

Innledning

Dette dokumentet gir en kort innføring i kjernekraft, med særlig vekt på forretningsmessige forhold. Det gis innblikk i hva kjernekraft er, hvordan produktet kjernekraftverk leverer skiller seg fra andre lavutslippsprodukter og hvordan dette kan være økonomisk fordelaktig. Det gis også et innblikk i hvordan Norsk Kjernekraft AS (NKAS) ser for seg strategi for etablering av kjernekraft i Norge, med hovedfokus på de tidlige fasene. Dette dokumentet er ment for mulige tidligfasepartnere.

1. Kort innføring om SMR-teknologi og overordnet økonomi

SMR-begrepet refererer til kjernekraftverk med elektrisk installert kapasitet på noen titalls MW til noen hundretalls MW. Det er om lag 100 ulike konsepter for SMR som utvikles i dag, med et bredt spekter av løsninger. Felles for alle er at kraften genereres ved hjelp av fisjon (atomspalting). Fisjon foregår i atomreaktoren der varme genereres og som videre konverteres til elektrisitet. NKAS velger naturlig nok å i størst grad fokusere på SMR-teknologier med høy grad av TRL (Technology Readiness Level), som generelt er vannkjølte eller gasskjølte reaktorer, og teknologier som brukes i prosjekter globalt med god framdrift mtp. lisensiering, oppføring og etablering av forsyningskjeder. Disse har også en ekstremt høy grad av sikkerhet og assosiert risiko er betydelig lavere enn selv vannkraftverk.

For enkelthets skyld defineres en «referanse-SMR» for at dette dokumentet kan begrenses. Denne SMR-en vil ha en elektrisk installert kapasitet på 300 MW, med overskuddsvarme på ca. 600 MW. Årlig strømproduksjon og varmeproduksjon er på hhv. 2,5 og 5 TWh. Hver SMR, med støttende infrastruktur, opptar et areal på om lag 40 000 m² (selve reaktorbygget 10 000 m²), når det bygges flere på samme sted. Behovet øker per SMR ved færre SMR og det forventes at det vil være behov for minimum 100 000 m² for å ta høyde for navigeringsrom for anleggsmaskiner i byggefase, topografi, avstand mellom byggverk etc. I tillegg ønskes rom for utvidelser og etablering av kraftkrevende industri. Tallene er naturlig nok indikative, men gir et godt bilde.

Det forventes at alt av strøm og noe av varmen omsettes (tekniske detaljer unnlates her). Totalt kan årlige nettoinntekter etter driftskostnader (inkludert avfallshåndtering) og skatt stipuleres til om lag 1,5 mrd. NOK (ikke inflasjonsjustert). Inntekter bør sikres via PPA'er eller lignende med robuste industrier som trenger store kraftvolum.

Totalkostnaden, som indikert av prosjekter internasjonalt og konvertert til Norge, vil være ca. 15 mrd. NOK (9 ganger årlig nettoinntekt). Kostnadene forventes å være høyere for de første internasjonale prosjektene, men at disse tas ned over tid. Særlige fordeler kan oppnås ved etablering av flere SMR i samme land eller region (også inkludert Norden). Kostnadene tilsvarer utbygging av et lite til mellomstort oljefelt, men med større forutsigbarhet for produksjonsvolum. Bla. som følger av dette, anses det som sannsynlig at investeringer i Prosjektet vil vurderes som svært attraktive.

2. Produktet kjernekraft

Et kjernekraftverk leverer et lavutslippsprodukt som skiller seg vesentlig fra produktet fra øvrige energiformer. Flere av kjernekraftens særegenheter er det også mulig å omsette til betydelige økonomiske gevinster. Dette reflektere blant annet i internasjonale markeder, der særlig datasenterindustrien, bla. Google, Amazon Web Services, Microsoft, OpenAI m.fl., har i økende grad investert i kjernekraft på ulike vis.

Følgende karakteristikk fremheves:

A. Laveste klimagassutslipp: Gjennom et livsløp vil utslippene av klimagasser per leverte energienhet være tilsvarende eller betydelig lavere enn noen annen energikilde. United Nations Economic Commission for Europe oppgir utslippene for kjernekraft og havvind til hhv. 5,7 og 18 g CO₂/kWh. Forskjellen blir enda mer markant på systemnivå ettersom kjernekraft har mindre behov for systemtjenester og «back-up»-kraftverk.

