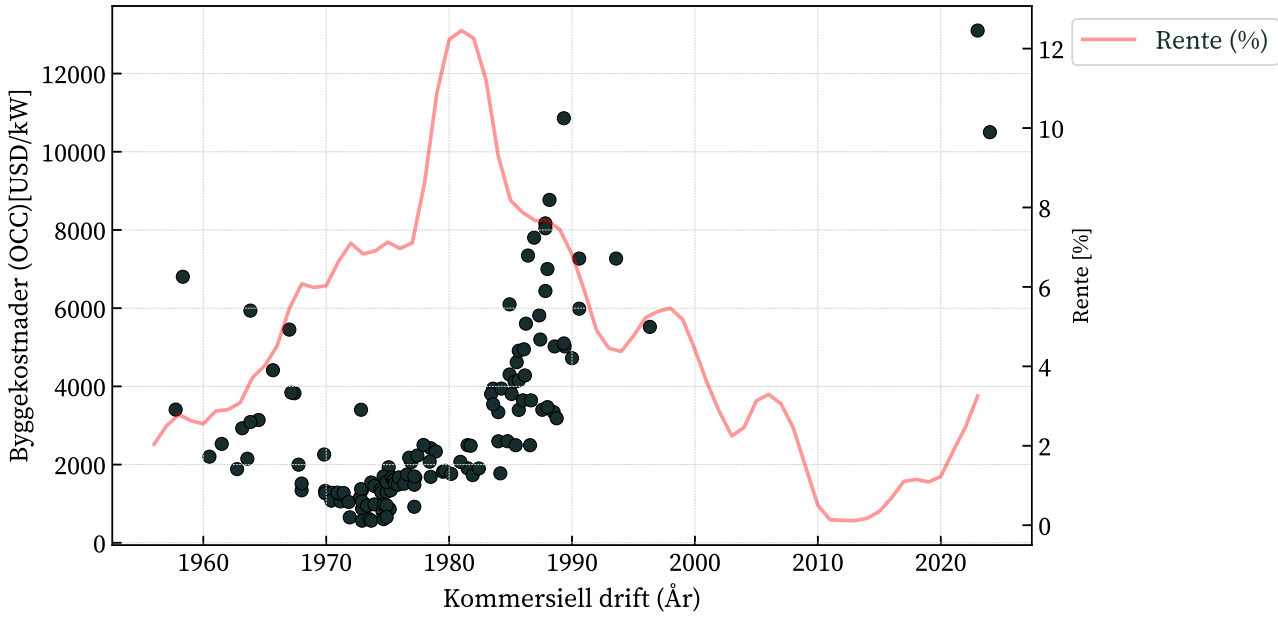
Et lite omtalt, men avgjørende aspekt ved USAs tidlige kjernekraftsatsing var den store variasjonen i reaktorteknologier som ble utviklet og bygget. Som vist i figur 18, ble det bygget hele 21 ulike reaktortyper i kommersiell skala. Dette står i sterk kontrast til Frankrike, som valgte å standardisere sitt kjernekraftprogram, noe vi kommer tilbake til senere. Variasjonen i USA var ikke et resultat av mangel på koordinering, men en bevisst strategi. Ved å utvikle kompetanse på tvers av reaktortyper kunne USA posisjonere seg som teknologisk leverandør til en rekke land. Nesten alle kjernekraftnasjoner utenom Russland har i større eller mindre grad bygget sin teknologi på amerikanske design, noe

som har gitt USA innflytelse i både teknologivalg og regulatoriske prosesser i disse landene. Selv om dette medførte høyere kostnader og lavere grad av læringseffekter i egen utbygging, førte det til at amerikansk teknologi, og dermed amerikansk innflytelse, fikk fotfeste globalt. Denne posisjonen var politisk viktig for USA under den kalde krigen, som et motstykke til sovjetisk innflytelse. I dag forsøker Kina å overta denne rollen. Kina planlegger å bygge ut samtlige av de fremvoksende Gen IV-reakortypene. Dette innebærer høye investeringskostnader, men gir Kina teknologisk dybde og muligheten til å bli en global leverandør av kjernekraft, på samme måte som USA en gang var. Mens USA i stor grad har trukket seg tilbake fra denne posisjonen, forsøker Kina nå å fylle tomrommet. En annen mulig, men mindre utforsket kostnadsdriver er eksterne makroøkonomiske faktorer, som for eksempel styringsrenten. Historisk har høyere renter vært forbundet med lavere investeringsaktivitet. Endringer i rentenivået under konstruksjonsfasen kan påvirke både prosjektets varighet og kostnader ved å påvirke faktorer som tilgang på kapital, arbeidsmarkedet, materialkostnader, samt press blant involverte aktører. Figur 19 nedenfor viser utviklingen i styringsrenten i USA over tid, sammenstilt med reaktorutbyggingen.

Det er mulig at nedgangen i kjernekraftutbyggingen må ses i sammenheng med den omfattende nedtrappingen av industrisektoren som fant sted på denne tiden. Fra 1979 til 2019 viser Bureau of Labor Statistics at industrissyssetningen med 13 %. Dersom kapitalflyten til store infrastrukturprosjekter ble kraftig redusert, ville dette naturligvis også påvirke kjernekraftinvesteringer, prosjektene realiseres ikke uten villige investorer. Videre kan tilgangen på kompetent personell ha blitt utfordret i en bransje preget av svekket fremtidstro, som igjen forsterker utfordringene.

En annen viktig observasjon er den totale stansen i kjernekraftutbyggingen i USA etter Three Mile Island-ulykken. Til tross for at ulykken ikke førte til tap av liv eller radioaktiv spredning, ser det ut til at hendelsen, kombinert med andre faktorer som høyere renter og redusert kraftbehov, markerte slutten på videre utbygging av nye kjernekraftverk i flere tiår. Først i 2013 startet byggingen av de to reaktorene Vogtle 3 og 4.

[Figur 19] Byggekostnader per reaktor og renter over tid i USA



5 - 2 . Case - studie : Vogtle 3 og 4

Vogtle 3 og 4 representerer et historisk øyeblikk i amerikansk kjernekraftshistorie, som de første nye reaktorene som bygges i landet på over tre tiår. Anlegget ligger ved Vogtle Electric Generating Plant, like utenfor byen Waynesboro i delstaten Georgia. Det eies og drives av Georgia Power, et datterselskap av Southern Company, i samarbeid med flere regionale kraftselskaper.

De to eksisterende reaktorene, Vogtle 1 og 2, har levert strøm siden slutten av 1980-tallet. Med Vogtle 3 og 4 ønsket man å blåse nytt liv i kjernekraften i USA, med ny teknologi og høyere ambisjoner. Byggingen av Vogtle 3 begynte i mars 2013, og Vogtle 4 fulgte kort tid etter. Begge reaktorene er av typen AP1000, en Gen III+ trykkvannsreaktor utviklet av Westinghouse Electric Company.

Opprinnelig inngikk Westinghouse et partnerskap med Shaw Group for å bygge fire AP1000-reaktorer i USA, to ved Vogtle og to ved det nå kansellerte V.C. Summer-prosjektet i South Carolina. AP1000 ble lansert som en ny generasjons kjernekraftverk, med sikrere drift, mer kostnadseffektiv utbygging og enklere konstruksjon. Reaktoren er designet med færre komponenter og høy grad av modulbasert oppbygging. Modulene skulle prefabrikeres av Stone & Webster, et datterselskap av Shaw Group, og deretter monteres på stedet, noe man håpet skulle revolusjonere byggingen av kjernekraftverk i USA.

Byggetiden var estimert til 3 år og reaktorene skulle opprinnelig koste rundt 15 milliarder dollar for begge reaktorene. Likevel har Vogtle 3 og 4 vært preget av forsinkelser og kostnadsoverskridelser. Finansielle problemer hos hovedentreprenøren Westinghouse, som gikk konkurs i 2017, sammen med regulatoriske utfordringer og byggeproblemer, førte til at den totale kostnaden for prosjektet steg til over 30 milliarder dollar. I juli i 2023 begynte kommersiell drift av Vogtle 3 og året etter kom Vogtle 4 i drift. Begge reaktorene tok dermed 10 år å bygge.

Vogtle har blitt et symbol på utfordringene ved å gjenoppstarte kjernekraftutbygging i USA etter flere tiår med stagnerende aktivitet. Samtidig har prosjektet fått betydelig støtte fra amerikanske myndigheter, inkludert føderale lånegarantier, som en del av innsatsen for å fremme karbonfri energiproduksjon. I september 2024 kom Department of Energy (DoE) ut med en rapport som anbefaler å bygge ut kjernekraft og et tilbakeblikk på Vogtle 3 & 4 prosjektet.

Figur 20 viser tidslinjen for kostnadene DoE publiserte i sin rapport, de har delt kostnadene inn i tre hovedkategorier EPC (grønn), eierkostnader (mørkegrønn) og finansiering (blå) og stiger fra 53 % av kostnadene til 66 %. Det at Westinghouse gikk konkurs ser ut til å ha hatt en stor effekt på prosjektet og en stor driver i seg selv, EPC kostnadene går opp fra 8 til 15 milliarder dollar. Dette viser hvor viktig det organisatoriske er i et så stort og komplekst prosjekt, dette kommer vi tilbake til i gjennomgangen av FL3 og OL3. Figuren 21 viser også forbedringene mellom Vogtle 3 og 4, det som utgjør størst forskjell er testing og brenselstesting. Dette er typisk noe som tar lengre tid første gang en gjør det sammenlignet med senere repetisjoner. Videre i figur 22 viser DoE til at Vogtle 3 & 4 var FOAK - prosjekt og at det ble bygget. Likevel er det ingen planlagte eller bestilte AP1000 i USA nå siden Vogtle prosjektet og V. C Summer har fått dårlig omtale på grunn av de massive prisoverskridelsene.

I stedet for å bygge nytt har USA bestemt seg for å oppgradere Three Mile Island og Palisades. Three Mile Island ble stengt etter ulykken og Palisades stengte på grunn av økonomi. I stedet for å gå på potensielt samme kostnadssmell med et nytt megaprojekt, som byggingen av AP1000 tilsier, har USA gått for en litt roligere start for å bygge opp

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

[Figur 20] h t t u

Konstruksjonsstart

Westinghouse går konkurs og prosjektomstrukturering

Begynnelsen av COVID-19-pandemien

Fase 1
+70%

Fase 2
+26%

Dato	Fase 1 (+70%)	Fase 2 (+26%)	Totalt
13. jun	8	4	14
13. des	8	4	14
14. jun	8	4	14
14. des	8	5	16
15. jun	8	5	16
15. des	8	5	17
16. jun	8	5	17
16. des	8	5	17
17. jun	15	7	25
17. des	15	7	25
18. jun	17	7	27
18. des	17	7	27
19. jun	17	7	27
19. des	17	7	27
20. jun	18	7	28
20. des	18	7	28
21. jun	19	7	29
21. des	20	7	30
22. jun	21	7	31
22. des	21	8	33
23. jun	21	8	33
23. des	21	8	33

Test Type	Baseline (n)	Reduced (n)	Reduction (%)
Start: kald hydraulisk til varm funksjonstest	191	103	-46%
Varighet på varm funksjonstest	191	42	-55%
Fullføring av varm funksjonstest	371	88	-76%
103(g) til brensellasting	71	20	-72%
Brensellast til Modus 4	56	35	-38%

Category	Value	Running Total
FOAK	~\$15,000	~\$15,000
Inflasjon	~\$4,000	~\$19,000
Overnight Capital Cost	~\$11,000	~\$29,000
Ekte FOAK-kostnader	~\$2,900	~\$26,100
Vogtle-spesifikke ineffektiviteter	~\$3,800	~\$22,300
Kostnad for to enheter	~\$3,300	~\$19,000
Fordeler ved delt storskala anlegg	~\$800	~\$19,800
Kostnad for fire enheter	~\$7,500	~\$12,300
30% ITC + 10% bonus	~\$3,000	~\$9,300
Overnight capital cost etter ITC	~\$4,500	~\$13,800

6 - 1 . H i s t o r i k k o g t r e n d e r f r a F r a n k r i

48 ● ● ●

olje, noe som gjorde kjernekraft til en strategisk nødvendighet. De første franske kjernekraftverkene var gasskjølte, grafittmodererte reaktorer basert på naturlig uran (UNGG-design), og ble bygget i Marcoule (1956–1960) og Chinon (fra 1962). Parallelt utforsket Frankrike andre reaktortyper, blant annet Chooz A, en trykkvannsreaktor (PWR) på 305 MWe utviklet i samarbeid med Westinghouse i 1967. På slutten av 1960-tallet ble det tydelig at UNGG-teknologien ikke kunne skaleres effektivt. Amerikanske PWR-reaktorer hadde på sin side vist seg driftssikre og konkurransedyktige, og Frankrike besluttet å standardisere hele kjernekraftprogrammet på PWR-teknologi, med Framatome som hovedleverandør gjennom lisens fra Westinghouse. Dette er et klart eksempel på hvordan USA brukte sin teknologiske ledelse og ekspertise innen kjernekraft for å påvirke andre lands kjernekraftprogrammer. Etter oljekrisen i 1973 ble det enda tydeligere at Frankrike ikke kunne forbli avhengig av olje- og gassimport. I 1975 lanserte statsminister Pierre Messmer et omfattende utbyggingsprogram, senere kjent som Messmer-planen, med mål om å bygge 80 reaktorer. Programmet ble gjennomført med begrenset offentlig debatt og ble delegert til Électricité de France (EDF), det statlige energiselskapet.

[Figur 23] The cost of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing

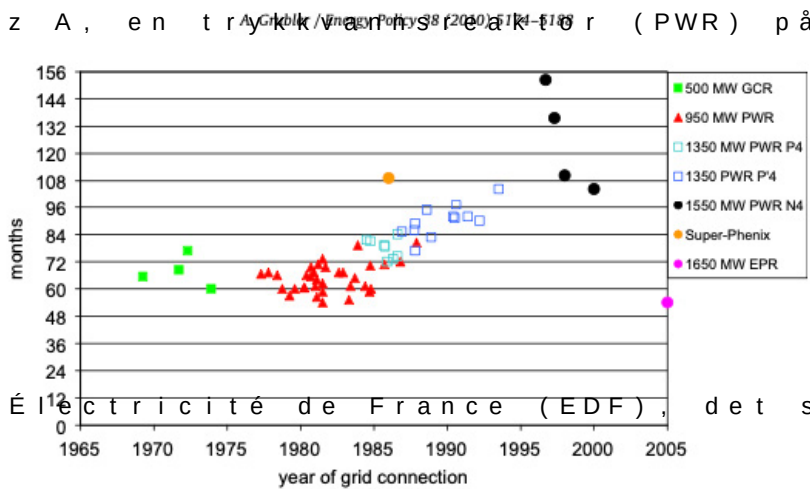
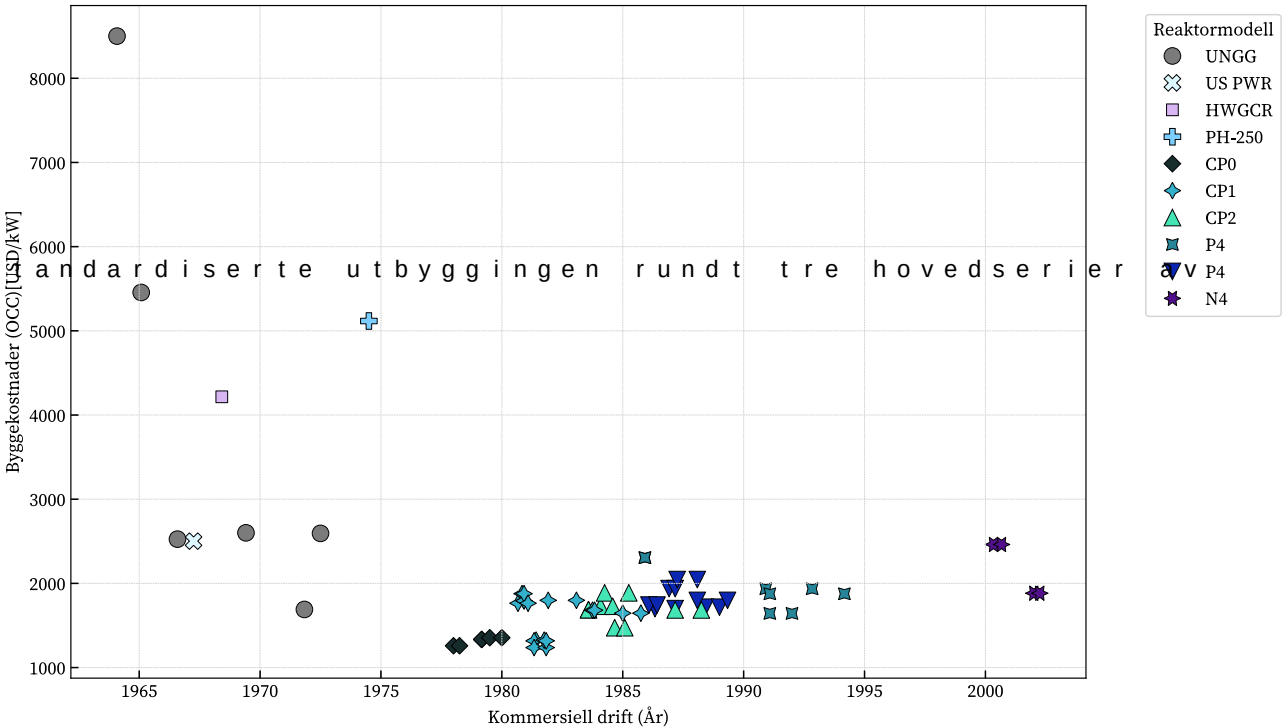


Fig. 3. Construction time of French reactors (construction start to first grid-connection, in months). Note in particular the entirely implausible, optimistic projection for the new 1650 MW EPR reactor Flamanville-3 submitted by the French authorities to the IAEA. Source: IAEA PRIS Data Base (2009). GCR=graphite gaz reactors.

