Tokenfabrikker

Kan statlig eide AI-datasentre bli en inntektskilde for Norge slik oljen har vært?

En forhåndsregistrert matematisk modell av kraftløsninger og eierformer

Kjell Tore Guttormsen*

November 2026 · utkast · rapport

Forord

Denne rapporten beskriver en åpen matematisk modell som prøver om AI-datasentre som i prinsippet eies av staten, kan bli en inntektskilde for Norge slik oljen har vært, og under hvilke betingelser. Modellen er laget som en ærlig test, ikke som et innlegg for ett bestemt svar. Svaret kan bli at hypotesen holder, at den holder bare under betingelser som kan navngis, eller at den ikke holder. Hva som skal til for hvert av de tre svarene, ble skrevet ned og godkjent før modellen ble regnet, og ligger i prosjektets egen åpne git-historikk, ikke i et offentlig register (kapittel 2).

Modellen, kildebanken og verktøyene er åpne, slik at forskere, politiske rådgivere, beslutningstakere og andre kan bruke dem og bygge videre på dem. Prosjektet er ikke kommersielt. Virksomheter som nevnes, er brukt som kilder for tall og omtales nøytralt.

Ideen om et eget kjernekraftverk for hvert datasenter er inspirert av Sadhguru, som ikke er kilde for noe tall eller noen påstand her.

Teksten er lisensiert under CC BY 4.0, koden og dataene under MIT-lisensen. Modellen, kildebanken og dataene ligger på `https://git.fromaitochitta.com/open/tokenfabrikker`.

Sammendrag

Svaret. **Hypotesen holder ikke.** Et statlig eid AI-datasenter som selger regnekraft til utlandet, gir tap for Norge når dagens knapphet på regnekraft går over i et normalt marked. Det gjelder alle de fem måtene å skaffe strøm på som er prøvd. Tapet er størst med eget kjernekraftverk, et kraftverk uten nettforbindelse bygd av mange små reaktorer; kjernekraft på nettet taper mindre, og ny fornybar kraft minst. Satsingen blir heller ikke stor nok til å bli en ny olje.

Spørsmålet. Rapporten prøver om AI-datasentre som i prinsippet eies av staten, og som eksporterer ferdig prosessert regnekraft, kan bli en inntektskilde for Norge slik oljen har vært. Hypotesen er at «statlig eide tokenfabrikker i stor skala lønner seg for Norge og oppfyller vilkårene for strøm og miljø, med den beste av kraftløsningene». Målene og grensene for svaret ble skrevet ned og godkjent før modellen ble regnet (kapitlene 1 og 2). De ligger i prosjektets egen åpne git-historikk, ikke i et offentlig register. Prosjektets fagfeller er språkmodeller som har lest utkastene, og de hadde gjort grove overslag før presiseringene av kriteriene ble skrevet. Hypotesen ble endret før modellen ble regnet, men etter at de samme overslagene pekte mot at eget kjernekraftverk taper (avsnittene 1.4 og 8.4). Fem kraftløsninger sammenlignes med samme modell og regler: eget kjernekraftverk for hvert datasenter, et kraftverk uten

* Problemstillingen er forfatterens, og forfatteren har styrt arbeidet og godkjent retningen, kriteriene og hver endring av dem. Teksten, modellspesifikasjonen, kildebanken og koden er utarbeidet med omfattende bruk av kunstig intelligens (Claude, Anthropic), også til fagfelle- og kvalitetsgjennomganger. Forfatteren har ansvaret for innholdet.

nettforbindelse bygd av mange små reaktorer med reserveenheter, etter oppsettet i en studie fra amerikanske nasjonallaboratorier [K12-001]; kjernekraft på nettet; ny fornybar kraft fra vind og vann; og trinnvis utbygging i moduler på 100 MW med fornybar kraft eller med kjernekraft når den kan komme (avsnitt 3.1). Modellen bygger ingen ny lagring; fleksibiliteten er vannmagasinene som finnes, fast effekt og utkobling. Mye er usikkert, så modellen er regnet 10 000 ganger, hver gang med nye verdier for alt som er usikkert (hver beregning kalles en trekning). Med ett anlegg får trinnvis med kjernekraft nesten aldri kjernekraft: i intet år gjelder det mer enn 0,16 % av trekningene, og løsningen er da i praksis trinnvis med fornybar kraft. Scenarioet som teller, er normalscenarioet («normalisering»), der prisen på regnekraft har mistet dagens knapphetspåslag før det første anlegget er i drift. At påslaget er borte så tidlig, er et valg uten kilde, låst før modellen ble regnet; den eneste tallfestede analogien i kildebanken, inntjeningen i skipsfarten etter et sjokk, peker samme vei [K13-016].