B. Oppetid: Kjernekraftverk er ikke avhengig av værforhold for produktleveranse. Kjernekraftverkets oppetid regnes til 90 - 95 %, der nedetid er assosiert med bytte av brensel og vedlikehold, som utføres planlagt og kan samordnes med avtakers vedlikeholdsintervall og/eller øvrige kraftproduksjonseenheter. Redundans (N-1) vil også kunne oppnås ved oppføring av flere SMR på samme område.

C. Tilknytning og nett: Kjernekraften kan lokaliseres der kraften trengs og dermed ha mindre behov for nettutvikling. Et helt eller delvis «off-grid» system kan utvikles som følger av dette. Avtaker skjermes dermed for tekniske og økonomiske utfordringer som følger av økt andel variabel last integrert i det øvrige nettet.

D. Damp og overskuddsvarme: Et kjernekraftverk er et termisk kraftverk, der deler av den termiske energien konverteres til elektrisk energi. Varmenivået er teknologiavhengig, men varierer typisk fra 300 til 750 °C. Dette muliggjør mer effektiv produksjon av hydrogen, hydrogederivater, CO₂-håndtering, matproduksjon, fjernvarme, fryse- og kjølesystemer og mye mer.

F. Reduserte naturinngrep: Et kjernekraftverk vil trenge kun hundredeler av arealene sammenlignet med andre lavutslippskilder. Å begrense naturinngrep er essensielt for lokalbefolkning og bidrar vesentlig til å redusere opposisjon mot prosjektet i både innledende og modne faser, samt ivaretar muligheter for videre skalering og fremtidig utvikling.

G. Levetid: Kjernekraftverket forventes lisensiert for minimum 40 år om gangen, med mellom 60 og 80 års opprinnelig levetid. Med levetidsforlengelser, vil kjernekraftverket kunne gi leveranser til avtaker i godt over 100 år.

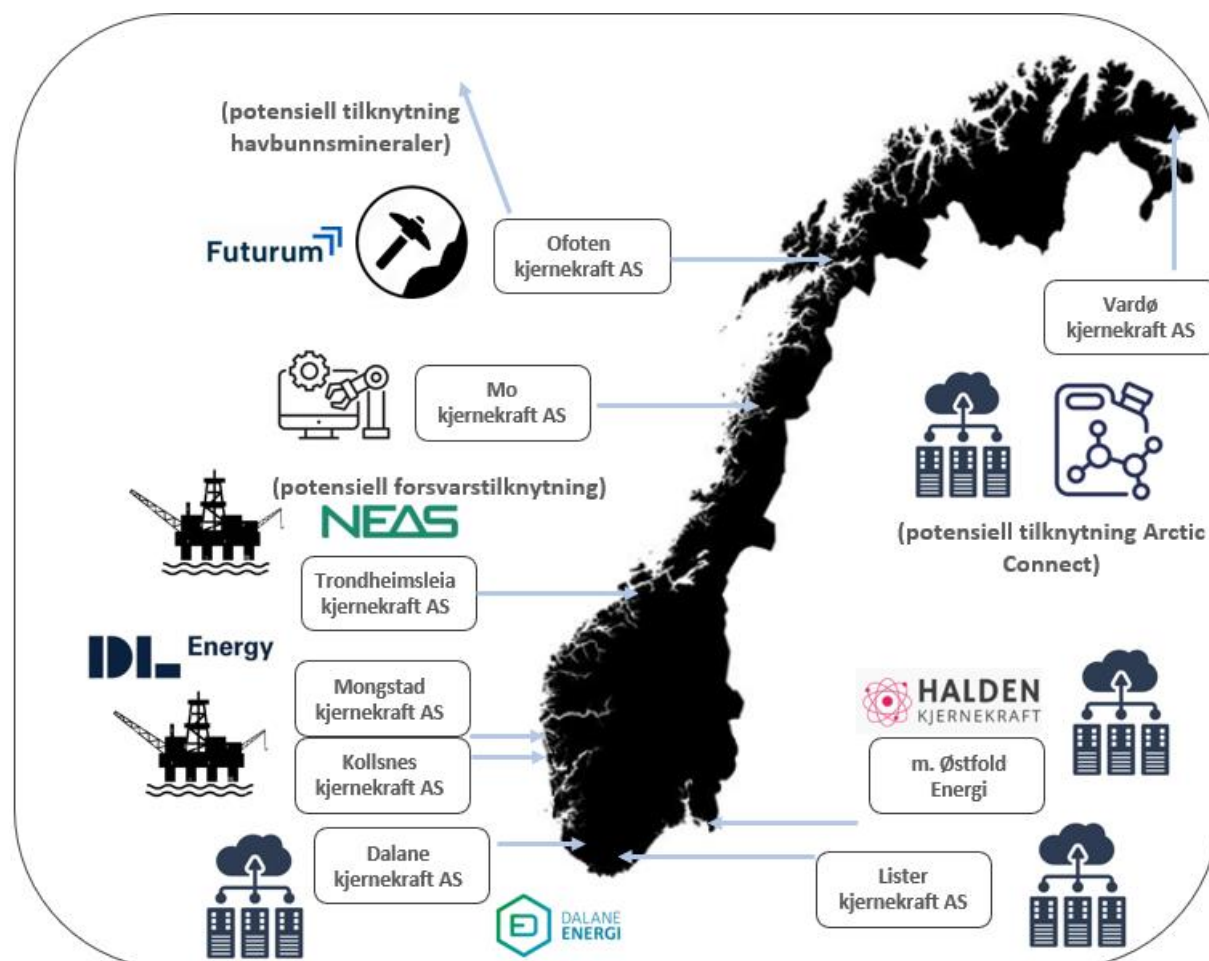
H. Oppgraderinger: SMR-ene være gjenstand for «uprates»/oppgraderinger som øker produksjonen med minimale kostnader, samt vil økt omsetning av overskuddsvarme over tid kunne forventes. Flere titalls prosent omsetning ved «uprate» er ikke uvanlig.