Kilde: Arnulf Grublers studie

[Figur 24] Byggekostnader over tid, fordelt på reaktormodell i Frankrike

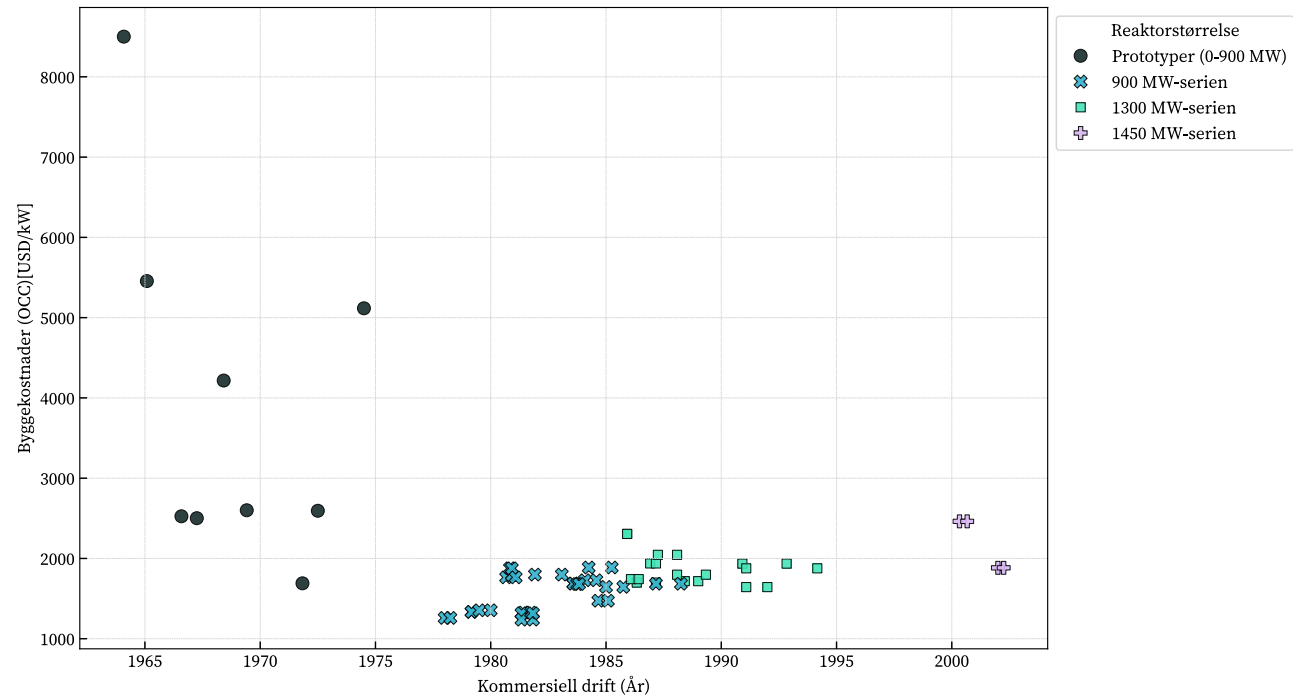


Dette sitatet illustrerer hvordan kjernekraft i Frankrike ble sett på som et uttrykk for menneskelig innovasjon og ingeniørkunst i møte med en alvorlig energikrise. Kjernekraft skulle kompensere for mangelen på naturressurser og sikre nasjonal energiavhengighet. Mellom 1974 og 1991 gjennomførte Frankrike en av verdens raskeste kjernekraftutbygginger. På slutten av 1980-tallet bremsset aktiviteten opp, og på 1990-tallet ble kun fire nye reaktorer bygget. Totalt bygget Électricité de France (EDF) 59 reaktorer, og standardiserte utbyggingen rundt tre hovedserier trykkvannsreaktorer (PWR):

- 900 MWe-serien (34 reaktorer, 1970- og 80-tallet)
- 1300 MWe-serien (20 reaktorer, 1980-tallet)
- 1450 MWe N4-serien (4 reaktorer, 1990-tallet)

Selv om kjernekraftsatsingen krevde betydelige investeringer, sørget standardiseringen for effektiv gjennomføring og kostnadskontroll. Opprinnelig inneholdt Messmer-planen ambisjoner om å bygge hele 170 reaktorer innen år 2000. Forbruksveksten ble imidlertid lavere enn forventet, og det ble bygget så mange reaktorer at utnyttelsen i en periode falt til rundt 60 prosent. Det gjorde videre utbygging økonomisk lite bærekraftig, og programmet ble trappet ned. I tillegg påvirket internasjonale hendelser også kjernekraftindustrien, men ikke i like stor grad som i USA. Etter Three Mile Island-ulykken i 1979 ble de nyeste franske reaktorene i 1450 MW-serien utstyrt med forbedrede sikkerhetssystemer, inkludert doble betonginneslutninger og ekstra nødkjøling. I tillegg utviklet Frankrike La Hague-anlegget, et av verdens største anlegg for gjenvinning av brukt brensel, som et ledd i å redusere volumet av høyaktivt avfall.

[Figur 25] Byggekostnader over tid gitt reaktormodel i Frankrike



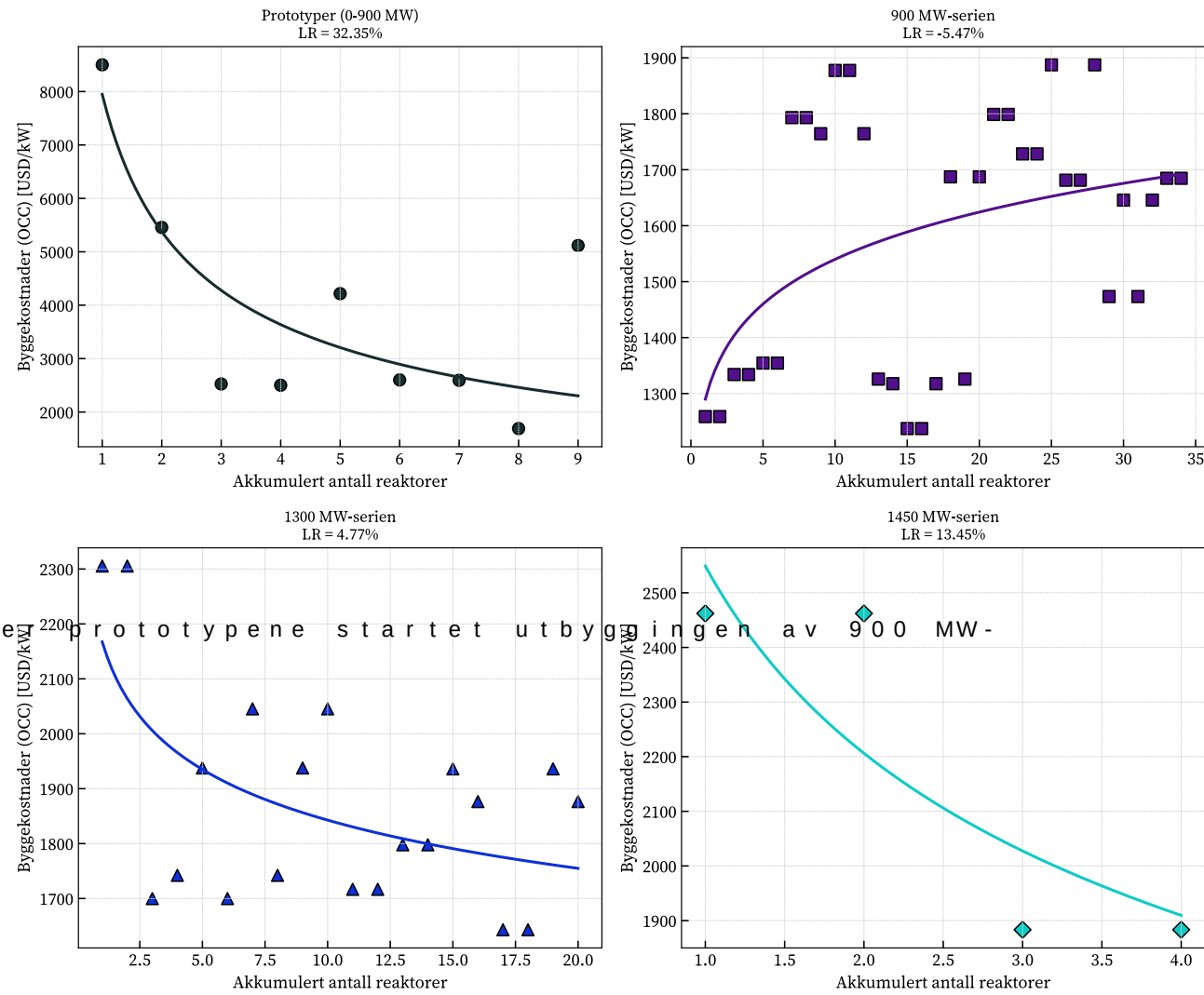
I motsetning til USA publiserte ikke Frankrike detaljerte kostnadsdata for kjernekraftverkene før 2000-tallet. Da uten å inkludere de tidlige prototypene. Blant annet manglet tall for de to første UNGG-reaktorene i Chinon, den første trykkvannsreaktoren levert av Westinghouse og den første gasskjølte reaktoren. I 2010 publiserte Arnulf Grubler studien [Costs of Nuclear Power Generation in France](#) hvor han analyserte kostnadsutviklingen i det franske kjernekraftprogrammet. Figur 23 viser kostnadsdataen Grubler brukte. Han argumenterte for at selv med omfattende standardisering og effektivisering, viser dataene tegn til negativ læring. Forklaringen var at kjernekraft utvikler seg i retning av stadig økt kompleksitet. I 2012 publiserte den franske riksrevisjonen Cour des Comptes en grundig rapport med kostnadsdata, som også inkluderte prototypene. Disse tallene ble senere samlet og standardisert i datasettet til Lovering et al., og det er dette som vises i figur 24 og 25. Når man ser på utviklingen uten prototypene, er det forståelig hvordan Grubler kommer til sin konklusjon. Men når læringen fra prototypene inkluderes, fremstår utviklingen langt mer nyansert. Kostnadsreduksjonen fra de første reaktorene til de standardiserte utbyggingene er så betydelig at man kan stille spørsmål ved om kostnadsøkningen senere er signifikant, særlig når man også hensyntar økte reguleringskrav og andre systemendringer.

Ser vi på læringsraten per reaktorstørrelse i figur 26, fremkommer en tydelig læringskurve, spesielt fra første prototype til de siste i serien. Kostnadene per installert effekt falt med hele 32,5 prosent, noe som viser hvor mye industrien lærte i overgangen fra førstegangsprosjekter til mer modne løsninger. Etter prototypene startet utbyggingen av 900 MW-serien, det er her vi finner det Grubler omtaler som negativ læring. Totalt ble det bygget 35 reaktorer i denne serien, og den markerer starten på det franske kjernekraftprogrammets standardisering av teknologi, design og kompetanse. 900 MW-serien består av tre konfigurasjoner av samme reaktormodell: CP0, CP1 og CP2. CP står for Contrat Programme, og nummereringen viser til ulike standardiserte byggetrinn i utbyggingsprogrammet. CP0 var basert på Westinghouse sitt opprinnelige design, CP1 innførte flere franske tilpasninger, mens CP2 inkluderte ytterligere tekniske og sikkerhetsmessige forbedringer.

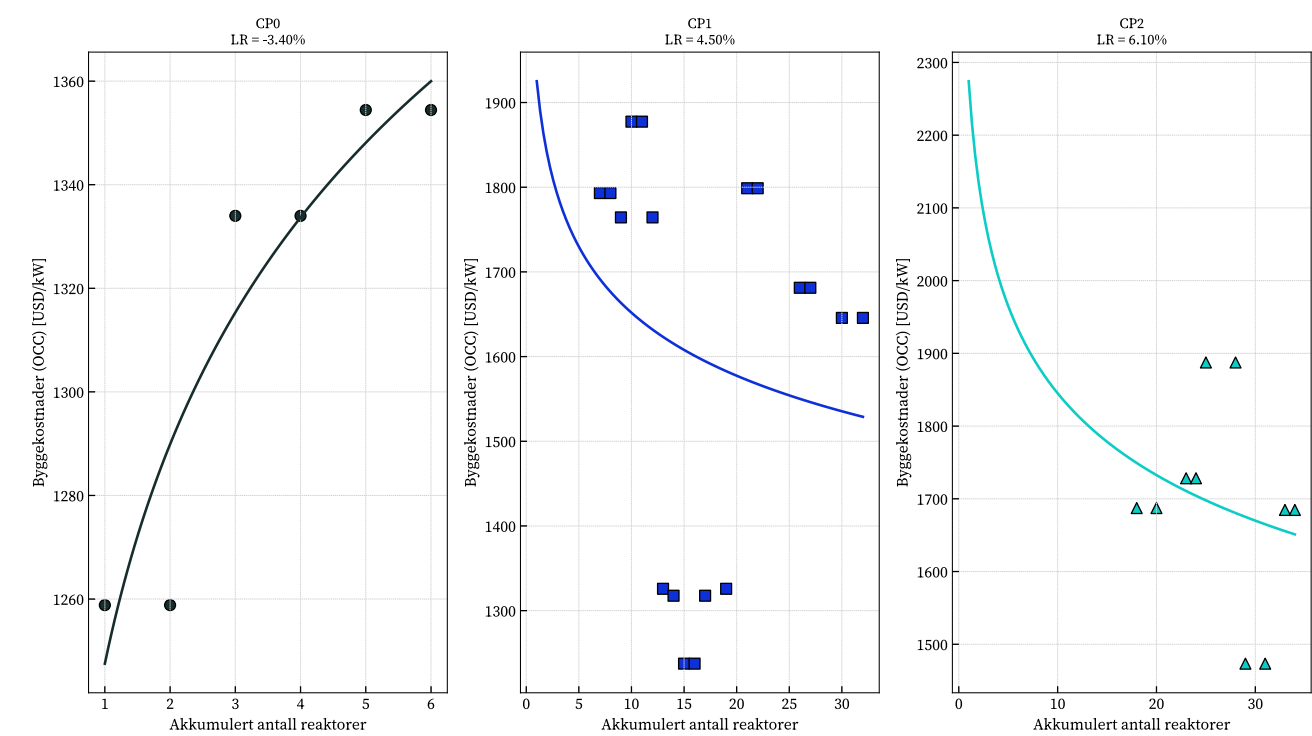
Hvis vi ser på figuren 27 hvor vi har delt 900 MW-serien inn den eneste av disse modellene som har steget i pris over tid. Disse prosentene er likevel så lave i forhold til den store læringen fra prototype til standardisering. Dette er likt for mange industrier, den største læringen skjer fra prototype til standardisering og etter det flater læringen mer og mer ut. Likevel kan vi forsøke å forklare stigningen i kostnader for CP0: Fraværet av regulatoriske krav før midten av 1970-tallet en industri uten noen form for reguleringer gir en kunstig lav kostnad. Den lave kostnaden før 1975 blir vanskelig å sammenligne med i dag, da ingen kjernekraftverk blir bygget uover tid gitt reaktormodel i Frankrike) ser vi at kostnadsstigningen er dramatisk. Direction de la sûreté des installations nucléaires flere reguleringer som så til oppgradering på sikkerhet. Det sagt så må det gjøres økonometriske analyser for å korrigere for reguleringer og mer, for å bedre kunne forklare den læringskurven. Men dette illustrerer et viktig poeng, forskningsartikler som for eksempel Arnulf Grubles, hvor det identifiseres negativ læring gir et ufullstendig bilde. I studien er ikke prototypene inkludert, så man ser ikke den største læringen som skjedde på 1960-tallet. Når vi ser hele historien derimot blir prisstigningen på 900 MW-reaktorene lav.