Hva vi fant. Lønnsomheten for samfunnet måles som netto nåverdi: alle gevinster minus alle kostnader for Norge over hele levetiden, regnet om til verdien i dag. For ett anlegg på 1 000 MW er medianen, verdien halvparten av trekningene ligger under, −19,5 mrd. kr med ny fornybar kraft, −109,8 mrd. kr med kjernekraft på nettet og −208,2 mrd. kr med eget kjernekraftverk. I et normalt marked er prisen på regnekraft i modellen satt lik kostnaden til en ny konkurrent med vanlig avkastning, og kraften er om lag 7 % av den kostnaden [K08-K03]. Gevinsten er dermed begrenset av måten prisen er satt på, mens tapet er et funn: med ny fornybar kraft går anlegget i null i medianen hvis prisen er 7 % høyere. Nåverdien er positiv i høyst 1,1 % av trekningene, men fordi prisen er satt lik kostnaden, sier andelen ikke hvor sannsynlig en høyere pris er. Hvor tapet kommer fra, viser følsomhetene bare delvis (kapittel 10). Skalaen nås heller ikke: grensen for «den nye oljen» er 5 % av statens netto kontantstrøm fra petroleum, 26,8 mrd. kr per år, og den måles mot bidraget utover vanlig avkastning på kapitalen. Ett anlegg ligger under den i 100,0 % av trekningene. Målt som statens kontantstrøm i første år med stabil drift, samme slags størrelse som oljeinntektene, er ett anlegg i medianen 5,9 til 9,5 % av dem; det tallet trekker ikke fra avkastningen på kapitalen og er ikke målet som ble satt på forhånd (avsnitt 6.4). I et normalt marked kunne grensen i praksis ikke nås, fordi prisen er satt lik kostnaden og store programmer ikke rekker å bli bygget; neiet til hypotesen kommer fra lønnsomheten. Et program på fem anlegg lar seg ikke bygge innen 2100 i 49,6 til 83,8 % av trekningene. Den andelen hviler på tre åpne forutsetninger uten kilde: hvor mye kjernekraft og ny fornybar kraft som kan settes i drift per år, og hvor stor del av verdens produksjon av AI-servere ett program kan få. Dommene leses av på trinnet med 1 anlegg fordi regelen som ble satt på forhånd, gir det: ingen løsning når 5 % av oljeinntektene i minst 80 % av trekningene uansett antall anlegg, og da leses dommene av på det største programmet der minst én løsning har et år med stabil drift i minst 80 % av trekningene. Dommen over hypotesen er den samme i alle de seks scenarioene, tre for prisen på regnekraft og tre der etterspørselen faller (avsnitt 6.1).

Hva som kunne endre svaret. Resultatet er ikke at regnekraft aldri kan lønne seg. Hovedberegningen bruker et markedsbasert avkastningskrav, fordi statens regler, slik vi leser dem, sier det for virksomhet i konkurranse med private. Regnet med statens vanlige kalkulasjonsrente (4 %, lavere etter 40 år) i stedet blir nåverdien positiv for ett anlegg med ny fornybar kraft (median 87,6 mrd. kr; avsnitt 6.6). Med kjernekraft på nettet blir medianen −40,8 mrd. kr og nåverdien positiv i 32,7 % av trekningene; med eget kjernekraftverk blir medianen lavere enn i hovedberegningen, −263,8 mrd. kr: en lavere rente gjør tapet i kraftverket, som ligger år fram i tid, større i dagens kroner, og for eget kjernekraftverk veier det tyngre enn at prisen fortsatt bygger på markedets krav (hvor mye hvert ledd gir, er ikke regnet ut med de frosne tallene). Av samme grunn trekker det i favør av eget kjernekraftverk at hovedberegningen regner verket med avkastningskravet for regnekraft, som er høyere enn kravet for kraft; med