3. Organisatorisk strategi

NKAS vurderer at sentrale suksessfaktorer for etablering av kjernekraft i Norge innebærer sterk lokal tilknytning til enkeltprosjekter og at det etableres en flåte av kjernekraftverk. Styrking av forvaltningsmyndigheter, tilstrekkelig politisk støtte og etablering av forsyningskjeder vil bli enklere ved etablering av en flåte- ikke bare få enkeltprosjekter.

NKAS har vært i kontakt med om lag 80 kommuner om etablering av kjernekraft i deres kommune, der kommunene som regel har vært initiativtaker. Av disse er om lag 10 lokasjoner/kommuner valgt ut for videre utredning, indikert i Figur 1. Her vises også offentlig publiserte strategiske partnere for de ulike lokasjonene. Med disse, og vertskommunene, etableres formålsselskaper (*Special Purpose Vehicles, SPV*) for tidligfasearbeider. Partnerne er typisk regionale kraftselskaper eller kraftkrevende industri. Typisk eierfordeling er 40/40/20 mellom hhv. NKAS/privat partner/kommune(r).

En vesentlig ytterligere fordel ved en slik strategi er at flere av de mest ressurskrevende arbeidene som kreves for etablering av kjernekraft vil innebære tilsvarende oppgaver uavhengig av lokasjon. Betydelige synergier kan dermed oppnås ved å inkludere mange partnere.



Figur 1 Lokasjoner for kjernekraftutredninger sammen med strategiske partnere.

4. Faser frem mot driftsstart

Det forutsettes ikke at de opprinnelige eierne skal bære alle kostnadene frem til driftsstart selv, men drive Prosjektet trinnvis fremover med kapitalinnhenting etter hvert som sentrale milepæler nås. Dette kan best illustreres ved hjelp av inndeling av Prosjektets fremdrift i faser:

Fase 1: Dette er den første fasen som preges av størst nivå av usikkerheter og risiko. I denne fasen må kapitalbruken være særlig begrenset, selv om dette også må balanseres godt med behovet for fremdrift. Kapitalbruk knyttes i hovedsak til konsekvensutredning iht. Forskrift om konsekvensutredninger og enkelte arbeidspakker knyttet opp mot innvilgelse av Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) sine konsesjonsvilkår for i første omgang å få tilsagn om byggested. Erverv av areal gjennomføres, fortrinnsvis via opsjonsavtale, samt vil mindre arbeidspakker knyttet til visualiseringer, prosjektering og samfunnsanalyser også kunne utføres. Kapitalbehovet i denne fasen begrenses fortrinnsvis til mindre enn ti millioner NOK og forventes å ha en varighet på om lag to år. Betydelige synergier med andre selskaper søkes.