Det franske kjernekraft programmet på den tiden, var et storslått og vellykket prosjekt. Det går frem som en et forbilde for hvordan en nasjon burde tenke når de skal bygge kjernekraft.

[Figur 26] Læringskurven for det franske kjernereaktorprogrammet



[Figur 27] Læringskurven for det franske 900 MW-serien: CP0, CP1 og CP2



6 - 2 . C a s e - s t u d i e : F l a m a n v i l l e 3

Det landet med minst opphold i kjernekraftutbyggingen er Frankrike, som ferdigstilte sine to N4-reaktorer i 1997 og 1999. Etter dette startet det franske selskapet Areva byggingen av OL3 før de begynte på sitt eget anlegg, Flamanville 3, i 2007. Reaktoren har en effekt på 1650 MW og ligger i Normandie, nordvest i Frankrike. Den er del av et større kjernekraftanlegg som allerede huser to eldre reaktorer, Flamanville 1 og 2, som har vært i drift siden henholdsvis 1986 og 1987. Både FL3 og OL3 er av typen European Pressurised Reactor (EPR) og ble utviklet av Areva og Siemens. Reaktoren ble lansert med høy fokus på sikkerhet og høy effekt, og skulle bli det nye flaggskipet i kjernekraftindustrien. Det ble også bygget to slike reaktorer i Kina, og ytterligere én bygges i Storbritannia ved Hinkley Point C Dessverre ble EPR-reaktoren ikke kjent for sine sikkerhetssystemer, automatiserte teknologi eller enorme kraftproduksjon, men heller som den dyreste reaktoren som noen gang er bygget. For Hinckley Point C er estimert kostnad nå mellom 36 og 40 milliarder euro for to enheter.

Byggingen av FL3 startet i desember 2007 og var opprinnelig planlagt ferdigstilt i 2012, med et budsjett på cirka 3,3 milliarder euro. Prosjektet har imidlertid vært preget av betydelige forsinkelser og kostnadsoverskridelser. Det som er spesielt med FL3 er mengden offentlig informasjon om prosessene og overskridelsene. Flere tekniske problemer er belyst, dette er nok fordi eieren av FL3, EDF er eid av den franske stat og derfor er mye offentlig informasjon. Rapporter som “La construction de l'EPR de Flamanville”, skrevet av Jean-Martin Folz i 2019, dokumenterer nøyaktig hvordan overskridelsene fordelte seg, som vises her i figur 30. Når vi ser på figur 28, ser vi tidslinjen for byggingen av FL3 med de innrapporterte problemene samt annonseringer rundt tids- og kostnadsoverskridelser. Her kan man lese om alle problemene prosjektet møtte på underveis. I figur 29 har vi kategorisert hendelsene fra tidslinjen i figur 28, slik ser man typen problemer rapportert. Vi ser her at den største driveren for tids- og kostnadsoverskridelser er problemer med material og tekniske utfordringer. Siden byggingen av OL3 begynte to år før FL3 er det sannsynlig at forsinkelser

i forsyningen til Finland kan ha forplantet seg til FL3. Det er verdt å merke seg at begge reaktorene brukte samme underleverandører til blant annet trykkavlastningsventiler. Dette inntrykket styrkes av rapporten til Folz, hvor det blant annet fremgår at man hadde regnet med 5 millioner arbeidstimer, men at det faktiske tallet i 2018 var 22 millioner timer en økning med en faktor på 4,4. Det rapporteres også fra begge prosjektene at det var mange timer ble brukt på venting, siden utstyr og materiale ikke var på plass tidsnok. Figur 30 viser kostnadsoverskridelser for kontrakter figur 30a, altså leverandører og underleverandører, og ingeniørarbeid og studier figur 30b, fordelt på følgende kategorier:

- **Volum og omfang:** inkluderer økninger i betong, armering, rør, kabler osv., samt endringer i prosjektets omfang.
- **Regulatoriske krav:** tilsvarer krav som ikke var kjent eller kunne estimeres, som ESPN-forordningen og påvirkning fra eksterne farer.
- **Ledetid:** konsekvenser av forlenget varighet og utsettelse.
- **Usikkerhetsavsetning:** blant annet design- og produksjonsvanskeligheter.

Som man ser i figur 30a for kontrakter, er det volum og omfang som er den største kostnadsdriveren. Dette illustrerer kompleksiteten i å bygge en reaktor av denne størrelsen etter et noe langt opphold siden sist utbygging. I figur 30b, for ingeniørarbeid og studier, er det ledetid som bidrar mest til overskridelsene, som støtter opp om rapportering fra de som jobbet på prosjektene: mange arbeidere ble ofte stående inaktive og likevel føre timer på grunn av forsinkelser. Usikkerhetsavsetningen er også høy i graf 1, noe som er vanlig i prosjekter med høy teknisk kompleksitet, der man må ta høyde for kostnadsøkninger i både materialer og arbeidskraft.

FL3 viser hvor teknisk krevende det var å bygge EPR-reaktoren. Mangelen på kunnskap og erfaring, sammen med en manglende verdikjede, førte til at prosesser tok lengre tid og at høyt betalt arbeidskraft ofte ble stående inaktiv. Det er verdt å merke seg at tallene her er hentet fra 2019 da Folz-rapporten ble utgitt. Etter dette har prosjektet blitt ytterligere forsinket, og i 2024 meldte EDF at totalkostnaden var kommet opp i 13,2 milliarder euro.

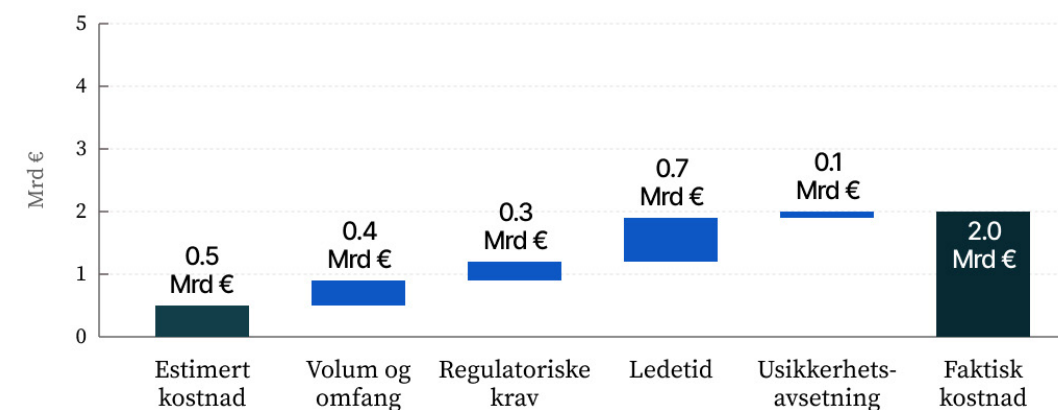
 Forsinkelser varslet



A bar chart titled 'Antall hendelser' (Number of incidents) on the y-axis and 'Årsakskategori' (Cause category) on the x-axis. The y-axis ranges from 0 to 8 with increments of 1. The x-axis lists five categories: Kostnad, Materiale, Teknisk, Regulatorisk, and Sikkerhet. The bars are colored in a gradient from dark blue to light blue. The values for each category are: Kostnad (8), Materiale (5), Teknisk (3), Regulatorisk (3), and Sikkerhet (1).

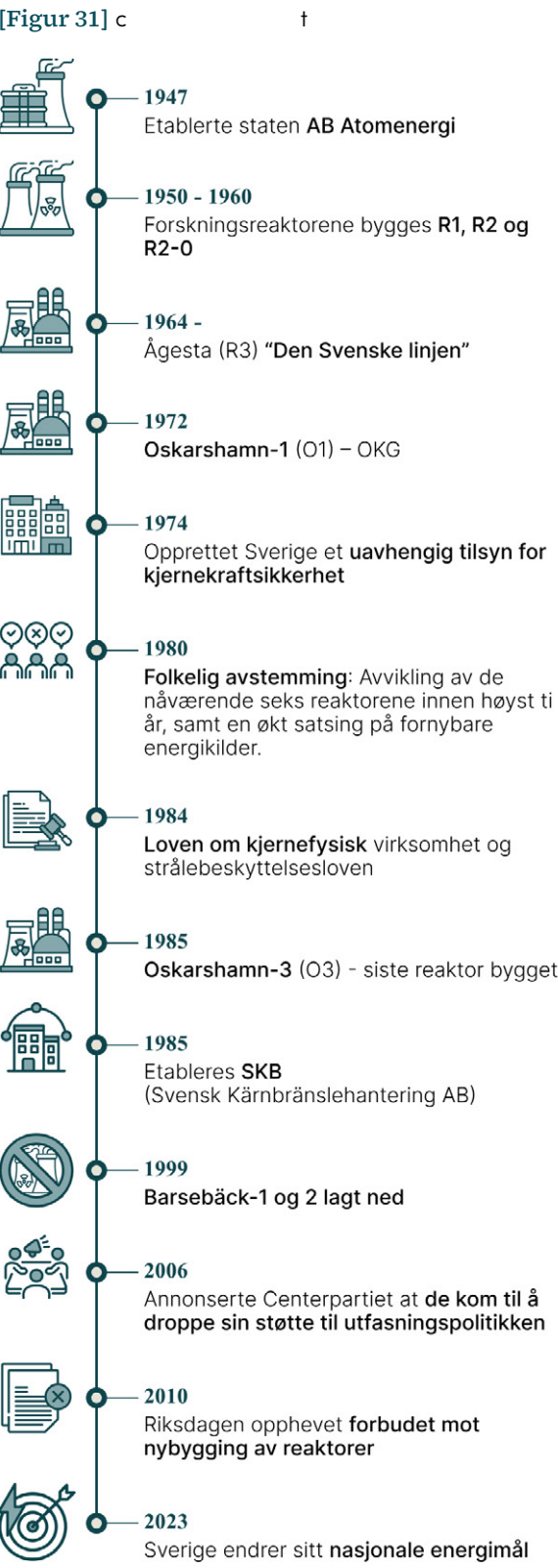
Årsakskategori	Antall hendelser
Kostnad	8
Materiale	5
Teknisk	3
Regulatorisk	3
Sikkerhet	1

Figur 30a



7. Sverige

Etter gjennomgangen av lærdommene fra USA og Frankrike, retter vi nå blikket mot våre naboland. Både Sverige og Finland har gjennomført store kjernekraftutbygginger, men med ulikt utgangspunkt og ulike strategier. I dette kapitlet starter vi med Sverige.



7 - 1 . H i s t o r i k k o g t r e n d e r f r a S v e r i g e

I etterkrigstiden vokste det frem et sterkt miljø for ingeniørvitenskap og teknologioptimisme i Sverige, og det ble dermed en interesse for kjernekraft. I 1947 etablerte staten AB Atomenergi, et forskningsorgan for å lede utviklingen av atomenergi. Sverige hadde på den tiden rikelig med potensiell vannkraft, men ønsket ikke å ødelegge natur unødvendig og ønsket å redusere avhengigheten av importert olje.

En viktig del av den opprinnelige strategien, kjent som "den svenske linjen", var å bruke naturressurser uten å måtte kjøpe anriket uran fra utlandet. Dette støttet også opp om Sveriges nøytralitetspolitikk. Det fantes også en militær ambisjon i bakgrunnen, Sverige ville ha muligheten til å utvikle kjernevåpen om nødvendig.

På 1950- og 60-tallet bygde Sverige flere forskningsreaktorer, inkludert R1 i Stockholm, og R2 og R2 - 0 ved Studsvik. Disse la grunnlaget for bygging av kommersielle kraftverk. Sveriges første kommersielle kjernekraftverk var Ågesta (R3) i 1964. Den tungtvannsreaktor med 10 MWe elektrisk kapasitet.

Et mer ambisiøst prosjekt, Marviken (R4), ble ikke ferdigstilt. Reaktoren skulle kombinere kraftproduksjon og plutoniumproduksjon, men ble stoppet i 1970 på grunn av tekniske problemer og sikkerhetsutfordringer.

Etter dette gikk Sverige vekk fra å utvikle egne tungtvannsreaktorer og gikk heller over til å bygge lett vannsreaktorer (PWR) og kokk vannsreaktorer (BWR) som kunne bygges raskere og billigere. Det ble en bølge av kjernekraftutbygging: Ringhals, Barsebäck, Forsmark og Oskarshamn fikk til sammen 12 reaktorer i perioden 1972 – 1985. Sverige bygde ni reaktorer (BWR), disse ble hovedsakelig bygget

industrielskapet Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget (AS) sammenlåing med et firma fra Sveits, det som i dag heter ABB under byggingen av kjernekraftverkene både i Sverige og Finland selv om de var basert på Westinghouse sitt design så bygget Sverige egne kjernekraftreaktorer og var dermed det første landet i verden etter USA og Sovjet som hadde denne verdifulle kunnskapen. I tillegg ble det bygget tre trykkvannsreaktorer for Vattenfall av Westinghouse, som har en egen divisjon i Sverige. Som med den norske oljeeventyret var det stort fokus på å tilegne seg kompetanse og erfaring. Utbyggingen skjedde også raskt og effektivt, tolv reaktorer på 13 år. I dag er selskapene enda høyst relevante i industrien, AB Atomenergi heter nå Studsvik og er leverandør av kjernekraftanalyser og software for industrien globalt, det som var ASEA Atom, ble så ABB Atom og er i dag Westinghouse Sverige og Vattenfall er enda et stort kraftselskap i Sverige.

På denne tiden nøt kjernekraft fortsatt bred politisk støtte; det ble sett på som en kilde til sikker energi som kunne "redde" Sverige fra en truende energikrise, ettersom olje og Det er verdt å merke seg at selv enkelte tidlige miljøstemmer støttet kjernekraft som et renere alternativ til fossile brenslers og som en måte å skåne Sveriges elver fra ytterligere vannkraftutbygging. Dette sentimentet snudde på midten av 70-tallet og spesielt etter TMI-ulykken, og motstanden vokste mot kjernekraft. I 1980 ble det holdt folkelig avstemming om fremtiden for kjerne

- linjen fikk flest stemmer:
- an Suksektiv utvikling av kjernekraft
 - Avvikling av kjernekraft i den takt som er mulig med hensyn på forbruksbehov, sysselsetting og velferd. De 12 reaktorene fortsetter å driftes, men ingen ytterligere kjernekraft skulle bygges ut.
 - Avvikling av de nåværende seks reaktorene innen høyst ti år, samt en økt satsing på fornybare energikilder.

I denne perioden utviklet også reguleringsinstitusjonene seg. I 1974 opprettet Sverige et uavhengig tilsyn for kjernekraftsikkerhet, som senere ble SKI, Statens Kärnkraftinspektion, og som i 2008 ble slått sammen med Strålsikkerhetsmyndigheten, SSM. På 1980-tallet ble det innført viktige lover som Loven om kjernefysisk virksomhet (1984) og Strålebeskyttelsesloven, som etablerte et omfattende tilsyn og kontroll. Sveriges tilnærming til håndtering av atomavfall fikk internasjonal anerkjennelse: allerede i 1985 hadde Riksdagen etablert SKB (Svensk Kärnbränslehantering AB) for sluttlagring, i tråd med kravene i avfallsloven fra 1977.

På 1980-tallet var opinionen delt, mange godtok behovet for å bruke de reaktorene som allerede var bygget (spesielt etter at investeringene var gjort), men det var bred enighet i 1986 førte til økt kjernekraftskepsis, spesielt siden Sverige var ett av de første landene som oppdaget utslippet, målutstyret ved Forsmark varslet om forhøyet stråling. På tross av det politiske målet om å fase ut før 2010 ble likevel alle 12 reaktorene bygget ferdig, og etter hvert ble de også oppgradert. Etter hvert sto kjernekraft for mellom 35 - 90 - tallet forsøkte daværende regjering å stenge ned noen av dem fikk motstand fra industri som var avhengig av kraften levert fra kraftverkene. Det ble ingen nedleggelse, men dette kløkket annerledes om kjernekraftens kapasitetavgift på kjernekraft (rundt 2.8 - 3 sammenlignet med andre energikilder. I 1999 ble tilslutt Barsebäck-1 og 2 lagt ned, dette var stortsett en politisk

avgjørelse for å holde løftet om utfasing. I tillegg ligger Barsebäck 20 km fra Danmarksgrensen, noe danskene ikke var fornøyde med.

I løpet av 2000-tallet roet opposisjonen mot kjernekraft seg ned. I 2006 annonserte Centerpartiet at de kom til å droppe sin støtte til utfasningspolitikken. I 2010 opphevet Riksdagen forbudet mot nybygg av reaktorer, så lenge de erstatter eksisterende. Dette åpnet for en ny fase av mulig kjernekraftutbygging, likevel ble det ikke slik.