kravet for kraft blir medianen −260,1 mrd. kr. Da er bare nåverdien regnet om: prisen på regnekraft bygger fortsatt på markedets avkastningskrav, og skalaen er ikke regnet på nytt. Regnemåten betyr at staten bærer risikoen som markedet ellers tar betalt for; et lavere krav også i markedet ville i modellen gitt lavere pris. At statens regel for forretningsdrift i konkurranse med private gjelder her, er prosjektets tolkning, og avkastningskravet for regnekraft er en åpen forutsetning (avsnitt 2.6). Varer knappheten i ti år etter at det første anlegget er i drift (et konstruert scenario uten kilde), er medianen positiv med ny fornybar kraft (68,9 mrd. kr), men fortsatt negativ med kjernekraft på nettet (−15,7 mrd. kr, positiv i 43,4 %) og med eget kjernekraftverk (−104,1 mrd. kr); hypotesen holder ikke der heller, fordi vilkårene ikke lar seg tallfeste med tall fra kildene. Utfallet avgjøres først av prisen på regnekraft: i normalscenarioet må den ligge 7 % over modellens forløp for at et anlegg med ny fornybar kraft skal gå i null i medianen, 43 % over med kjernekraft på nettet og 79 % med eget kjernekraftverk (avsnitt 6.5).

Hva vi lærte.

- *Prisen avgjør, og staten rår ikke over den.* Ingen løsning bærer et program på fem anlegg eller mer; et statlig engasjement bør i så fall være lite, trinnvis og med avtalt pris før kapitalen bindes. At prisen bør være avtalt, er en vurdering; modellen regner ikke en slik avtale. Trinnvis utbygging gir likevel større tap i modellen i et normalt marked, og verdien av å kunne stoppe underveis er ikke regnet.
- *Kraften først. Eget kjernekraftverk uten nett ga størst tap, kjernekraft på nettet mindre.* Med eget kjernekraftverk er medianen lavest av de fem løsningene, og sammenlignet med samme modell og regler er det best i 0,1 % av trekningene, ny fornybar kraft i 95,9 % (avsnitt 6.2). Sammenligningen gir ingen dom, slik forhåndsregistreringen sier: den viser hvor ofte hver er best, og den beste gir også tap. Med fem anlegg er løsningene med kjernekraft oftere best (37 mot 17 %), fordi så mye ny fornybar kraft sjelden lar seg bygge; der den kan bygges, er den best i 99,65 %. Hvor mye ny fornybar kraft og hvor mye kjernekraft som kan settes i drift per år, er åpne forutsetninger uten kilde og svært ulike (0,2 til 0,6 TWh ny fornybar kraft ut over det som bygges uansett, mot 500 til 2 000 MW kjernekraft), og sammenligningen med fem anlegg hviler på dem. Etter prisen betyr takten mest for ny fornybar kraft. Med fem anlegg er nåverdien nesten aldri positiv, uansett løsning. Kravet til strømprisen holder i 100,0 % av trekningene med alle fem løsningene, fordi de er bygd med like mye ny kraft som datasenteret bruker; prisen er regnet som årspris for landet samlet, ikke der anlegget ligger. Kjøpes kraften fra nettet uten ny kraft, svekkes forsyningssikkerheten per definisjon i 100,0 % av trekningene: «svekkes» betyr svakere enn uten anlegget, uansett hvor lite. Med eget kjernekraftverk holder den per definisjon, fordi verket ikke er koblet til nettet. De andre løsningene er vurdert uten tiltakene som er betalt, og med ny fornybar kraft holder den i 69,0 %. Miljøkravet holder per definisjon for ny fornybar kraft; for kjernekraft holder det på vilkår, fordi kjernekraften i én av tre kilder ligger over vind på land, 12 mot 11 g CO_2 per kWh.
- *Det tar lang tid, og etterspørselen kan flytte.* De første modulene er i drift i 2034 i medianen, et helt anlegg i 2048 med ny fornybar kraft (avsnitt 6.3). Det første årstallet bygger på en åpen forutsetning om 3 til 7 år fra beslutning til første tilknytning til nettet. Flytter 80 % av AI-bruken utenom trening til brukernes egne maskiner (et forløp som er prosjektets eget og uten kilde), faller medianen for den beste løsningen til mellom −138,1 og −218,2 mrd. kr.
- *Eierformen redder ikke regnestykket.* Nåverdien for staten er negativ med alle fire eierformene i 97,0 til 100,0 % av trekningene (avsnitt 6.4). I hovedberegningen er eierformene like effektive, og private medeiere betaler det andelen er verdt; om private eiere ville gjort det bedre enn staten, er ikke prøvd.