Fase 2: Viktige milepæler er nådd, representert bla. ved gjennomført og godkjent konsekvensutredning og at byggested godkjennes iht. Atomenergilovens § 7. Dette reduserer Prosjektets risiko betydelig, med tilhørende økning i Selskapets verdi, og kapital fra nye investorer kan innhentes for eksempel via emisjon. Nye investorer kan gjerne være kraftkrevende industri. I denne fasen utarbeides konsesjonssøknad etter Atomenergiloven og mot slutten gjøres et endelig teknologivalg, valg av antall reaktorer som skal oppføres i neste fase, preliminær sikkerhetsrapport utarbeides og konsesjon innvilges i Stortinget. Kapitalbehov forventes begrenset til ca. 100-200 MNOK, avhengig av synergier mellom andre SPV'er i Norge og andre SMR-prosjekter internasjonalt. Fasen forventes å ha en varighet på rundt fire-fem år.

Fase 3: Når konsesjon er innvilget vil Selskapets verdi øke betraktelig. En total investering på noen hundre millioner i de foregående fasene forventes her å resultere i verdsetting på flere milliarder kroner per SMR*. Denne verdien benyttes som tingsinnskudd når kapital til bygging av SMR-ene innhentes, i underkant av 15 mrd. NOK per SMR. Andel nedslag, lån, egenkapital etc. må vurderes på dette tidspunktet av eierpartene. Fasen anslås å ha en varighet på fire-fem år. Dermed kan ferdigstilling estimeres til mellom 2034 og 2036**.

Naturlig nok er alle variabler beskrevet ovenfor gjenstand for usikkerheter og må diskuteres blant partene i Selskapet etter hvert som Prosjektet modnes. Følgende forhold som i særlig grad kan påvirke risikovurderinger trekkes fram:

(1) Politisk positivitet i Regjering og Storting. Det er allerede stor positivitet blant den norske befolkningen til kjernekraft. Denne holdningen må propagere videre til øverste politiske nivå, noe p.t. anses som overveiende sannsynlig.

(2) NKAS gjennomfører tilsvarende prosjekter i andre deler av landet, bla. i Halden gjennom Halden Kjernekraft AS. Fremdrift for disse prosjektene vil ha positiv innvirkning for øvrige prosjekter og visa versa. Det vil kunne være fordelaktig om andre selskaper etableres i samme landsdel.

(3) Allerede i dag foregår det et titalls prosjekter rundt om i verden basert på ulike SMR-teknologier. Gjennomføring og slutføring av disse vil ha positiv innvirkning også på norske prosjekter. Flere av disse prosjektene anslås å slutføres allerede rundt tiårsskiftet.

(3.1) Som et underpunkt bør det nevnes at disse prosjektene bidrar i stor grad til å bygge opp nødvendige forsyningskjeder. Samarbeid med utenlandske (eller norske) aktører om innkjøp av

lange ledetidskomponenter (LLIs) kan vurderes opp mot tidspunkt for kapitalinnhentinger. LLI-ervert kan altså vurderes flyttet til fase to for hurtigere fremdrift totalt, noe tilsvarende metodikk benyttet i petroleumsindustrien («slot» bestilles hos fabrikk).

(4) Tidlige avklaringer om omsetning av energi, for eksempel gjennom PPA'er med kraftkrevende industri eller at kraftkrevende industri tar del i Selskapets eierstruktur, vil være formålstjenlig. PPA'er med ulike former for vilkår kan vurderes initiert på et tidlig stadium (denne prosessen er initiert ifm. andre prosjekter).

*Ved ferdigstilling og eventuelt salg av Selskapet til for eksempel et pensjonsfond som primært søker jevne forutsigbare kontantstrømmer med avkastningskrav på rundt 6 %, vil kontantstrømmen per SMR kunne verdsettes til rundt 35 milliarder NOK. Dette altså som følger av en investering på rundt 15 mrd. Dette representerer en IRR på rundt 10 %, avhengig av bla. fremdrift.