I stedet oppstod det imidlertid økonomiske utfordringer. Lave strømpriser, veksten av subsidiert fornybar energi, og den særskilte kapasitetsavgift på kjernekraft svekket lønnsomheten for eldre reaktorer. I 2015 advarte

energiselskapene (Vattenfall, E.ON/Uniper, Fortum) om at kjernekraftproduksjon i det svenske markedet var i ferd med å bli økonomisk uholdbar. De påpekte at den svenske kapasitetsavgiften på termisk effekt tilsvarte omtrent 0,67 eurocent per kWh, omtrent en firedel av produksjonskostnaden, og at dette, i kombinasjon med nødvendige reinvesteringer, påførte anleggene betydelige økonomiske belastninger. Denne debatten endte med at det ble det inngått en bred energipolitisk avtale mellom flere store partier. Avtalen fjernet kapasitetsavgiften og åpnet for at eksisterende reaktorer kunne fortsette driften frem til rundt 2045 – 2050. Avtalen satte et mål om 100 % fornybar elektrisitet innen 2040, men uten å pålegge noen eksplisitt avvikling av kjernekraft – noe som i praksis tillot videre drift så lenge sikkerhet og økonomi tillot det.	• Mulighet for flere reaktorer på flere lokasjoner • Et utvalg som skal forenkle tillatelsesprosessen for kjernekraft • Økt internasjonalt samarbeid innen kjernekraft Fire prioriterte tiltak 1. Opprettelse av en egen kjernekraftsamordner: Carl Berglöv 2. Tydeliggjøring av statens finansielle ansvar gjennom en modell for risikodeling
--	--

Etter valget i 2022 tok en ny regjeringskoalisjon ytterligere grep for å fremme kjernekraft. I juni 2023 endret Sverige sitt nasjonale energimål fra «100 % fornybar innen 2045» til «100 % fossilfri innen 2045», en semantisk, men viktig endring som igjen inkluderte kjernekraft i fremtidens energimiks.

Regjeringen kunngjorde også omfattende statlige lånegarantier (opptil 500 milliarder SEK) for å støtte nye kjernekraftinvesteringer, og presenterte planer for ny kjernekraft (inkludert små modulære reaktorer, SMR), innen 2045. Mot slutten av 2023 vedtok Riksdagen å oppheve det tidligere taket på 10 samtidige reaktorer og forenkle godkjenningsprosessen for nye enheter ved eksisterende kjernekraftverk.	Utvikling av en statlig risikodelingsmodell: Investeringer i kjernekraft bremses av usikkerhet over svært lange tidsperioder
--	---

På omtrent 40 år har Sverige dermed gått fra å være en ledende utbygger til å motarbeide kjernekraft, blant annet gjennom særavgifter, før støtten igjen ble styrket med statlige lånegarantier.

7 - 2 . K j e r n e k r a f t i n å t i d e n i S v e r i g e : ø n s k e r o m å b y g g e u t k j e r n e k r a f t

Sveriges regjering la i 2023 frem et nytt veikart for kjernekraft, med mål om å sikre stabil tilgang på fossilfri strøm til konkurransedyktige priser. Regjeringen mener at stabil, utslippsfri elektrisitetsforsyning er avgjørende for landets konkurranseevne, og for å lykkes med den nødvendige elektrifiseringen må strømproduksjonen nesten doubles innen 25 år. Veikartet klargjør regjeringens mål og gir langsiktige rammer for en omfattende satsing på ny kjernekraft.



Hovedpunkter i veikartet:

- Innføring av et nytt energipolitisk mål om 100 prosent fossilfri elektrisitetsproduksjon innen 2040
- Tilbud om kreditgarantier for utbygging av kjernekraft
- Økte bevilgninger til kjernekraftforskning og kompetanseutvikling i relevante myndigheter
- Mulighet for flere reaktorer på flere lokasjoner
- Et utvalg som skal forenkle tillatelsesprosessen for kjernekraft
- Økt internasjonalt samarbeid innen kjernekraft



2. For prioriterte tiltak, det var økonomisk forsvarlig. Avtalen

1. Opprettelse av en egen kjernekriftsamordner: Carl Berglöff
2. Tydeliggjøring av statens finansielle ansvar gjennom en modell for risikodeling
3. Bygging av ny kjernekrift med en samlet effekt tilsvarende minst to store reaktorer innen 2035
4. En massiv utbygging av kjernekrift fram mot 2045



Utvikling av en statlig risikodelingsmodell:

- Investeringer i kjernekraft bremses av usikkerhet over svært lange tidsperioder
- Kreditgarantier alene vil ikke være tilstrekkelig
- En egen utredning skal foreslå hvordan staten kan dele risikoen gjennom en ny finansierings-
orisikodelingsmodell
- Arbeidet vil koordineres med pågående prosesser om utformingen av framtidens kraftmarked, og man vil
hente erfaringer fra andre land som satser på kjernekraft

Dette inkluderer omfattende tiltak, fra finansielle virkemidler og regulatoriske forenklinger til internasjonalt samarbeid.



Quote

“Stabil tillgång på fossilfri el till konkurrenskraftig konkurrenskraft. Samtidigt behöver elproduktionen i samhället ska klara elektrifieringen. Mot denna bakgrunn för ny kärnkraft i Sverige som tydliggör regeringens förhållningssätt till ny kärnkraft.” - tatt fra regjeringen, se pressemelding 11/2019.

Svensk rapport om energibehovet og energikilde - for

Hvorfor vurderer svenskene å bygge ut kjernekraft? En viktig kilde er rapportserien fra Quantified Carbon: “Swedish

Power Systems Robust for ... TWh”, de har utgitt en ny rapport hver grunn av høyere forventet forbruk (i TWh). Alle publikasjonene underbygging av kjernekraft i Sverige, med mål om minst 2500 MW ny kapasitet innen 2035a

hvor modellene er forbedret og mer avansert for hver publikasjon, den siste i serien ser på 300 TWh. Denne analysen

kan også ha relevans for norsk energidebatt, ettersom vi i økende grad må vurdere både forsyningssikkerhet og

fleksibel kraftproduksjon i takt med elektrifiseringen. Rapporten sammenligner sju hovedscenarier, som varierer

fra kjernekraftdominert produksjon til scenarier uten ny kjernekraft, og vurderer både systemkostnader, strømpriser,

prisvolatilitet og importavhengighet.

Oppsummering

- **Modellen viser små variasjoner i systemkostnader ved høy variasjon i teknologimiks**

Selv om kraftmiksingen endres mye under ulike forutsetninger (f.eks. kostnader for kjernekraft, vind og gass), forblir systemkostnadene omtrent like. Dette skyldes at optimeringskurven er flat: det koster lite å bytte mellom teknologier. For beslutningstakere betyr dette at andre hensyn, som klima, arealbruk eller forsyningssikkerhet, kan veie tungt uten at det nødvendigvis gir høyere kostnader.

- **Laveste strømpriser og minst volatilitet med mye kjernekraft**

Scenarier med utbygging av ny kjernekraft (8–11 GW) og gitt at den sekundære produksjonen er på 42–55 GW, har lavest gjennomsnittspris og lavest prisvolatilitet. Grunnen er at en stor andel regulerbar kjernekraft reduserer systemets sårbarhet for både væravhengig produksjon og prissvingninger i nabolandene.

- **Kombinasjon av gasskraft og landbasert vind gir nest lavest pris og volatilitet**

I scenariet hvor Sverige bygger ut landvind kombinert med gasskraft holdes prisene lave og stabiliserer markedet, selv om svingningene er noe høyere enn i de mest kjernekraftdominerte scenariene.

- **Mer regulerbar kraftkapasitet gir økt selvforsyning og lavere importbehov**

Ved lav kjernekraftandel øker importavhengigheten fra naboland. Dette kan øke både prisnivå og volatilitet, samt medføre risiko for gassavhengighet.

- **Et bredt teknologivalg reduserer risiko**

Modellen viser at kostnadsnivået i flere scenarier er relativt likt, men at kjernekraftdominerte varianter er mer følsomme for usikkerhet i investeringskostnader. Samtidig kan storstilt utbygging av landvind bli utsatt for “kannibalisering” av egen produksjon, som presser verdien av vindkraft nedover.

- **Kjernekraft som mest realistiske kilden til stabil og utslippsfri produksjon**

For å opprettholde et robust kraftsystem med høy andel fossilfri produksjon konkluderer rapporten med at kjernekraft på stor skala kan være den mest gjennomførbare løsningen. Særlig utmerker tre scenarier seg: Mye utbygging av kjernekraft eller mye utbygging av landvind. Dette indikerer at begge spiller sentrale roller i en karbonfri fremtid. Disse scenarioene gir best total balanse mellom lave systemkostnader, lav prisvolatilitet og konkurransedyktige strømpriser.

Promemoria og finansieringsmodell

Den 12. august 2024 leverte et utvalg ved Mats Dillén en promemoria til regjeringen med tittelen «Finansiering och

risikodeling vid investeringar i ny kärnkraft». Rapporten foreslår et ny finansierings- og risikodelingsmodell for

utbygging av kjernekraft i Sverige, med mål om minst 2500 MW ny kapasitet innen 2035a

at regjeringen kan tilby lån og en form for dobbeltsidig CfD-kommisjonen godkjenner støtten.

Rapporten analyserer videre modeller fra andre land for eksempel har Storbritannia brukt CfD for Hinkley Point C, og

utvikler nå en RAB-modell (Regulated Asset Base) for å redusere byggefasen. Tsjekkia har innført avtaler om lånefinansiering og prisgaranti, mens Finland har brukt en «Mankala»-

modell. Erfaringene tilsier at statlig medvirkning kan gjøre det enklere å takle store kostnadssprekk under konstruksjon, men også at man må finne balanserte løsninger som unngår urimelig overføring av risiko til staten eller forbrukerne.

I selve forslaget til svensk modell foreslås tre hovedelementer:

1. Statlige lån fra Riksgälden med gunstige vilkår under byggeperioden . kostnader for kjernekraft, vind og gass) ,
2. En dobbeltsidig CfD, som sikrer kjernekraftprodusenten til en viss grad, der betalinger går mellom produsenten og staten, som representerer strømforbrukerne, avhengig av om markedsprisen ligger under eller over den avtalte innløsningspris (lösenpris) .
3. En mekanisme for risikodeling og gevinstfordeling, der investorer har et minstebeskyttet utbytte, mens eventuell ekstrafortjeneste vil bli delt med staten og strømkundene.

Den sekundære produksjonen er på 42–55 GW, har lavest gjennomsnittspris og lavest prisvolatilitet. Tanken er innløsningspris som ligger litt over forventet markedspris, slik at utbyggere motiveres til å investere i ny kjernekraft samtidig som forbrukerne får en viss beskyttelse mot ekstreme prisutslag.

Promemoriaen gjør til slutt en konsekvensanalyse av hvordan hvordan modellen påvirker statens økonomi, strømpriser og forsyningssikkerhet. For staten innebærer låneopptaket en midlertidig økning i offentlig gjeld og mulige merkostnader hvis prosjektet blir dyrere enn planlagt. For elektrisitetsmarkedet kan prisene bli mer stabile og mindre følsomme for svingninger i væravhengig produksjon, ettersom kjernekraft er regulerbar. Slik ønsker Sverige å skape et rammeverk som gjør store kjernekraftinvesteringer økonomisk mulige, samtidig som risikoen fordeles på en gjennomtenkt måte mellom produsenter, staten og forbrukerne.

Utfallet og regjeringens proposisjon

Den 27. mars 2025 kom Regjeringens forslag til finansiering og risikodeling i nye kjernekraftinvesteringer. Denne tar for seg behovet for nye kjernekraftreaktorer for å nå klima- og energipolitiske mål og dekke framtidig strømbehov.

Forslaget slår fast at statlig støtte er avgjørende fordi de store økonomiske risikoene ved kjernekraft fører til høye avkastningskrav fra private investorer, noe som gjør rene kommersielle investeringer urealistiske. Dette skyldes også markedssvikt: finansmarkedene evner ikke å prise og fordele risiko på en effektiv måte for så langsiktige prosjekt som kjernekraft.

Den foreslåtte modellen innebærer en ny lov som gir statlig støtte gjennom statlige lån og tosidige Contracts for Difference (CfD). I tillegg skal en mekanisme for risiko-finansieringskostnader, stimulere til effektiv ressursbruk og sikre en balansert fordeling av risiko og gevinst mellom staten og de selskapene som får støtte. Regjeringen mener at nettopp dette tiltaket imøtekommer de viktigste risikoene ved kjernekraftprosjekter.

Videre skal den foreslåtte loven tre i kraft 6. mai 2025. Etter dette skal det inngås detaljerte avtaler mellom regjeringen og berørte selskaper, og hver enkelt støttemodell må godkjennes av EU-kommisjonen i henhold til reglene om statsstøtte. I tillegg har regjeringen gitt Riksgäldskontoret i oppdrag å utrede og foreslå løsninger for å hvordan risikoen i ordningen kan begrenses, særlig når det gjelder finansiering av håndtering av atomavfall.

[Figur 32] Forslaget til svensk modell



Hva kan Norge lære av Sveriges nye kjernekraftsatsing og føringen av kjernekraft og tidlig utvikling

Sverige har i likhet med Norge en svært het debatt om lavutslipps energikilder som vind og kjernekraft. En studie publisert i desember 2024: “The Polarisation of Energy Preferences and the Role of Nuclear Power in Sweden”, viser at folkeopinionen for både vind- og kjernekraft er mer polarisert enn i Norge. Den viser også at kjernekraft er mer populær blant høyreorienterte velgere og mens vindkraft var mer populær blant venstreorienterte velgere. Videre konkluderer forfatterne med at det er en risiko for at politisk rivalisering i økende grad gjør energipolitikken til et spørsmål om identitet og verdier. Dette kan føre til fastlåste situasjoner i energiomstillingen. Politikere som mener alvor med å fremskynde avkarboniseringen, bør derfor forsøke å bygge bro over partiskillene. Dette kan blant annet gjøres gjennom tverrpolitiske avtaler om energipolitikk. Politikere burde bestrebe å avpolitisere energipolitikken og heller inngå brede forlik, der alle får noe, men ingen får alt. Rapporten fra Quantified Carbon som er nevnt i avsnittet over viser hvor sensitive energimarkedsmodeller er mot antakelser, men en ting rapporten indikerer at både landbasert vind og kjernekraft kan spille store roller i energisystemet i fremtiden hvis målet er å avkarbonisere.

Siden energidebatten i Norge er minst like polarisert og intens som i Sverige, kan vi ha mye å lære av studier gjort på svensk befolkning og deres anbefalinger og konklusjoner. Når diskusjonen blir for preget av politisk rivalisering og steile fronter, risikerer vi å havne i handlingslammelse. Da kan et tverrpolitisk samarbeid være en bedre vei frem – hvor målet ikke nødvendigvis er å få gjennom alt, men å få til noe.

Sverige har i motsetning til Norge allerede kjernekraft, så for dem føles det kanskje ikke ut som et like stort steg å ta politisk som for Norge. Likevel ser vi at svenskene hadde gitt opp kjernekraft og mer utbygging bare for noe få år tilbake, men har så snudd. Det har ikke blitt bygget kjernekraftverk siden 1985, å bygge nytt i Sverige innebærer dermed også FOAK-karakter, omtrent som for Norge. Dette åpner opp for muligheter der landene kan samarbeide og

bygge opp kompetanse sammen. En ting vi kan ta med oss fra fortidens kjernekraftsatsning i Sverige er at de på den tiden hadde en lik tilnærming til oppbygging av kjernekraft slik Norge hadde til oljen:

- Kunnskap og erfaring skal være svensk
 - Teknologien og leverandører skal være delvis svensk
 - Staten er mye involvert og passer på planlegging, finansiering, dekommisjonering, sikkerhet og regulering
- Dette er noe Norge har lignende erfaring med når det gjelder Olje og gass næringen.

8. Finland

8 - 1 . Historikk og trender fra Finland

Som en relativt ung nasjon valgte Finland å satse på kjernekraft i etterkrigstiden for å sikre seg egen forsyning av kraft. Finske ledere så på kjernekraft som en måte å sikre energiforsyningen, unngå avhengighet av olje- og gassimport, og slik opprettholde industriens konkurranseevne i det globale markedet. Politikere argumenterte for at å ta i bruk denne nye teknologien ville sikre Finlands fremtid: “en ung nasjon med godt utdannede mennesker, klare til å ta i bruk kjernekraft for å sikre energiforsyningen”. Finland bygget ti OL3 23 år senere, med byggestart i 2005.