- *Tett kunnskapshullene, og regn åpent.* Det mangler åpne tall for inntekt og salgsandel per megawatt regnekraft, for statens avkastningskrav og for kraftverk som forsyner ett datasenter uten nettet.

Hva dette ikke er. Modellen er et regnestykke, ikke en offentlig utredning og ikke en anbefaling om å bygge. Den prøver statlig eide datasentre som selger regnekraft til utlandet. Om private datasentre lønner seg for eierne, er ikke prøvd; de ligger i nullalternativet, det satsingen sammenlignes med. Modellens anlegg eier både bygget og brikkene; at staten bare eier tomt, bygg og kraft og leier dem ut, er ikke prøvd. Verdien av norsk kontroll over regnekraft for beredskap og suverenitet er ikke prissatt, og annen bruk av KI er ikke regnet. 40 av 137 parametere er åpne forutsetninger uten kilde som gir tallet. Kildene og koden er kontrollert av språkmodeller, ikke av fagpersoner, og resultatfilene er gjenskapt på samme maskin, ikke på en annen ennå.

Forbeholdene går begge veier (kapitlene 7–9). To kjente begrensninger kan gjøre kjernekraft dyrere enn i modellen: kostnadsoverskridelsene kan ha en tyngre hale, og tilpasning av et utenlandsk reaktordesign til norsk regelverk er ikke regnet inn. Andre forhold trekker i kjernekraftens favør: kildene viser mer læring og raskere bygging enn de frosne spennene tillater, og sluttkostnader for store reaktorer i Finland og Korea under spennet i modellen [K28-008]. Emiratene, et nytt kjernekraftland, bygde Barakah med en finansieringsramme på om lag 4 400 USD/kW med renter, nominelt [K03-011], og fikk første enhet på nettet om lag tolv år etter vedtaket, under modellens nedre grense på 15 år [K05-034]; andre nye kjernekraftland har brukt lenger tid. I om lag halvparten av trekningene leses kostnadsspennet for kjernekraft som et budsjett, og en overskridelse legges oppå; leses det som sluttkostnad i alle, blir medianen −166,6 mrd. kr med eget kjernekraftverk og −87,8 mrd. kr med kjernekraft på nettet. Observasjonene i kildene er ikke regnet inn. Tre forenklinger trekker i favør av ny fornybar kraft: vannmagasinene jevner ut uten kostnad, verdien av vindkraft faller ikke når mye bygges, og en kald uke uten vind er ikke regnet. To trekker mot satsingen med alle løsningene: prisen på regnekraft har ingen renter i datasenterets byggetid, mens Norge betaler bygget og de første brikkene før oppstart, og bare Norge kan rammes av stans i leveransene av brikker. Hva Statnetts funksjonskrav for datasentre på nettet koster, er ikke regnet; det trekker i favør av løsningene på nettet. Høyere strømpris regnes som en gevinst for landet så lenge Norge eksporterer kraft, og hvem som betaler, er ikke regnet. Konklusjonen står i kapittel 10.

Nøkkelord: AI-datasentre; regnekraft; kjernekraft; fornybar kraft; samfunnsøkonomisk analyse; statlig eierskap; forhåndsregistrering; Monte Carlo.