**Tidsrammen stemmer godt overens med internasjonale erfaringer, ref. IAEA, der det forventes en 10-15 års periode fra et land beslutter å påbegynne et nukleært energiprogram til det første kjernekraftverket er i drift (median byggetid for store kraftverk er historisk ca. 6,5 år). Premissene for IAEAs anslag på 10-15 år er bla. at det bygges store kjernekraftverk (ikke SMR), at landet hverken har lovgivning for kjernekraftverk eller forvaltningsmyndigheter (dette er allerede på plass i Norge) og at programmet er statlig styrt (i norsk kontekst er dette initiert av private industriinteresser). Dette tatt i betraktning, er det sannsynlig at Norge vil kunne oppføre kjernekraft ila. rundt 10 år, og NKAS har allerede begynt prosessen. Flere grep kan også gjøres for å maksimere fremdrift, for eksempel ved å foreta innkjøp av LLIs på tidligere tidspunkt. Slike grep må imidlertid balanseres mot risiko.

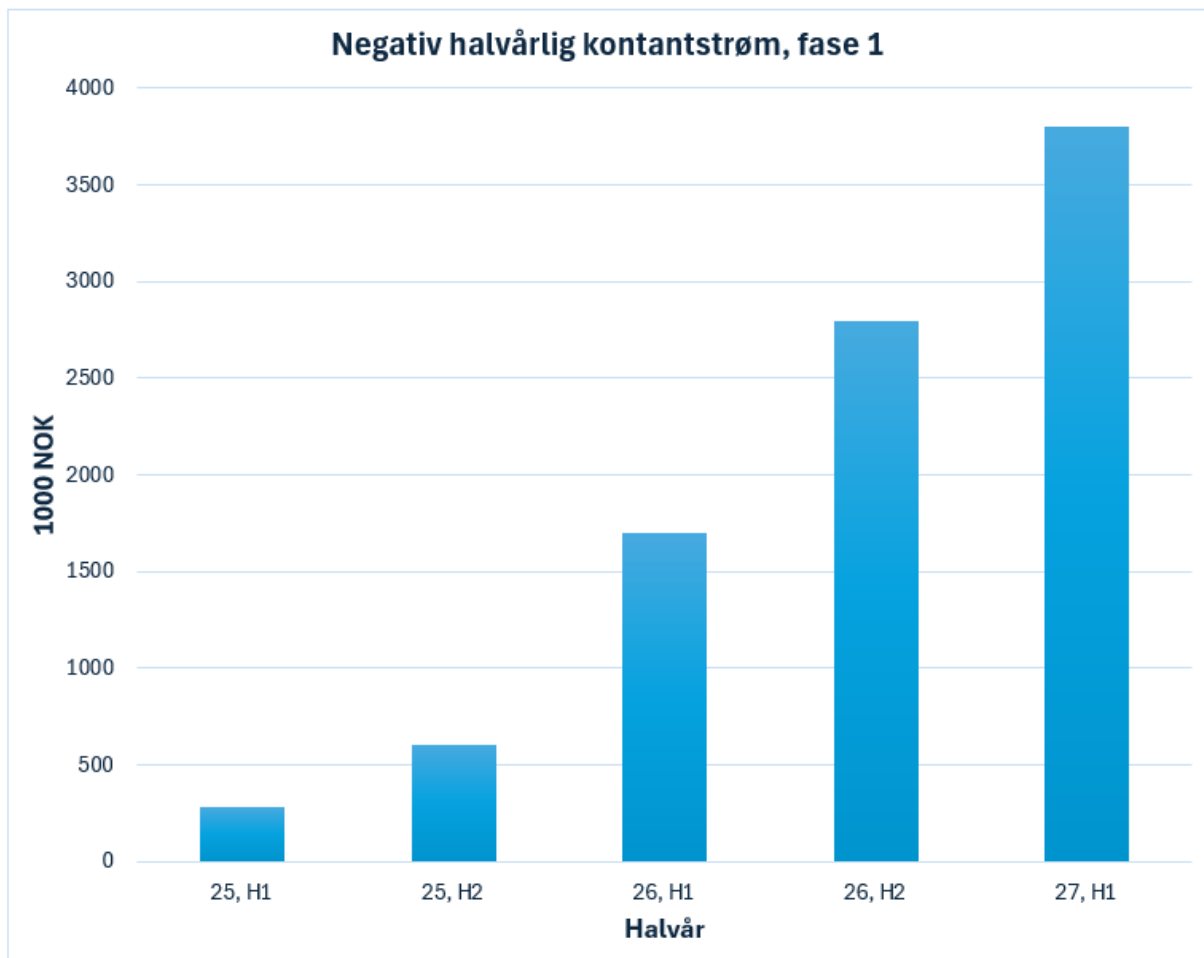
5. Bemanningsbehov

Bemanningsbehovet forventes også å etter hvert bli betydelig, men kan trolig starte moderat. Samtidig kan store synergier hentes ut fra øvrige prosjekter i landet med tilsvarende prosjekter. I fase 1, 2024-2026, søkes det å holde bemanningen til maksimalt en stilling, der ressurser trekkes fra partene i Selskapet, avhengig av hvilke oppgaver som utføres. I fase 2, omtrent 2026-2030, anslås det at bemanningen gradvis opptrappes til tilsvarende 20-30 stillinger. I fase 3, omtrent 2030-2035, anslås en gradvis opptrapping til mellom 50 og 70 stillinger. Ettersom nivået avhenger av hvilke synergier som kan hentes fra andre selskaper i Norge og i utlandet og hvilke oppgaver som kan, må eller bør utføres av tredjepart, er dette anslaget naturlig nok også preget av usikkerheter.

Videre må også et driftsselskap etableres. Her finnes mange muligheter for struktur på dette selskapet, men det anslås at det vil trenge om lag 100 fulltidsansatte per SMR. Synergier vil oppnås dersom flere SMR etableres i samme område, samt om industrien som betjenes av kraftverket etableres i nærheten av valgt lokasjon. NKAS har gjennomført studier (assistert av svenske *Kärnkraftsäkerhet och Utbildning*, KSU) relatert til bemanning, der bla. bruk av kompetanse fra den norske petroleumssektoren ble studert og vurdert som en svært attraktiv mulighet med presedens og erfaring fra flere andre land og sektorer. Den norske petroleumssektoren sysselsetter i dag om lag 200 000 mennesker.

6. Aktiviteter og utgifter fase 1