Finlands vei mot kjernekraft var kompleks, og utspilte seg under den kalde krigen med involvering fra både vestlige og østlige land. I 1950-årene ble det etablert et samarbeid mellom finske myndigheter og sovjetiske myndigheter om å bygge en kjernekraftreaktor i Finland. Dette samarbeidet ble imidlertid avbrutt i 1960-årene på grunn av den kalde krigen. I 1967 ble det besluttet å kjøpe en kjernekraftreaktor fra en vestlig leverandør. Politiske føringer endret imidlertid dette forløpet. Sovjetunionen presset sterkt på president Urho Kekkonen, og signaliserte at de ikke ville akseptere at Finland valgte en reaktor fra Vest-Tyskland eller USA. Denne øst-vest-dragkampen førte til at den første anbudsrunden ble suspendert i 1967 etter mye sovjetisk press. En ny runde med anbud ble organisert med sovjetisk deltakelse, men vestlige leverandører protesterte da sovjeterne kontinuerlig justerte sitt tilbud utenfor normale anbudsregler. I juli 1968 kansellerte den finske regjeringen hele den kaotiske anbudsrunden uten å kåre en vinner, og det ble klart at kjernekraftverket av utenrikspolitiske årsaker ville bli levert av Sovjetunionen. Direkte forhandlinger med Moskva begynte i august 1969 og ble avsluttet i 1970, og skiftet dermed prosjektet fast til sovjetisk leveranse.

Til tross for at Finland valgte en sovjetisk reaktor, insisterte finske eksperter på å oppfylle vestlige sikkerhetsstandarder. IVOs ingeniører fant at referansemodellene ikke dekket alle de kritiske sikkerhetsfunksjonene, som en inneslutningsbygning og nødkjølekrets. For å løse dette, implementerte Finland et unikt samarbeid: Sovjetisk atomteknologi ble sammensveiset med vestlige sikkerhetssystemer og finsk ingeniørkunst. Vestlige selskaper som Westinghouse og Siemens leverte instrumentering, kontrollsystemer og andre sikkerhetsoppgraderinger for å sikre samsvar med finske forskrifter. Denne uortodokse blandingen ga prosjektet kallenavnet «Eastinghouse», som gjenspeilet øst-vestens felles innsats til finsk kjernekraftoppbygging. Resultatet var at Finlands første anlegg var en sovjetbygd reaktor på utsiden, men med betydelige vestlige komponenter og sikkerhetsdesign.

I 1969 dannet en sammenslutning av energiintensive selskaper Teollisuuden Voima Oy (TVO) under en samarbeidsmodell kalt “Mankala” - modellen for å produsere elektrisitet til kostpris for eierne. TVO ønsket sin egen reaktor fra vestlig leverandør. De identifiserte Olkiluoto, en øy på vestkysten, som det foretrukne stedet for et anlegg.

Innen 1970 hadde TVO besluttet å bygge en omtrent 500 MWe kjernefysisk enhet på Olkiluoto. Etter noe tautrekking om tomt sikret TVO Olkiluoto innen 1973 med parlamentarisk godkjenning av en arealutveksling. TVO bestilte deretter to kokvannsreaktorer (BWR - er) fra det svenske firmaet Asea - Atom.

Reaktorkonstruksjon og internasjonale partnerskap

Byggingen av Finlands første kjernekraftenheter skred frem gjennom trykkvannsreaktor levert av Sovjetunionens Atomenergoexportsom, ligger på øya Hästholmen nær byen Loviisa, startet bygging i 1971 og oppnådde første kritikalitet i 1977. Tvillingen, Loviisa 2, fulgte noen år senere og gikk inn i kommersiell drift tidlig i 1981. Over tid viste Loviisa-reaktorene seg å være robuste; begge enhetene ble oppgradert fra sin opprinnelige nettoeffekt på 440 MWe til omtrent 507 MWe hver etter modernisering, noe som tilsvarer en 18 % økning i effekt.

TVOs Olkiluoto - prosjekt lå noe etter Loviisa i tidsplan. Olkiluoto (BWR) , begynte å produsere strøm i 1978 og gikk inn i kommersiell drift i 1980. Olkiluoto-enhetene ble levert av det svenske selskapet Asea-Atom i samarbeid med finsk industri. Olkiluoto-BWR-ene presterte usedvanlig godt; gjennom trinnvise oppgraderinger for eksempel utskifting av turbiner, økte nettoeffekten for hver enhet med omtrent en tredjedel til 880 MWe innen 2010. Den høye påliteligheten til disse reaktorene (med kapasitetsfaktor over 90 %) demonstrerte suksessen med Finlands ti

Et lovverk og en reguleringsstrategi i verdensklasse

Hvor Finland skiller seg ut, er deres tidlige etablering av et regulatorisk rammeverk for kjernekraft. I 1957, selv før noen reaktorer var bygget, vedtok regjeringen en strålevernlov og opprettet et dedikert forskningsinstitutt for stråling. I 1968, da kjernekraftplanene begynte å ta form, fikk dette instituttet eksplisitt ansvar for tilsyn med sikkerhet, og ble til Strålevern- og atomsikkerhetsmyndigheten. Denne institusjonen har siden 1984 vært kjent under det finske akronymet STUK (Säteilyturvakeskus) , og fungerer som Finlands uavhengige tilsynsmyndighet for kjernekraftprosjekter som OL3, som krevde omfattende spesialisert arbeidskraft fra hele verden. Siden TVO er et privat selskap er det ikke alt som kommer frem for offentligheten, men likevel har vi et godt bilde av problemene og kompleksiteten mest på grunn av den offentlige saken mellom TVO og Areva. På tross av disse problemene, er OL3 økonomisk verdt det? På grunn av OL3 sammen med utbygging av vindkraft er Finland nesten selvforsynt med energi i 2023. Olkiluoto kraftverkene står for 30 % av strømforsyningen til hele Finland. 11 milliarder euro er en høy kostnad, men den fordelte seg ikke på det finske folk alene. TVO betalte 5.5 milliarder euro milliarder for prosjektet. Areva som bygget OL3 måtte ut med rundt 5.5 milliarder euro. Framatome, har ansvar for vedlikehold og eier brenselssyklusen til OL3, det er her Framatome gjør opp for sine tapte utgifter. Når man har ansvaret for vedlikeholdet og brensel syklusen i 30- 40 år (eller mer) for man kjøper kraft fra OL3 så er det bare TVO sin utgifter som skal dekkes. I denne rapporten fokuserer vi ikke mye på LCOE, men det kan nevnes her at de fleste som regner ut LCOE for OL3 ikke hensyntar det ekte økonomiske bildet. Areva sine utgifter inngår ikke i kraften som selges på det finske markedet. Dessuten må vi huske at TVO har allerede to andre kjernekraftverk på øya Olkiluoto som durer og går og er ferdig nedbetalt. Disse bidrar til å senke prisen på kraften fra det nye kraftverket.

8-2. Case-studie: Olkiluoto 3
Olkiluoto 3 (OL3) er et av de mest omfattende og omdiskuterte Reaktoren var den første EPR-enheten som ble forsøkt bygget i verden, og prosjektet har vært gjenstand for stor offentlig interesse både på grunn av sine ambisjoner og sine utfordringer. OL3 var eid av TVO og var en reaktor på 1 600 MW som skulle leveres nøkkelferdig (turnkey) i år 2009. Slik ble det dessverre ikke, prosjektet gikk over både tid og budsjett, og kom på hele 11 milliarder euro tilslett og en byggetid på 18 år. Det som er spesielt for OL3 er den komplekse rettsprosessen som oppsto mellom TVO og Areva. Denne konflikten har blitt nevnt som den verste konflikten mellom to selskaper i byggebransjen i moderne tid.

Siden Areva og TVO hadde blitt enige om denne faste prisen ble det ekstra vanskelig når overskridelsene kom. Å levere nøkkelferdig kjernekraftverk var vanlig på 70 og 80 tallet, etter å ha bygget prototyper, standardisert design og bygget flere kjernekraftverk i serie. Men uten all dette i bakhånd, klarte ingen av partene å levere det de skulle til prosjektet. De var uenige om grunnen til kostnader, forsinkelser og ansvarsfordeling. Det hele endte i et forlik, Areva betalte 450 millioner € til TVO som igjen ikke fikk noe mer av Areva etter forliket. Figur 33 viser tidslinjen for byggingen av OL3. For å kunne fortelle historien slik har vi samlet alle offentlige kunngjøringer om kostnads- og tidsoverskridelser som er kunngjort rundt prosjektet. Dette viser bare et uttrekk av det som er kjent offisielt, så det gir ikke hele oversikten over problemene, men et lite innblikk. Vi har også kategorisert de forskjellige problemene i figur 34, likt som med FL3. Her får man en idé om hva som var hovedgrunnene til forsinkelser og overskridelser til kjernekraft .

De to største kategoriene er organisatorisk og testing. Dette stemmer godt med andre rapporter om emnet, som viser at indirekte kostnader (ingeniørtjenester, prosjektstyring og før i tiden. På prosjektet jobbet det totalt omtrent 4000 personer på det meste samtidig under byggeperioden.

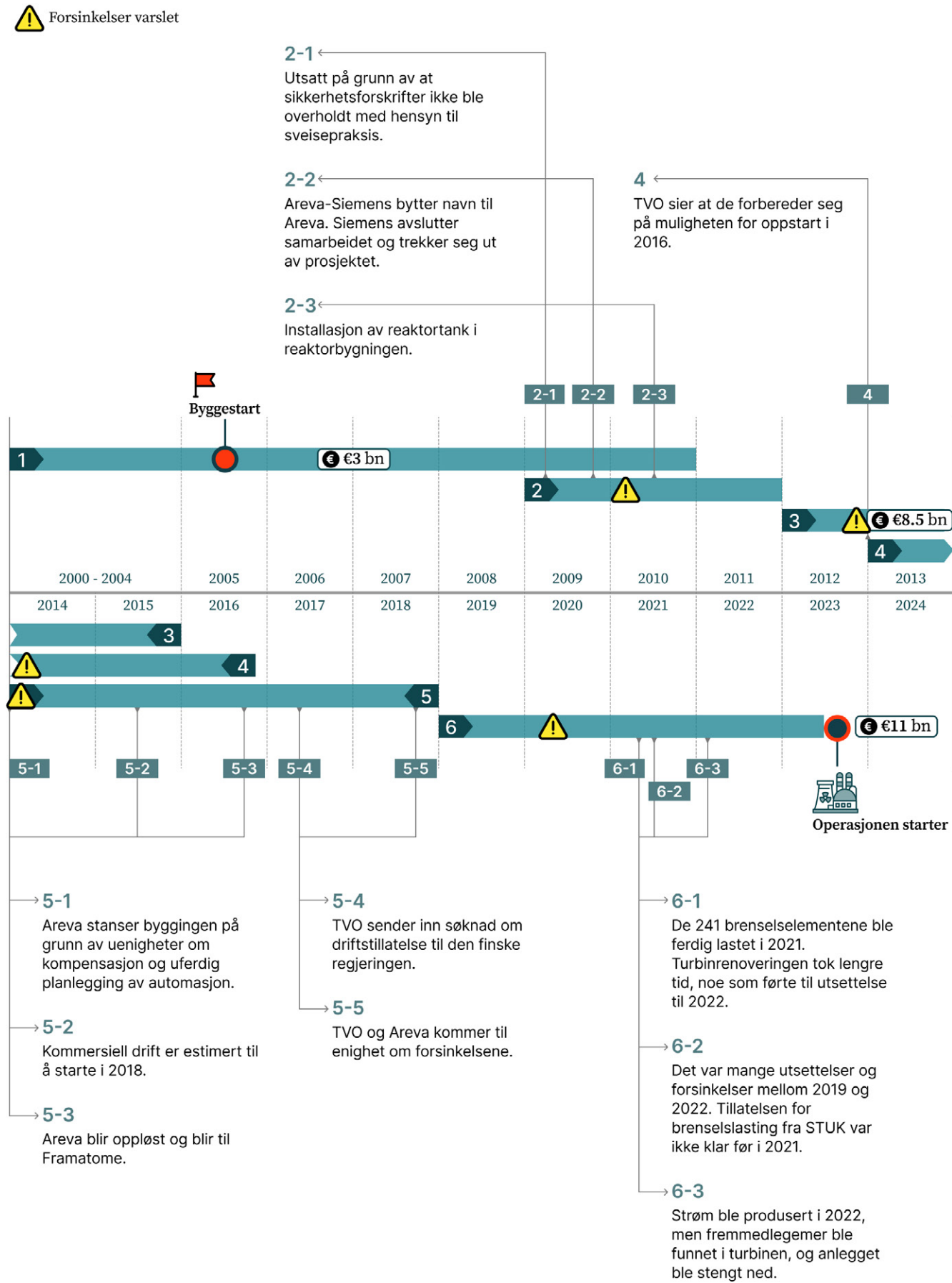
Prosjektet involverte rundt 50 millioner arbeidstimer totalt. Arbeidsstyrken besto av personer fra over 60 forskjellige nasjonaliteter, noe som reflekterer prosjektets internasjonale karakter og kompleksitet.

Dette store mangfoldet og den betydelige arbeidsinnsatsen er synsmyndighet for kjernekraftprosjekter som OL3, som krevde omfattende spesialisert arbeidskraft fra hele verden. Siden TVO er et privat selskap er det ikke alt som kommer frem for offentligheten, men likevel har vi et godt bilde av problemene og kompleksiteten mest på grunn av den offentlige saken mellom TVO og Areva.

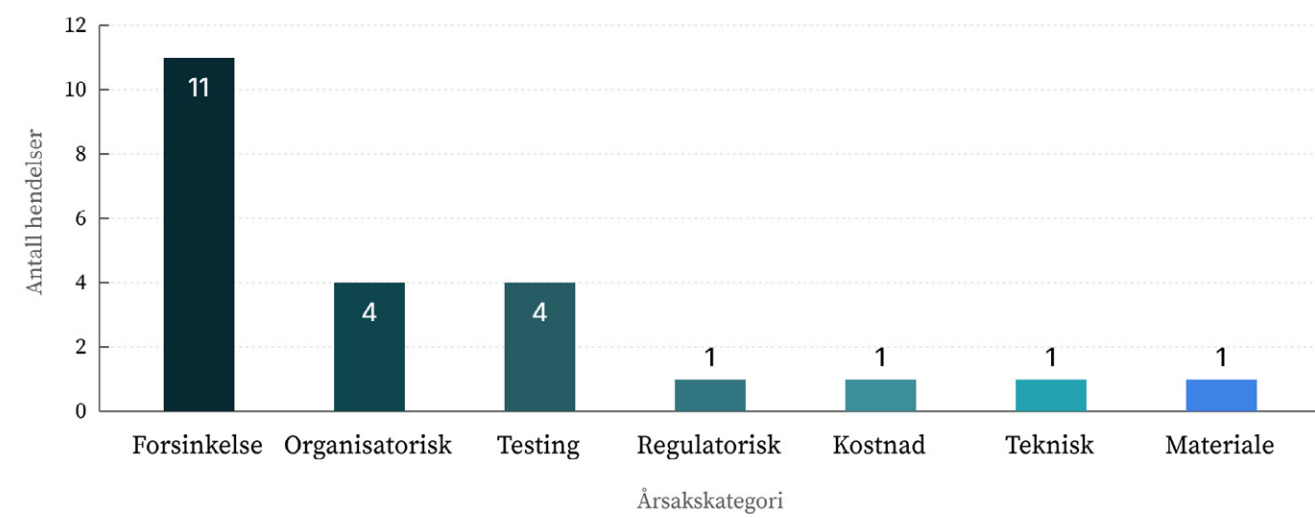
På tross av disse problemene, er OL3 økonomisk verdt det? På grunn av OL3 sammen med utbygging av vindkraft er Finland nesten selvforsynt med energi i 2023. Olkiluoto kraftverkene står for 30 % av strømforsyningen til hele Finland. 11 milliarder euro er en høy kostnad, men den fordelte seg ikke på det finske folk alene. TVO betalte 5.5 milliarder euro milliarder for prosjektet. Areva som bygget OL3 måtte ut med rundt 5.5 milliarder euro. Framatome, har ansvar for vedlikehold og eier brenselssyklusen til OL3, det er her Framatome gjør opp for sine tapte utgifter. Når man har ansvaret for vedlikeholdet og brensel syklusen i 30- 40 år (eller mer) for man kjøper kraft fra OL3 så er det bare TVO sin utgifter som skal dekkes. I denne rapporten fokuserer vi ikke mye på LCOE, men det kan nevnes her at de fleste som regner ut LCOE for OL3 ikke hensyntar det ekte økonomiske bildet. Areva sine utgifter inngår ikke i kraften som selges på det finske markedet. Dessuten må vi huske at TVO har allerede to andre kjernekraftverk på øya Olkiluoto som durer og går og er ferdig nedbetalt. Disse bidrar til å senke prisen på kraften fra det nye kraftverket.

Selv om prosjektet til slutt ble ferdigstilt og bidrar betydelig til Finlands energiforsyning, understreker historien behovet for realistiske tidsplaner, fleksible kontraktsformer og sterk prosjektledelse, særlig i førstegangsprosjekter. Det illustrerer også hvor viktig det er med klar rollefordeling og forankret samarbeid mellom myndigheter, utbygger og leverandører.