Innhold

Forord **1**

Sammendrag **1**

1 Spørsmålet og hypotesen **7**
1.1 Retningen . . . 7
1.2 Tillegget til retningen . . . 8
1.3 Hypotesen . . . 8
1.4 Hypotesen ble endret før noe var regnet . . . 8

2 Slik prøves hypotesen **10**
2.1 Målene som avgjør . . . 10
2.2 Sammenligningen av kraftløsningene (M7) . . . 12
2.3 Prisscenarioer og utbyggingsbaner . . . 12
2.4 Fra trekninger til en dom per mål . . . 13
2.5 Samlet dom . . . 13
2.6 Kalkulasjonsrenten i M1 . . . 14
2.7 Regler for ærlig regning . . . 15
2.8 Presiseringene . . . 16

3 Kraftløsningene og eierformene **16**
3.1 Kraftløsningene . . . 16
3.2 Eierformene . . . 21

4 Modellen **24**
4.1 Kraftverket . . . 26
4.2 Datasenteret . . . 33
4.3 Inntekten . . . 34
4.4 Utbyggingen . . . 36
4.5 Kraftsystemet . . . 38
4.6 Samfunnsøkonomi (M1) . . . 40
4.7 Bedriftsøkonomi (M2) . . . 42
4.8 Eierskap . . . 43
4.9 Skala (M6) . . . 45
4.10 Miljø (M5) . . . 46
4.11 Tillegget: trinnvis utbygging, egne maskiner, fradrag og kjølevann . . . 47

5 Usikkerhet: trekningene, scenarioene, følsomhetslista og tersklene **51**
5.1 Trekningene . . . 51
5.2 Scenarioene . . . 52
5.3 Følsomhetslista . . . 54
5.4 Tersklene, betingelsene og den globale følsomheten . . . 57

6 Resultater **59**
6.1 Dommene . . . 60
6.2 Sammenligningen av kraftløsningene . . . 66
6.3 Tidslinjen . . . 69
6.4 Eierformene . . . 73
6.5 Tersklene og betingelsene . . . 77
6.6 Følsomhetene . . . 85

6.7 Utslipp over livsløpet, «med fradrag», og kjølevann . . . 101

7 Hva fagmiljøene sier **106**
7.1 Læring per dobling . . . 107
7.2 Byggetid per enhet . . . 108
7.3 Fra beslutning til første kjernekraft i Norge . . . 109
7.4 Store mot små reaktorer . . . 110
7.5 Kostnadsoverskridelse . . . 110
7.6 Serie over landegrenser . . . 111
7.7 Kraftavtaler . . . 111
7.8 Statens rolle . . . 112
7.9 Svakhetene ved kilderunden . . . 112

8 Kjente begrensninger **113**
8.1 To funn fra fagmiljøene som spennene ikke dekker . . . 113
8.2 Kildene . . . 114
8.3 Modellen og koden . . . 115
8.4 Gjennomgangene . . . 118

9 Hva modellen ikke gjør **118**
9.1 Modellen som helhet (spesifikasjonen kapittel 13) . . . 119
9.2 Løsning T og AI-bruk på egne maskiner (spesifikasjonen kapittel 17.9) . . . 120
9.3 Tre forhold utenfor spesifikasjonens lister . . . 121

10 Konklusjon **122**

Kilder **125**

A Fra ligning til kode **152**

B Parameterne **154**

C Avvik fra forhåndsregistreringen og endringer **170**

1 Spørsmålet og hypotesen

Kan AI-datasentre som i prinsippet eies av staten, bli en inntektskilde for Norge slik oljen har vært? Det er spørsmålet rapporten prøver. Slike datasentre kalles her *tokenfabrikker*: datasentre som eksporterer ferdig prosessert regnekraft. De trenger mye strøm, så rapporten spør også hvor strømmen skal komme fra. Den sammenligner fem kraftløsninger med samme modell og regler, fra et eget kjernekraftverk uten nettforbindelse for hvert datasenter til ny fornybar kraft og trinnvis utbygging, og fire måter staten kan eie på.

Spørsmålet stilles fordi ambisjonen er høy. Den går ut på at staten binder store summer i datasentre og kraft, og at satsingen kan bli «den nye oljen», med svært høy samfunnsøkonomisk gevinst, uten skade på miljøet og uten at husholdninger og virksomheter får astronomiske strømpriser eller mangel på strøm (avsnitt 1.1). En slik ambisjon bør prøves med åpne tall før kapital bindes.