Figur 2 forslag til halvårlig negativ kontantstrøm for fase 1. Kontantstrømmene er indikative og forklares kort under figurene og i vedlagte regneark. Rundt 2026 forventes en overgang til fase 2.



Figur 2 Negativ halvårlig kontantstrøm, fase 1

Kontantstrømmene vist i Figur 2 knyttes opp mot følgende aktiviteter:

- Konsekvensutredning (KU) iht. forskrift om konsekvensutredninger.
 - o Prosessen starter med en lokaliseringsstudie i samsvar med *IAEA Specific Safety Guide SSG-35 site survey and site selection for nuclear installations* og forskrift om konsekvensutredninger § 21.
 - o Etter lokasjon er valgt utarbeides melding med forslag til utredningsprogram (melding) som sendes til Energidepartementet (ED). ED sender denne på høring og fastsetter endelig utredningsprogram omtrent ett år (erfaringsmessig for kjernekraft) etter melding er innsendt. Se eksempel på melding her: https://usercontent.one/wp/www.norskkjernekraft.com/wp-content/uploads/2023/11/Melding-med-forslag-til-utredningsprogram.-Kjernekraftverk-Taftoy_revA.pdf
 - o Når utredningsprogram er fastsatt kan KU påbegynnes og det antas her at denne fullføres og godkjennes før fase 2 påbegynnes.
- Byggestedsutredning (*Site Assessment*, SA) og tilsagn om byggestedstillatelse iht. Atomenergiloven § 7.
 - o Prosessen starter med lokaliseringsstudie tilsvarende som for KU.
 - o En SA beskriver hvilke konsekvenser valg av lokasjon har for anleggets sikkerhet (til forskjell fra en KU, som beskriver hvilke konsekvenser anlegget vil ha på omgivelsene), og arbeider her relateres til geoteknikk, topografi, hydrologi, seismologi og elementer relatert til beredskap, sikring og sikkerhet ellers.
- Forarbeider til konsesjonssøknad etter atomenergiloven.
 - o Starter med teknologievaluering (*Reactor Technology Assessment*, RTA) som utføres felles for alle SPV'er.
 - o Når valg av teknologi snevres inn, påbegynnes første deler av forberedelser til konsesjonssøknad som bla. innebærer å tilpasse sikkerhetsanalyser (*Preliminary Safety Analysis Report*, PSAR) fra internasjonale prosjekter til aktuelt prosjekt.
 - o I fase 1 vil det særlig være aktuelle grensesnitt inn mot SA, byggestedstillatelse, prosjektering og prosjektledelse.
- Øvrig prosjektering, prosjektledelse, prosjektering, studier, visualisering, samfunnsanalyser etc.
 - o I starten vil en del av allerede utførte analyser kunne benyttes og justeres til aktuelt prosjekt. Etter hvert, i fase 1, vil det bli behov for økt andel prosjektledelse og prosjektering med grensesnitt særlig til SA og tilsagn om byggestedstillatelse.