[Figur 33] Tidslinje for byggingen av Olkiluoto 3



[Figur 34] Problemer rapportert fordelt på årsakskategori



8 - 3 . K j e r n e k r a f t i n å t i d e n

Finland har i dag fem reaktorer i kommersiell drift fordelt på to anlegg, Olkiluoto og Loviisa, som til sammen dekker over 40 % av landets elektrisitetsproduksjon. Etter den lange ferdigstillelsen av OL3 vedtok likevel finske myndigheter i juli 2020 å satse videre på kjernekraftutbygging og ga prinsippetillatelse til to nye storskala reaktorer: Olkiluoto 4 og Hanhikivi 1. Imidlertid gikk ingen av prosjektene etter planen: Olkiluoto 4 ble først utsatt på ubestemt tid på grunn av forsinkelsene og kostnadsoverskridelsene med OL3, og ble senere kansellert. Hanhikivi 1 rakk å komme til forberedende arbeider, men ble stoppet i 2022 etter Russlands invasjon av Ukraina.

Fokuset har også vært å fornye og forbedre eksisterende kapasitet på de allerede eksisterende kjernekraftverkene.

Myndighetene har sørget for å forlenge levetiden til de gamle anleggene: I februar 2023 ga den finske regjeringen nye driftstillatelser for Loviisa 1 og 2 helt til utgangen av 2050 som ellers skulle stenge i i 2027 og 2030. Dette innebærer at de to 1970-tallsreaktorene kan fortsette å levere strøm i ytterligere 25 år, gitt nødvendige oppgraderinger.

Når det gjelder nyutbyggelse av kjernekraft skjer det også mye:

Den finske regjeringen fra juni 2023, har signalisert en svært positiv holdning til ny kjernekraft. Regjeringsprogrammet fra 2023 “A Strong and Committed Finland - The Government Vision” skulle etableres, og selskapet Posiva Oyj fikk ansvar for å utvikle prosjektet. Navnet på anlegget ble Onkalo, oppfyller sikkerhetskrav skal få tillatelse. Miljø- og klimaminister Kai Mykkänen uttalte i januar 2025 at “Finland burde investere i nye kjernekraftverk” dersom elektrifiseringen skal gå en totalrevisjon av atomenergiloven, med sikte på en ny lov innen 2026. I tillegg sier Mykkänen i intervjuet med YLE “Regjeringen tar sikte på å akselerere dette målet ved å gi garantier på minimumspriser på elektrisitet betalt til selskaper som investerer i nye kjernekraftprosjekt, det vil også sette et tak på markedspriser som selskapet kan motta.” Dette indikerer at Finland vurderer en CfD-lignende modell

E n e r g i p o l i t i k k

Finland har et høyt strømforbruk på rundt 80 TWh per år omtrent 14 300 kWh per innbygger). Landet var tidligere avhengig av betydelig import av elektrisitet, i 2022 måtte omtrent 17 % av forbruket importeres, blant annet fra Russland og Sverige. Etter at den nye reaktoren OL3 kom i drift i 2023, har denne situasjonen forbedret seg kraftig. I 2023 produserte Finland 80,6 TWh strøm innenlands, og nettoimport ble redusert til kun 1,7 TWh. Finland forventes å

bli å være nær selvforsynt med elektrisitet fra 2026, takket være OL3 samt omfattende vindkraftutbygging.

Energiminister Kai Mykkänen uttaler at været gir svingninger i fornybar produksjon, derfor trengs også stabil grunnlast som atomkraft for å sikre jevn strømforsyning og rimelige priser.

Den offentlige debatten reflekterer denne pragmatiske linjen. Vindkraft løftes frem som det rimeligste og raskeste å bygge ut i dag. Likevel betyr ikke den finske vindkraftboomen at atomkraft er ute av bildet. Kjernekraft har bred politisk støtte i Finland og anses som et nødvendig supplement. Argumentet er at vind og sol alene ikke kan dekke hele behovet til enhver tid. Kjernekraft leverer strøm uavhengig av vær og vind, og reduserer behovet for import i kalde, vindstille perioder.

Befolkningens holdninger til kjernekraft og vindkraft

Den finske befolkningen er i hovedsak positivt innstilt til både kjernekraft og vindkraft, ifølge meningsmålinger. Støtten til kjernekraft har faktisk aldri vært høyere enn nå. En landsomfattende undersøkelse våren 2023 viste at 68 % av finnene støtter kjernekraft, mens bare 6 % er imot. Dette er rekord siden målingene startet i 1983. Til og med blant grønne velgere sier et flertall (52 %) seg nå positivt holdningsendring det siste tiåret.

Når det gjelder vindkraft, er oppslutningen enda bredere. Vind og andre fornybare energikilder har tradisjonelt hatt svært høy anseelse blant folk. I en spørreundersøkelse gjennomført av Energi- og klimaministeriet ønsket 83 % av finnene mer vindkraft i landet. Over 90 % av befolkningen enten støtter ytterligere utbygging eller er fornøyd med dagens nivå, med andre ord er det bred enighet om at vindenergi er positivt. Denne holdningen har holdt seg stabilt høy i en årrekke, og har kanskje også blitt forsterket av klimadebatten. Ettersom vindmøller nå er et vanlig syn i mange kommuner (over 50 finske kommuner har vindparker), har folk f

H å n d t e r i n g a v k j e r n e k r a f t a v f a l l

Finland regnes som et foregangsland innen håndtering av høyaktivt kjernekraftavfall. Allerede tidlig besluttet finske myndigheter seg for at brukt kjernebrensel skal deponeres dypt i stabil geologisk grunn.

Allerede i 1983, kort tid etter at de første finske reaktorene kom i drift, startet man et program for å finne en langsiktig løsning. Etter omfattende undersøkelser av berggrunnen forskjellige steder ble Olkiluoto-øya ved Bottenhavet peilet ut som mest egnet. I år 2000 fattet den finske regjeringen et prinsippvedtak om at et dyp-geologisk sluttlager skulle etableres der, og selskapet Posiva Oyj fikk ansvar for å utvikle prosjektet. Navnet på anlegget ble Onkalo, finsk for “hule”. Undersøkelser bekreftet at grunnfjellet var svært egnet til dette. Dette er ideelle forutsetninger for høy og langtidslagring. I 2015 ga den finske regjeringen konstruksjonstillatelsen til Posiva for å fullføre Onkalo. Siden da er det sprengt ut et nettverk av tunneler i dypet, parallelt med at man på overflaten har bygget et innkapslings og er utviklet i Sverige i samarbeid med SKB (Svensk Kärnbränslehanterings AB). Senere har flere alternativer blitt foreslått.

Onkalo-sluttlageret er dimensjonert til å ta alt nåværende og framtidig brukt kjernebrensel fra Finlands reaktorer.

Man anslår behov for å lagre ca. 6500 tonn brukt brensel innen utgangen av reaktorens levetid, noe som vil tilsvare rundt 3250 kapsler. Anlegget bygges ut modulært: man graver ut nye tunneler etter hvert som tidligere fylles opp snl.no. Til slutt vil tunnelnettet kunne bli rundt 50 km langt i fjellets dyp, og dekke et areal på flere kvadratkilometer under bakken. For å finansiere det hele har Finland etablert et eget kjernekraftavfallsfond der kraftselskapene betaler

inn årlige avgifter per produsert kWh. Fondet, som i 2022 var på over 3 mrd. euro, skal dekke alle kostnader ved sluttlagringen og fremtidig nedlegging av kraftverkene, slik at ikke skattebetalerne belastes.

Onkalo er i ferd med å settes i drift, og når det skjer, blir Finland det første landet i verden som tar i bruk et permanent underjordisk lager for brukt kjernebrensel. Dette anses som en milepæl, mange land følger nøye med på erfaringene herfra. Sverige har vedtatt et lignende lager ved Forsmark (planlagt i ca. 2030), og andre som Frankrike, Canada, Sveits m.fl. er i planleggingsfaser.

For Finland selv betyr Onkalo at et viktig aspekt ved kjernekraftsatsingen er løst: Det radioaktive avfallet får en endelig sikker løsning. Dette faktum har trolig bidratt til den brede aksepten atomkraft har i befolkningen. Som helhet fremstår Finland i 2025 som et land som både satser på kjernekraft og fornybar energi, med klare planer for videre utbygging og en ansvarlig håndtering av avfallsutfordringen.

Hva kan Norge lære av Finlands kjernekrafterfaringer

Finland er i ferd med å bli nesten helt selvforsynt med elektrisitet ved å kombinere kjernekraft og vindkraft. De har satt klare og realistiske mål om karbonnøytralitet innen 2035 og bygger energikapasitet deretter. Dette viser at det ikke trenger å være enten-eller. Landet har satset massivt på vindkraft fordi det er billig og raskt å bygge, samtidig som kjernekraft brukes som stabil grunnlast som ikke er væravhengig. Dette støtter opp om at man bør unngå å sette ulike energiteknologier opp mot hverandre i politiske debatter og heller vurdere dem som komplementære løsninger.

Finland har høy folkelig støtte til både vindkraft og kjernekraft. Dette skyldes åpenhet i prosesser, fokus på sikkerhet, energiavhengighet og en klar håndtering av avfallsproblematikken. For å bygge tillit til kjernekraft eller større vindkraftprosjekter i Norge bør myndighetene ha tydelig kommunikasjon rundt sikkerhet, miljøhensyn og nytteverdien for samfunnet. Fagpersoner og akademiske kretser som eksisterer i Norge for de ulike teknologiene må informere og utdanne offentligheten for å sikre en opplyst samtale rundt disse emnene.

Finland har løst utfordringen med høyaktivt kjernekraftavfall ved å etablere Onkalo, et sikkert og permanent sluttlager dypt under bakken. Norge har allerede brukt brensel fra 70 års drift av forskningsreaktorer. En av hovedoppgavene til NND er å finne en løsning for Norges eksisterende høyaktive kjernekraftavfall. Det hadde vært gunstig om Norge tok en avgjørelse om framtidig kjernekraftindustri før NND begynner å bygge et lager, da det vil være mye lettere og billigere å dimensjonere opp for framtidig kjernekraft industri i Norge, enn å måtte bygge et helt nytt lager i framtiden. Norge vil da allerede i planleggingsfasen av kjernekraft kunne inkludere et konkret plan for sikker håndtering av kjernekraftavfall. Dette kan gjøre kjernekraft lettere å akseptere hos befolkningen og skape bredere politisk enighet.

Referanser

OECD Nuclear Energy Agency. 2020. *Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders*. s. ca. 2030), og andre som Frankrike, Canada, <https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2020-07/7530-red>

Bergensia. 2023. <https://bergensia.com/fnland-opens-frst-european-nuclear-plant-in-15->

Hveding, Vidkunn. 1982. https://www.nb.no/items/URN:NBN:no-nb_digibok_2013091838069?page=73

Consilium.europa.eu. 2024. <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/where-does-the-eu-s-g>

Thue, Lars. 1995. *Strøm og styring: Norsk kraftliberalisme i historisk perspektiv*. https://www.nb.no/items/URN:NBN:no-nb_digibok_2010033020018?page=75

Regjeringen.no. 2023. *Stegvis og ansvarleg utvikling av flytande havvind*. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/Stegvis-og-ansvarleg-utvikling->

Store norske leksikon. 2023. <https://snl.no/Ekofsk>

NVE. 2023. *Kostnader for kraftproduksjon*. <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-krafpr>

Goldberg, S. M. & Rosner, R. 2011. *Nuclear Reactors: Generation to Generation*. American Academy of Arts & Sciences. <https://www.amacad.org/sites/default/files/academy/pdfs/nuclearReacto>

World Nuclear Association. 2023. *World Uranium Mining Production*. <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mini>

World Nuclear News. 2023. <https://www.world-nuclear-news.org/articles/france-confirms-long-term->

MIT Energy Initiative. 2018. <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2018/09/The-Future-of-Nucle>

Lindvall, Daniel, Sörqvist, Patrik, Lindeberg, Sofie & Barthel, Stephan. 2024. *The polarization of energy preferences – A study on social acceptance of wind and nuclear power in Sweden*. Energy Policy.
https://www.researchgate.net/publication/387508838_The_Polarisation_of_Energy_Preferences_in_Sweden

World Nuclear Association. 2023. *Nuclear Power in Finland*.
<https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/finland>

Hoftstad, Knut. 2023. *Kjernerkraft i Finland*. Store norske leksikon.
https://snl.no/Kjernerkraft_i_Finland

Renewables Finland. 2023. *About wind power in Finland*.
<https://suomenuusiutuivat.fi/en/wind-power/about-wind-power/>

Fortum. 2023. *Fortum's nuclear power plants in Finland*.
<https://www.fortum.com/energy-production/nuclear-power/plants/loviisa/lifetime-extension>

The Finnish Government. 2023. *A strong and committed Finland*.
<https://valtioneuvosto.fi/en/governments/government-programme#/>

YLE News. 2024. *Finland's nuclear power plants are safe*.
<https://yle.fi/a/74-20136905>

Renewables Finland. 2024. *Support for wind power continues to grow in Finland*.
<https://suomenuusiutuivat.fi/tuulivoiman-kannatus-jatkaa-kasvuaan-suomen>

TVO. 2023. *Finland's nuclear power plants are safe*.
<https://www.tvoy.fi/en/index/news/pressreleasesstockexchangereleases/2023/apleasantresearchpowerspopularityatanall-timehighinfinland.html>

Vattenfall Media Relations. 2023. *Vattenfall's nuclear power plants in Finland*.
<https://group.vattenfall.com/press-and-media/newsroom/2023/finland-to-open-the-worlds>

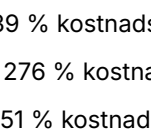
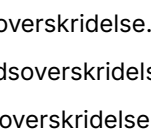
Kapittel III.

Veien videre: Hva bør Norge ta med seg?

Veien videre: Hva bør Norge ta med seg?

K o s t n a d e r

Debatten om kjernekraft i Norge preges ofte av usikkerhet rundt kostnader, og det er forståelig, historiske overskridelser som ved OL3, FL3 og Vogtle viser at kostnadsanslag kan sprike med flere hundre prosent:

-  239 % kostnadsoverskridelse.
-  276 % kostnadsoverskridelse.
-  151 % kostnadsoverskridelse.

Dette viser at tall som blir brukt er ofte ikke så hjelpsomme og ikke nødvendigvis det mest relevante spørsmålet for Norge akkurat nå. Det er nødvendig for investorer og lånegivere, men for de som bygger kjernekraftverk er det større verdi å ha erfaring, gode systemer og en sikker organisasjon. Dette gjør at de kan lære av feil og endre prosessene. Slik sikrer man at ikke samme feil skjer gang på gang. Det å starte et slikt prosjekt uten erfaring og verdikjede er til en viss grad nødvendig men det er mulig å gjøre dette gapet så lite som mulig ved å bygge opp erfaring og kompetanse med riktig strategi de neste årene. Når vi har dette på plass kan vi begynne å gi sikre og gode kostnadsestimater, fordi vi faktisk kan noe om teknologien vi skal bygge. Det å vite hvor dyrt noe kan bli og hvorfor hjelper selvfølgelig, det å se at et FOAK-prosjekt er dyrt men hvis man bruker riktig strategi så kan de neste prosjektene bli billigere, er en verdifull innsikt og det har vi sett i denne rapporten med de landene vi har fokusert på. Dette hjelper å gi et helhetlig bilde av hva som kan forventes av et slikt prosjekt. Vi burde ikke fokusere for mye på en konkret sum, som uansett vil være usikker, vi bør spørre oss: Hva må være på plass for at vi i det hele tatt skal kunne bygge kjernekraft i Norge? Først når vi har etablert kompetanse, regelverk og industriell kapasitet, vil detaljerte kostnadsanalyser gi merverdi. I denne fasen er det viktigere å forstå hvilke forutsetninger som påvirker kostnadene, for eksempel grad av regulatorisk modenhet, leverandørkjeder, og evne til prosjektgjennomføring, fremfor å diskutere et tall i isolasjon.

U t f o r d r i n g e r

Selv om Norge har erfaring fra 70 år med forskningsreaktorer så mangler i dag noe av det som kreves for å kunne bygge kommersielle kjernekraftverk. Det regulatorisk rammeverk må oppgraderes, tilstrekkelig med utdannet personell og en leverandørkjede må etableres. Dette er imidlertid overkommelige hindringer, som med en målrettet strategi kan bygges opp. Innen utdanning er man allerede i gang med opprettelsen av 40 nye studieplasser i nukleære fag ved NMBU og UiO. Den største utfordringen i dag er snarere det politiske klimaet, som fortsatt preges av sterk polarisering i energidebatten. For å dempe denne polariseringen må vi erkjenne at kjernekraft er én av flere teknologier som kan inngå i et fremtidig energisystem. I likhet med våre naboland bør vi spre risikoen ved å satse på flere løsninger samtidig. Det handler ikke om å velge kjernekraft i stedet for andre teknologier, men om å gjøre oss i stand til å velge det hvis det viser seg å være en hensiktsmessig løsning.