Prøven er gjort slik: målene og grensene for svaret ble skrevet ned og godkjent før modellen ble regnet. De gjelder lønnsomhet for samfunnet og for virksomheten, strømpris, forsyningssikkerhet, miljø og skala mot petroleumsinntektene (kapittel 2). Alt som er usikkert, har et spenn, fra kildene der de finnes, og modellen er regnet 10 000 ganger med ulike verdier innenfor spennene (kapittel 5). Hvert tall i modellen står i parameterfila med kilde eller merket som åpen forutsetning, og kildene ligger i en åpen kildebank. Kilder, modell og kode kan leses og kjøres av alle.

Svaret står kort i sammendraget foran og i konklusjonen (kapittel 10): hypotesen «holder ikke». Resten av rapporten viser hvordan svaret er funnet. Kapittel 2 sier hvordan hypotesen prøves, kapittel 3 beskriver kraftløsningene og eierformene, kapittel 4 gir modellen med alle ligningene, og kapittel 5 hvordan usikkerheten er regnet. Kapittel 6 gir resultatene, kapittel 7 hva fagmiljøene sier, kapittel 8 de kjente begrensningene og kapittel 9 hva modellen ikke gjør.

Andre land og EU bruker også offentlige penger på regnekraft, men begrunnelsen i kildene er tilgang for egne forskere og bedrifter. EU la i 2025 fram en plan for å mobilisere 200 mrd. euro til KI, mest privat kapital, med et fond på 20 mrd. euro til fire store regnesentre, kalt gigafabrikker, for å gjøre store regneressurser tilgjengelige for forskere og bedrifter, ikke bare de største [K12-025]. Utlysningen fra 2026 gjelder opptil sju gigafabrikker, og offentlige midler fra EU og medlemslandene skal være ankerkunde og utløse privat kapital [K12-026]. Canada satte av 2 mrd. kanadiske dollar over fem år i budsjettet for 2024 for å gi egne forskere og KI-selskaper verktøyene de trenger [K12-029]. Slike satsinger er ikke vurdert; spørsmålet her er om staten kan tjene penger på å selge regnekraft til utlandet.

Rapporten prøver én hypotese mot kriterier som ble skrevet ned og godkjent før modellen ble regnet. Kriteriene står i forhåndsregistreringen (`FORHANDSREGISTRERING.md` i repoet). Den ligger i prosjektets egen åpne git-historikk, ikke i et offentlig register, så datoene kan bare etterprøves der. Dette kapitlet gjengir retningen for arbeidet og hypotesen ordrett derfra, og sier hvordan hypotesen ble endret før noe var regnet. Kapittel 2 gjengir målene og reglene som avgjør dommen.

Forhåndsregistreringen bruker ordet *prosjekteier* om den som har godkjent retningen, kriteriene og hver endring av dem. Rapporten gjør det samme.

1.1 Retningen

Retningen for arbeidet lyder slik i forhåndsregistreringen:

> Vi skal lage en åpen matematisk modell som ærlig tester om Norge kan bygge statlig eide tokenfabrikker (AI-datasentre som eksporterer ferdig prosessert regnekraft) i så stor skala at de blir «den nye oljen», med svært høy samfunnsøkonomisk gevinst, uten skade på miljøet, og uten at husholdninger og virksomheter får astronomiske strømpriser eller mangel på strøm. Hypotesen som prøves, er at AI-datasentre som i prinsippet eies av

> staten, kan bli en inntektskilde for Norge slik oljen har vært. Ett dedikert kjernekraftverk per datasenter er én av kraftløsningene modellen sammenligner, ikke hypotesen. Modellen sammenligner den med kjernekraft koblet til nettet, ny fornybar kraft med lagring og fleksibilitet, og ingen satsing, og den sammenligner statlige eierformer. Den skal si under hvilke betingelser satsingen lønner seg, og når den ikke gjør det. Modellen, kildene og verktøyene skal bygge på all kredibel tilgjengelig forskning, og forskere, politiske rådgivere, beslutningstakere og andre skal kunne bruke dem og bygge videre på dem.