Aktiviteten er valgt ut ifra hvilke aktiviteter som gir størst verdiøkning, som det er mulig å helt eller delvis samarbeide om med andre SPV'er og som er i tråd med de prosesser som er nødvendige for godkjenning av atomanlegg iht. Atomenergiloven.

7. Øvrige forutsetninger for fase 1

Hvordan nasjonalpolitiske forhold utvikler seg vil være sentralt. Foreløpig øker oppslutningen om kjernekraft blant befolkningen, men dette synet må propagere videre til det nasjonale nivået. I EU øker også oppslutningen til kjernekraft og blir i større grad implementert i strategirammeverkene og inkludert i EUs støtterejimer. For fase 1 er det forutsatt et «minimumsresultat» ved neste valg, altså at regjeringen som settes hverken er svært positive eller svært negative til kjernekraft, uavhengig av hvilke partier som danner regjering.

Det er ikke forutsatt tilskudd fra Enova, ordninger via Forskningsrådet eller at andre støtteordninger/subsidier brukes eller implementeres for kjernekraft i Norge. Dette vil imidlertid kunne være fordelaktig.

Det forutsettes ikke subsidier, men at kostnader tas ned betydelig som følger av kostnadsdeling/synergier med andre tilsvarende selskaper/SPV'er som NKAS oppretter sammen med andre kommuner og selskaper i andre deler av landet. Disse synergiene innebærer blant annet politisk arbeid, arbeid mot forvaltningsmyndigheter, kostnadsdeling for teknologievaluering og arbeider rettet mot konsesjonssøknad, opprettelse av prosesser og maler, deling av kunnskap, visualisering, identifisering av leverandører og innhenting av tilbud, prosjektering, visualisering og opprettelse av felles nasjonalt anlegg for avfallshåndtering. Disse synergiene forklarer de lave kapitalbehovene forutsatt, særlig i tidlige faser, der det er viktig å bygge opp selskapenes verdi med beskjedne kapitalinnskudd.

8. Potensielle oppsider

- Grunnleggerhonorar på noen øre/kWh, nærmere regulert i Aksjonæravtale, eksempelvis 3 øre/kWh. Referanse-SMR er 300 MW, 2,5 TWh/år, som da gir 75 MNOK per SMR per år eller 7,5 MNOK per år per SMR per 10 %. To referanse-SMR og 20 % grunnleggerandel (kommune) gir 30 MNOK per år
- Eiendomsskatt: 73 MNOK per SMR, så 146 MNOK per år ved to SMR (skattegrunnlag 70 % av byggekost 15 mrd., skattesats 7 promille).
 - o Eiendomsskatt på alle næringer/industrier som betjenes og bygninger for å huse og støtte nye innbyggere. Kan bli betydelig større enn skatteinntektene fra SMR-ene i seg selv, særlig ettersom industri som tar unna 600 MW har (generelt) betydelig høyere byggekost og eiendomsverdi.
- Inntektsskatt: 16,38 MNOK per år ved to SMR (gjennomsnittlig alminnelig brutto inntekt 700 000, 200 arbeidere, 11,7 % inntektsskatt til kommune).
 - o Posten blir også betydelig større dersom industri som betjener kraftverket har arbeidere i kommunen, samt støttende infrastruktur.
- Realisering av gevinst ved nedsalg eller (dersom ingen nedsalg) aksjeavkastning dersom dette besluttet av selskapets fremtidige styre. Ved realisering av gevinst ved nedsalg søkes det en IRR (*Internal Rate of Return*), altså en beregnet årlig avkastning på investering på ca. 10 % for fase 1 investorer. IRR kan naturlig nok både være lavere og større.