I denne rapporten har vi fokusert på hvordan nasjoner bygget opp kjernekraft historisk, og hva som gikk galt i byggingen av de tre nyeste kjernekraftverkene i Vesten. Det vi ser er mistet kunnskap og erfaring på mange områder innen byggingen av kjernekraftverk: det organisatoriske som prosjektstyring og ledelse, det tekniske som sveising og

betonglegging, det materielle som i at komponenter har vært utfordrende å få tak i på grunn av en smal verdikjede. Det er lagt masse penger i forskning på fisjon, strålevern, reaktordesign og simuleringer, men vi mangler kompetansen på å faktisk bygge kjernekraftverk. Vi har ikke investert i den delen på veldig mange år og denne må bygges opp igjen før enn vi kan se læringseffekter og prisnedgang.

Det pågår en debatt om dagen i Norge om det grønne skiftet og hvor kostbart det er, og det er helt riktig: Det grønne skiftet koster. Å fase ut olje og gass til fordel for utslippsfri energi er en samfunnsomstilling i milliardklassen. Det er viktig å huske at også oljealderen startet med enorme investeringer og høy risiko, men den gang lå det et enormt potensial i overgangen fra hest og kjerre til bil og fly, en teknologisk revolusjon som ga synlige og umiddelbare gevinster.

I dag er situasjonen annerledes. Vi investerer i klima- og energitiltak ikke for å skape den neste industrielle revolusjonen, men for å unngå klimakatastrofe. Vi elektrifiserer biler og satser på fornybar energi, men gevinsten er ikke nødvendigvis synlig i hverdagen, den handler om å unngå langt mer dramatiske konsekvenser senere. Klimaendringene skjer gradvis, men effektene er allerede merkbare, og de vil forsterke seg i årene som kommer. Men investeringene handler om å unngå scenarier som kan oppstå dersom vi ikke handler, som er vanskelig å finne en verdi på når man er vant til å måle alt kroner og øre. Dette krever politikere og beslutningstakere som evner å t e n k e l a n g s i k t i g . I n v e s t e r i n g e n e m å g j ø r e s i d a g , s e l v o m a v k f æ r r e k l i m a f l y k t n i n g e r o g ø k t e n e r g i s i k k e r h e t . Vi må derfor ha et statlig rammeverk som legger til rette for langsiktig planlegging og rettferdig konkurranse mellom teknologier. På den måten kan vi sikre at fremtidens grønne løsninger blir like konkurransedyktige og kanskje etter hvert lønnsomme som olje og gass har vært. Kanskje vil vi også oppdage teknologiske gjennombrudd vi ennå ikke ser konturene av.

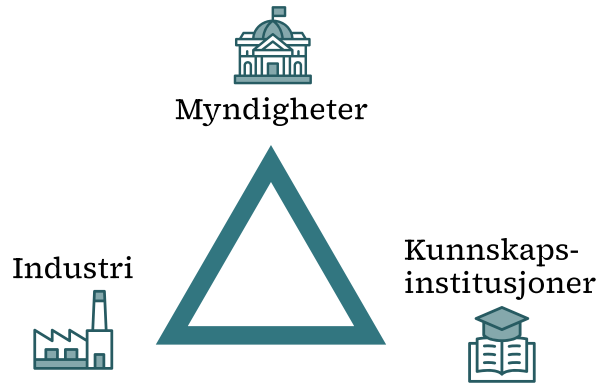
Muligheter

Norges fremtidige mulighet til å bygge kjernekraft vil avhenge av arbeidet vi legger ned i dag. Dette handler ikke bare om politikk, men også om kompetansebygging, industriutvikling og internasjonalt samarbeid. Ved å ta disse grepene, vil vi etter hvert stå i en situasjon der debatten ikke lenger handler om én kontroversiell tallverdi, men om faktiske valg vi har gjort og kapasiteten vi har bygget opp. Gapet mellom ord og handling vil bli mindre. Dette er samme strategi som land som Kanada har fulgt: De bygget en eksakt mock up av CANDU reaktoren for så å bruke denne for å trene opp personell, så brukte de ti år med rehabilitering av eksisterende reaktorer, endelig nå bygger de nye. I dette delkapitlet skal vi gjennomgå hvordan vi muliggjør dette i Norge.

Muligheter for norsk industri, forskning og myndigheter

Skal man lykkes med kjernekraft, må myndigheter, næringsliv og kunnskapsinstitusjoner trekke i samme retning. Myndighetene må ta en aktiv rolle, som regulator og tilrettelegger. Forskning og utdanning må sørge for å bygge tverrfaglig kompetanse og utdanne fagfolk som kan utvikle og forvalte teknologien. I tillegg står næringslivet sentralt for å realisere verdiskapingspotensialet og bringe teknologien fra teori til virkelighet. Å bygge og drifte et kjernekraftverk krever betydelige menneskelige ressurser. En rapport fra OECD NEA peker på at det kreves rundt 12 000 årsverk under bygging og 30 000 direkte årsverk under 50 års drift for et konvensjonelt kjernekraftverk. Dette er ikke små prosjekter. Likevel er det verdt å merke seg at om lag 80 % av kompetansen som trengs i byggefasen er konvensjonell bygg- og anleggskompetanse, ifølge den britiske Nuclear Industry Associa

[Figur 35] Samspillet mellom norsk industri, forskning og myndigheter



tion. Det betyr at kjernekraft ikke bare er for kjernefysikere, det er et bredt teknologisk prosjekt som involverer alt fra sveisere og prosjektledere til systemingeniører og automasjonsteknikere. La oss derfor se nærmere på hvilken nukleær forsknings- og utviklingskompetanse som finnes i Norge i dag, og hvilke muligheter som ligger i denne.

Kunnskapsinstitusjoner

Selv om forskningsreaktorene er stengt, finnes det fortsatt betydelig kompetanse og infrastruktur som kan videreføres og videreutvikles. IFE har vært Norges sentrale aktør innen internasjonal kjernekraftforskning, spesielt gjennom arbeidet med sikkerhet, kontrollromsutforming og MTO (samspillet mellom myndighetene, industrien og forskningen). Dette arbeidet har hatt stor betydning for trygg drift av kjernekraftverk, og IFE har i mange år vært verdensledende på dette området. Norsk nukleært forskningscenter, et samarbeid mellom Universitetet i Oslo (UiO), NMBU og IFE, er en samarbeidspartner med myndighetene med 200 millioner kroner over 8 år, og har som formål å øke nukleær kompetanse i Norge. UiO har et veletablert vitenskapelig samarbeid med Nuclear Engineering, UC Berkeley, Universite Paris-Saclay, og Uppsala University for forskning relatert til kjernekraft. I tillegg til grunnleggende forskning i nukleære fag, forskes det på nukleære anvendelser både med tanke på energiformål, medisinsk anvendelse og beredskap. UiO og NMBU har som nevnt fått tildelt studieplasser innen nukleære fag og har derfor opprettet nye bachelor- og mastergrads studieprogram innen nukleærteknologi. Dette gir en bred inngang til fagfeltet og bidrar til rekruttering og flerfaglig anvendelse av nukleær kompetanse.

Ved Universitetet i Tromsø (UiT) jobbes det med kjernekraftteknologi i samarbeid med blant annet MIT i USA som har mål om kommersialisering av teknologien via selskapet Commonwealth Fusion Systems, som blant annet Equinor har investert 75 millioner dollar i selskapet.

På NTNU har man med NuProShip-prosjektet (Nuclear Propulsion for Shipping) startet av kjernekraft for skipsfart. Dette er banebrytende arbeid som kan gjøre skipsfarten enda mer effektiv og bidra til viktige utslippskutt. Dette viser også bruksområder utenfor landbaserte kraftverk. Lykkes man med dette, åpner det et nytt kapittel for det norske maritim skipshistorie.

Det som gjør kjernekraft særlig interessant fra et FoU-perspektiv, er at teknologien favner svært mange fagfelt. Det handler ikke bare om reaktorfysikk, men også om avanserte prosesssystemer, materialteknologi, strålevern, kontrollsystemer, automatisering, sikkerhetsanalyse og regulatorisk rammeverk. Det spenner fra kvantefysikk og kjemi til digital teknologi, samfunnsfag og juss.

Kjernekraft er dermed et av de mest tverrfaglige teknologifeltene som finnes, og utgjør en unik plattform for utdanning

og innovasjon. Skal man lykkes med kjernekraft, må man utdanne ikke bare ingeniører og fysikere, men også samfunnsvitere, jurister og økonomer som kan forstå, forvalte og videreutvikle teknologien.

Myndigheter

Kjernekraft er fortsatt en omdiskutert teknologi i mange land. Enkelte stater, som Tyskland og Spania, har valgt å fase ut eller forby kjernekraft gjennom politiske vedtak. Slike beslutninger skaper usikkerhet, og erfaringene viser at uten politisk vilje og forutsigbarhet, er det vanskelig å bygge en bærekraftig industri. En satsing på kjernekraft er derfor best rustet med bred politisk forankring og stabilitet over tid. Samtidig er det ikke gitt at en omfattene satsing på kjernekraft er hensiktsmessig for alle land. Ressurser og prioriteringer varierer. I Norge ble kjernekraftdiskusjonen på 1970-tallet nedprioritert til fordel for utviklingen av olje- og gassressursene. I dag står Norge i en annen situasjon, med store ambisjoner om mer utslippsfri kraft som gir kjernekraften ny relevans.

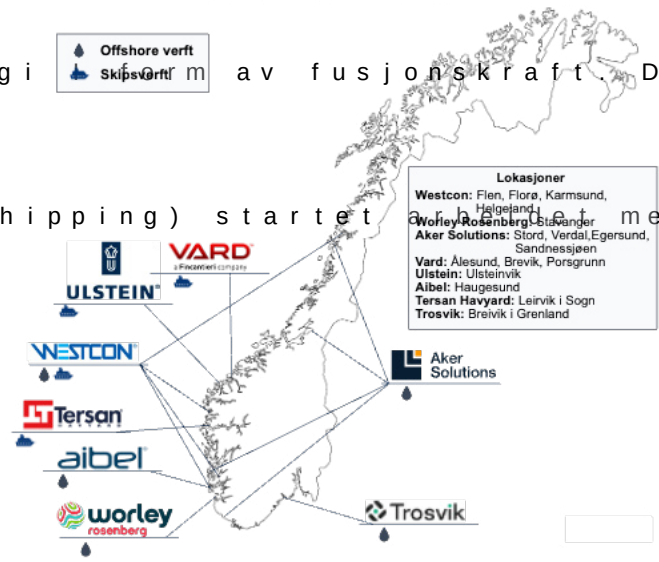
Skal vi ha en offentlig og politisk debatt om nukleærteknologi, må den være basert på fakta. Først da kan vi få en konstruktiv diskusjon der målet er å finne de beste politiske løsningene. Myndighetene kan derfor også ta et ansvar for å fremme kunnskapsbasert opplysning. Studier viser at befolkningens holdninger til kjernekraft henger tett sammen med kunnskapsnivå. Jo mer folk vet, desto mer positive er de. I et høyt utdannet og tillitsbasert samfunn som Norge, er det derfor fullt mulig å etablere en bred, opplyst og konstruktiv offentlig samtale om kjernekraft.

I en eventuell satsing på kommersiell kjernekraft i Norge vil staten spille en avgjørende rolle som regulator. Kjernekraft stiller særskilte krav til sikkerhet, tilsyn, beredskap og lovverk for å oppfylle internasjonale standarder. Dette krever kompetanse, kapasitet og investeringer over tid. Norge har et godt utgangspunkt, med eksisterende regulatorisk kompetanse innen strålevern og omfattende erfaring fra regulering av komplekse industrier som offshoresektoren. Det skjer et geopolitisk skifte i Europas energipolitikk, hvor energisikkerhet og uavhengighet har fått økt prioritet. Kjernekraft gir strategiske fordeler ved at den baserer seg på mer lokale og kontrollerbare verdikjeder. Det er dog utfordringer knyttet til anrikningskapasitet til brensel, da Russland står for nesten 50% av denne kapasiteten. Dette stiller krav til nasjonal kapasitet, både industrielt og kompetansemessig. En studie fra Det internasjonale

[Figur 36] g pengefondet (IMF) viser at kjerne høy verdiskapingseffekt sammenlignet med andre energiteknologier, nettopp fordi de krever bred nasjonal innsats og høy sysselsetting i mange sektorer. Dette gjør kjernekraft ikke bare til en energi- og klimaløsning, men også til et verktøy for å gi nasjonal sysselsetting av et bredt spekter av yrkesgrupper fra industrien.

Industri

På grunn av den betydelige kompetanseoverlappen mellom olje- og gassnæringen og kjernekraftindustrien har Norge et unikt utgangspunkt for å la eksisterende industri spille en nøkkelrolle i fremtidige kjernekraftsatsinger. Der mange vestlige land har redusert sin industrielle kapasitet, har Norge fortsatt en aktiv verftsindustri, høyteknologiske leverandører og



inngående erfaring med store og komplekse utbyggingsprosjekter. Dette gir norsk industri mulighet til å bli en relevant aktør i globale kjernekraftprosjekter, uavhengig av om kjernekraft bygges i Norge eller internasjonalt.

Illustrasjon viser ulike verft i Norge. Delt opp i to hovedgrupper; offshore verft som hovedsaklig leverer til olje og gass-bransjen og skipsverft som hovedsaklig designer og bygger skip.

Selv i Sverige, som har kjernekraft i drift, er det over 40 år siden siste reaktor ble ferdigstilt. I dag handler kjernekraftutbygging i stor grad om planlegging, koordinering og sammenstilling av store, integrerte systemer, ikke nødvendigvis reaktorteknologi i seg selv. Her har norsk industri en solid fordel. Prosjekter som Johan Sverdrup har vist at vi kan gjennomføre milliardprosjekter med høy presisjon og pålitelighet. I dette prosjektet kom over 70 % av leverandørene fra Norge, og 150 000 årsverk ble lagt ned i konstruksjonen.

Modulbasert bygging er et sentralt prinsipp for små mod og gassindustrien. Her har man lenge benyttet seg av en modulbasert konstruksjonstrategi i kontrollerte og høypro-
duktive verftsmiljøer. Man erfarte at arbeid som tok fem timer å utføre offshore tok bare en time å utføre inne på verft.
Vi ser allerede nå at ulike aktørene i verftsindustrien ser muligheter innenfor det nukleærteknologi, hvor blant annet
Ulstein og Vard er aktive I NuProShip prosjektet og Worley Rosenberg ser på å bygge moduler til SMRer på sitt ver-
ft. Med stabile og forutsigbare rammevilkår fra myndighetene og en visshet om at universitetene kan utdanne eller
omskolere kompetente arbeidere ligger forutsetningene til rette for oppblomstring av en ny industri.

Forskjellige scenarier for veien videre

Å beslutte kjernekraftutbygging i Norge kan for mange beslutningstakere oppleves som en overveldende og nærmest umulig oppgave. Det handler ikke bare om teknologi, men også om tillit til at man har oversikt nok til å oppdatere regelverk, vurdere sikkerhet og beredskap, finne en egnet lokalitet og forstå hvordan dette påvirker mennesker og samfunn. Alt dette tar tid.

Selv teknologier vi allerede har valgt å satse på, som flytende havvind, har brukt mange år på å komme dit de er i dag, og fortsatt er man ikke i mål med konsesjon og godkjenninger. Flere rapporter har tidligere slått fast at kjernekraft i Norge ikke er realistisk før 2040–2050. Men det vi glemmer er at kunnskap vi har i dag være tapt, og vi må begynne helt på nytt. Et eksempel er, hvis NND nå bygger ut et deponi for å lagre brenselet for forskningsreaktorene alene, så må vi begynne helt på nytt når vi skal bygge deponi for kommersiell kjernekraft. Det beste er hvis vi kan enes om en felles løsning da det er helt avgjørende å ha en avfallsløsning for kommersiell kjernekraft hvis vi skal gå den veien. Dette viser at det er mye som må på plass før vi kan begynne å bygge. Derfor er budskapet enkelt: Hvis vi skal ha mulighet til å bygge kjernekraft når behovet oppstår – fra 2035 og utover – må vi begynne forberedelsene nå. Vi har dårlig tid.

Men det betyr ikke at vi må kaste oss rett ut i bygging. Tvert imot, ved å starte tidlig kan vi ta ett steg av gangen og bygge opp kompetanse, erfaring og kapasitet på måter som er både trygge og gradvise. Et godt eksempel er Canada. Etter 30 år uten nybygg valgte de å rehabilitere sine eksisterende CANDU-reaktorer fremfor å bygge nye med én gang. Før de gjorde dette, bygget de en mock-up, en fullskala testreaktor uten kritisk masse, som ble brukt til opplæring og trening i både bygging, vedlikehold og drift. Etter ti år hadde de klart å rehabilitere reaktorene sine på tid og budsjett, og har nå fått godkjennning til å bygge Den høyeste SMR i verden. De bygde modenhet først.

Norge kan gjøre det samme, på vår måte. Vi kan:

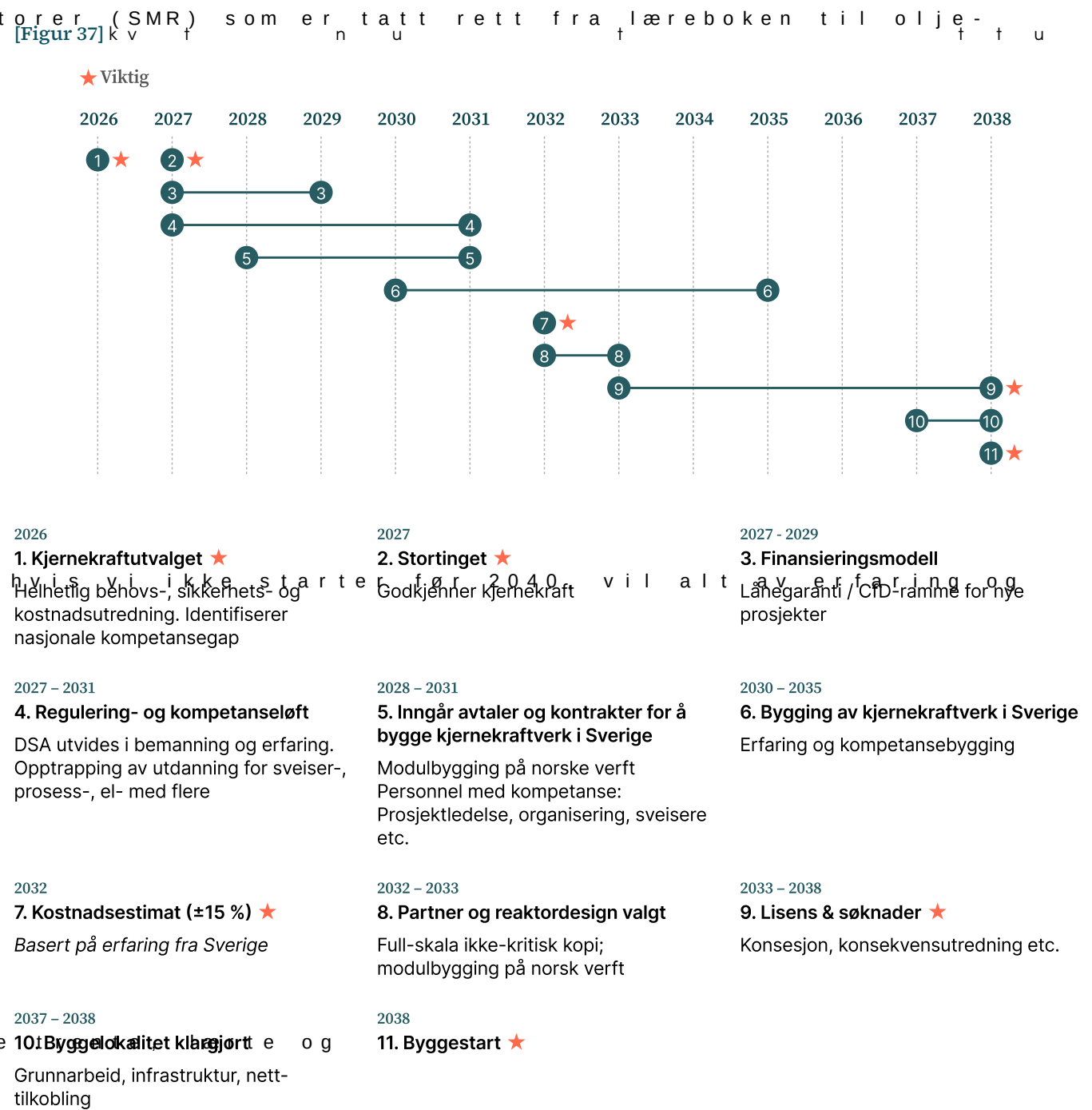
- Delta i byggingen av kjernekraftverk i Sverige, som nå er politisk vedtatt. Norsk industri kan bidra med

modulbygging og prosjektledelse.

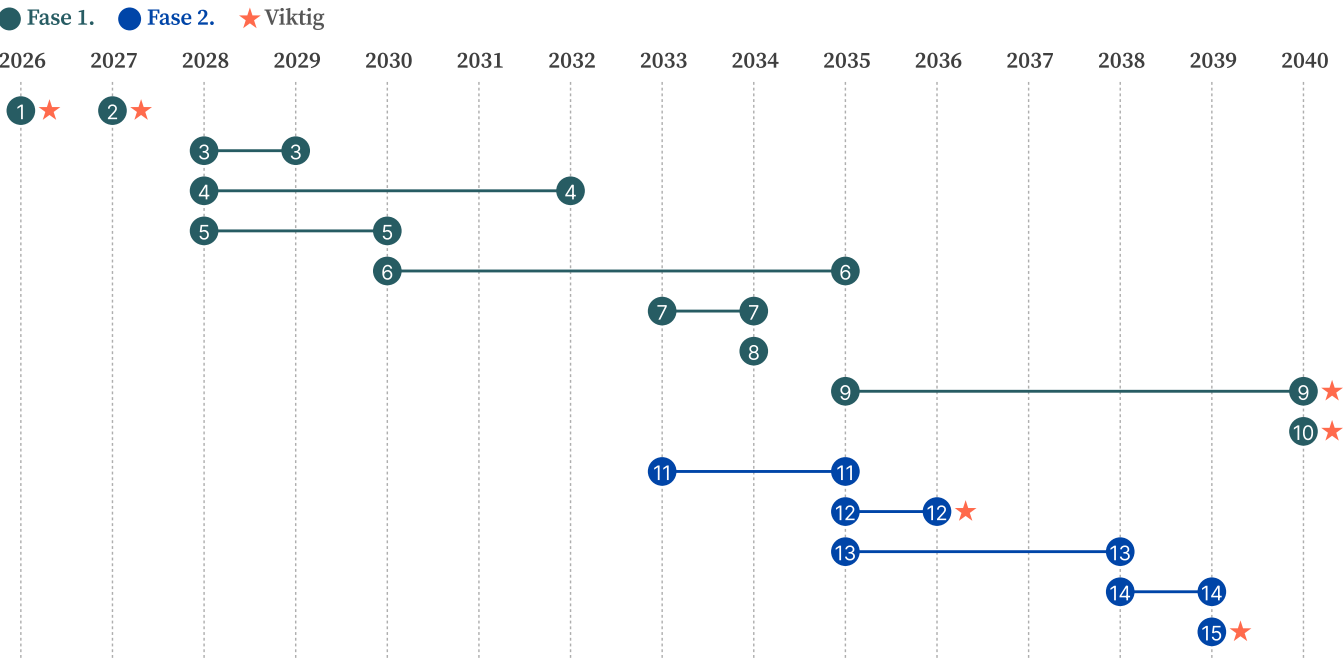
- Starte de nødvendige prosessene i Norge for å utvikle kompetanse, regelverk og støtteordninger – i parallell.

Figur 37 viser et mulig scenario der vi bygger opp erfaring trinnvis gjennom samarbeid med Sverige. Det er ikke hvor mange år noe tar som er viktigst, men at vi får gjennomført hvert steg på en måte som bygger modenhet.

Figur 38 viser et annet scenario: her velger vi å bygge en testreaktor eller forskningsreaktor først, som både gir et hjem for videre norsk reaktorforskning og fungerer som test-case for bygging, men også for DSA og øvrige myndigheter. Dette gir både regulatorisk og trening for konstruksjon før vi går videre til en kommersiell reaktor. Et slikt løp tar tid, men gjør oss betydelig bedre rustet til å lykkes. Uansett hvilket løp vi velger, er konklusjonen den samme: Vi må starte nå og bygge stein for stein.



[Figur 38] k v t n u t u



► Fase 1. Forskningsreaktor som “pilot” (2026 → 2040)

2026	2027	2028 – 2029
1. Kjernekraftutvalget-rapport ★	2. Stortinget åpner for kjernekraft ★	3. Finansieringsmodell ferdig
Helhetlig behovs-, sikkerhets- og kostnadsutredning. Identifiserer nasjonale kompetansegap	Mandat om forskningsreaktor som første trinn	Lånegaranti + CfD-ramme?
2028 – 2032	2028 – 2030	2030 – 2035
4. Regulering- og kompetanseløft	5. Design-screening (test-reaktor)	6. Lisens- & søknadsprosess
DSA utvides i bemanning og erfaring. Opptrapping av utdanning for sveiser-, prosess-, el- med flere	Partnerskap med etablert leverandør	Konsesjon, konsekvensutredning, nukleær godkjenning; miljø- og byggesøknader og avklart avfallshåndtering
2033 – 2034	2034	2035 – 2040
7. Kostnadsestimat ± 20 %	8. Byggelokalitet klargjort	9. Konstruksjon test-reaktor ★
Joint team (leverandør + norsk industri) leverer budsjett	Logistikk etc	
2040		
10. Test-reaktor i drift ★		
- Gir mulighet til Operatør- & vedlikeholdstrening - Brensel- & materialtesting - Økt DSA-tilsynserfaring		

► Fase 2. Første kommersielle kraftreaktor (2033 → 2040)

2033 – 2035	2035 – 2036	2035 – 2038
11. Konseptvalg & partnerskap	12. Kostnadsestimat ± 15 % ★	13. Lisens & konsesjon ★
Basert på erfaring fra test-reaktor; kriterier: lisensiert reaktor	Forbedret kostnadsestimat fra erfaring med forskningsreaktor	Konsesjon, konsekvensutredning, nukleær godkjenning; miljø- og byggesøknader
2038 – 2039	2039	
14. Byggelokalitet klargjort	15. Første spadetak ★	
Logistikk etc.		

O p p s u m m e r i n g

For å bygge opp en kjernekraftindustri må vi:

- **Bygge opp kompetanse:** Utdanne ingeniører, regulatorer, sveiseeksperter og annet kjernepersonell. Dette inkluderer akademisk samarbeid med kjernekraftnasjoner, og støtte universiteter i Norge som har eller ønsker å etablere kjernekraftrelaterte studier. Det å bruke videre den omfattende verdikjeden innen offshoreindustrien som er bygget opp over flere tiår, er også en strategisk klok beslutning.
-  Etablere et nasjonalt program for forskning og utvikling.
 - ◊ Dette kan inkludere bygging av en ny forskningsreaktor. Dette kommer til å ivareta kompetansen vi allerede har, trene en ny generasjon med reguleringskyndige, gi et kompetanseløft på byggingen av en reaktor, gi nytt liv til forskning og muligheten for trening av operasjon og drift av et kjernekraftverk.
 - ◊ Med tiden kan vi eventuelt bygge en fullskala mock-up av den reaktortypen vi vurderer å bygge. Dette vil bidra til opplæring for byggingen av en ekte reaktor og trene personell i hvordan håndtere reaktoren fra bygging til drift. Etter at mock-up er bygget kan denne også være til trening av personell for operasjon og vedlikehold.
- **Støtte våre naboland:** Vi bør bidra i arbeidet med å bygge ut kjernekraft i Sverige og Finland, ikke bare som en solidarisk gest, men som en investering i felles forsyningssikkerhet og leverandørkjeder og ikke minst kompetanseløft.
- **Mobilisere eksisterende industri:** Norsk olje- og gassindustri besitter mye av den tekniske og prosjektmessige kompetansen som trengs for kjernekraftprosjekter. Denne industrien bør stimuleres til å investere i kjernekraftprosjekter – både i Norge og i nabolandene.

I denne rapporten har vi gjennomgått kjernekraftens økonomi, med særlig vekt på hvordan kostnadene fordeler seg gjennom levetiden til et kjernekraftverk, hvilke drivere som påvirker kostnadsbildet, og hvordan ulike prosjekter har utviklet seg økonomisk over tid. Vi har vist hvorfor det er utilstrekkelig å vurdere energikilder utelukkende gjennom LCOE, og har foreslått et alternativt rammeverk som tar høyde for ulike interesser samtidig som vi vurderer energikilder ut i fra energisikkerhet, arbeidsplasser og lokal verdiskapning, energisikkerhet og kompetanse- og industriell utvikling. Samtidig har vi kartlagt de ulike energikildene og hva de trenger av statlig støtte, nettutbygging og hvem som bærer risikoen når det gjelder markedskostnadene, det vil si strømprisen.

Vi har sett hvordan land som USA og Frankrike valgte ulike strategier for utbygging av kjernekraft, og hvordan dette påvirket læringskurver og industriell utvikling. Frankrike standardiserte reaktordesign og bygget flere like enheter i rekkefølge, en strategi som førte til raske, effektive og kostnadseffektive utbygginger. USA på sin side valgte å bygge ut et mangfold av design, noe som reduserte den interne læringen, men som samtidig etablerte USA som en sentral teknologileverandør globalt. Dermed ble kjernekraftsatsingen ikke bare et nasjonalt energiprojekt, men også en eksportstrategi og et geopolitisk verktøy.

Videre har vi sett til våre naboland, både historisk og i nåtid. Sverige har kommet lengst i planene om ny kjernekraft, og har etablert en finansieringsmodell som støtter industrien uten å undergrave konkurranse eller overbelaste forbrukere. De gjør dette med bakgrunn i energianalyser som viser at en miks av kjernekraft og vindkraft gir stabile og lave strømpriser. Finland utmerker seg som første land i verden med en operativ løsning for sluttlagring av brukt brensel, og deres erfaringer gir verdifulle innspill for hvordan Norge kan håndtere sitt eget forskningsreaktoravfall, et problem vi allerede må løse, og som derfor kan gi oss et forsprang dersom vi går inn i kommersiell kjernekraft. Gjennom casestudier av Olkiluoto 3, Flamanville 3 og Vogtle 3 og 4 har vi sett tydelige fellestrekk ved det første forsøket på å gjenopplive kjernekraftindustrien i Vesten etter flere tiår med stagnasjon. Prosjektene har vært preget

av store forsinkelser og budsjettoverskridelser, ofte knyttet til tap av institusjonell kunnskap, svak prosjektledelse, utilstrekkelig leverandørkjede og regulatorisk usikkerhet. Et felles mønster er at disse prosjektene ble igangsatt før grunnleggende forutsetninger for suksess var på plass: som tilstrekkelig kompetanse, modenhet i design og effektivt tilsyn. Dette illustrerer risikoen ved å forsøke å skalere kjernekraft uten et forberedende økosystem, og understreker viktigheten av langsiktig kapasitetsbygging før større investeringsbeslutninger tas.

Oppsummert viser denne rapporten at kjernekraft ikke er én størrelse som passer alle, men en teknologi som formes av strategiske valg, langsiktighet og institusjonell kapasitet. Det finnes ikke ett fasitsvar, men det finnes mønstre og læringspunkter fra andre land. Norge står nå i en unik posisjon der vi kan dra nytte av andres erfaringer, bygge kompetanse trinnvis og utvikle rammeverk som gjør oss i stand til å ta informerte og bærekraftige valg i årene som kommer. Mange har stilt seg spørsmålet om hva Norge skal leve av etter oljen, og det finnes nok ikke et eksakt svar. Men med de rette forutsetningene kan kjernekraft være en av dem.

Vi håper rapporten kan bidra som et konstruktivt innspill i den videre samfunnsdialogen om hvordan kjernekraft kan spille en rolle i Norges energiomstilling og bidra til fremtidig verdiskaping.

Referanser

OECD Nuclear Energy Agency. 2022. Measuring employment generated by the nuclear power sector..

https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_14912/measuring-employment-generated

Built Environment Group. 2010. *Nuclear New Build Procurement and Contract Strategy*.

<https://www.squirepattonbogg.com/-/media/files/insights/publications/clearreviewv4pdf/fileattachment/3919begnuclearreviewv4.pdf>

Light, N., Fernbach, P. M., Rabb, N., Geana, M. V. & Sloman, S. A. 2022. *Knowledge overconfidence is associated with* *Science Advances* 8 (29): eabo0038. <https://doi.org/10.1126/sciadv.abo0038>

Batini, Nicoletta, Di Serio, Mario, Fragetta, Matteo, Melina, Giovanni & Waldron, Anthony. 2022. *Building back better: How big are green spending multipliers?* *Ecological Economics* 193: 107305. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2021.107305>

Larsen, Steffen. 2018. *Arkeologiske og historiske aspekter ved kjernekraft*. Masteroppgave i historie, Institutt for arkeologi, konservering og historie, Universitetet i Oslo.

Equinor. 2018. *Økt verdiskaping, ytterligere ressurser og større ringvirkninger fra Johan Sverdrup*. Equinor.com. <https://www.equinor.com/no/news/archive/27aug2018-johan-sverdrup>