Setningene om hypotesen i retningen ble endret av prosjekteier 13. november 2026 og ført inn 14. november 2026, før noe var regnet (avsnitt 1.4). «Lagring og fleksibilitet» er i modellen vannmagasinene som finnes, fast effekt og utkobling; ny lagring bygges ikke (kapittel 3).

1.2 Tillegget til retningen

Prosjekteier godkjente 12. november 2026, før noe var regnet, et tillegg til retningen:

> Modellen skal også vise hva som kan settes i gang raskt, og hvordan satsingen kan bygges opp trinnvis over tid: fra løsninger som kan være i drift innen få år, til kjernekraft når den tidligst kan komme, og kombinasjoner av dem. Den skal prøve hva det betyr for satsingen om en stor del av AI-bruken flytter til brukernes egne maskiner. De nye løsningene sammenlignes med de andre kraftløsningene på like vilkår.

Grunnen som er ført, er at første kjernekraft i Norge tidligst kommer rundt 2045, og at prosjekteier ville at modellen også skulle vise hva som kan gjøres raskt, hvordan satsingen kan bygges opp over tid, og hva det betyr om mye av AI-bruken flytter til brukernes egne maskiner. Tillegget endret ikke hva målene M1–M7 måler, tersklene, den samlede dommen eller hypotesen. Det ga en ny kraftløsning, T, «trinnvis», i to utgaver (T-F og T-K, kapittel 3), som måles som de andre løsningene. Det ga også en terskel og to merkede scenarioer for AI-bruk på brukernes egne maskiner, et regnestykke for utslipp «med fradrag», og kjølevann og en tidslinje som rapporteres. De nye størrelsene tillegget krever, ble tatt inn i det ene avviket fra parameterfrysen, før noe var regnet (avsnitt 2.7).

Siste setning i tillegget ble endret sammen med hypotesen (avsnitt 1.4).

1.3 Hypotesen

> Hypotesen har én del og én dom: statlig eide tokenfabrikker i stor skala lønner seg for Norge og oppfyller vilkårene for strøm og miljø, med den beste av kraftløsningene.
> Ved siden av dommen står en sammenligning av kraftløsningene. Den har ingen egen dom, og ingen løsning har særstilling.

Dommen kan bli «holder», «holder under betingelser» eller «holder ikke». Hva som avgjør den, står i avsnitt 2.5. Sammenligningen av kraftløsningene (M7) står i avsnitt 2.2. Der presiseringene i forhåndsregistreringen og lista over endringer sier «del I», menes hypotesen. «Del II», om dedikert kjernekraft er den beste kraftløsningen, fantes til 13. november 2026 og finnes ikke lenger.

1.4 Hypotesen ble endret før noe var regnet

Prosjekteier endret hypotesen 13. november 2026, før noe var regnet. Prosjekteier skrev at hypotesen ikke er kjernekraft, men «hvordan AI datasentre som i prinsipp eies av staten kan bli en pengemaskin som oljen har vært», og godkjente samme dag denne ordlyden:

> Hypotesen som prøves, er at AI-datasentre som i prinsippet eies av staten, kan bli en inntektskilde for Norge slik oljen har vært. Ett dedikert kjernekraftverk per datasenter er én av kraftløsningene modellen sammenligner, ikke hypotesen.

To ting ble endret fra prosjekteiers formulering, og grunnen er ført. «Hvordan … kan bli» ble «at … kan bli», fordi en hypotese må kunne holde eller falle, og «hvordan» besvares av betingelsene modellen skriver ut. «Pengemaskin» ble «inntektskilde … slik oljen har vært», fordi et bilde ikke kan testes; det måles som før i M6. Prosjekteier godkjente også at kraftløsningene skal behandles likt: rapporten skal si hvor ofte hver av de fem løsningene (A, B, C, T-F og T-K) kommer best ut, uten egen dom over dedikert kjernekraft. Den nye ordlyden i forhåndsregistreringen ble lagt fram punkt for punkt og godkjent av prosjekteier 14. november 2026, før noe var regnet. Tre følgerettelser ble ført inn uten å stå ord for ord i forslaget, og prosjekteier kan gjøre dem om: ordlyden i avsnittet etter tillegget, en setning om at ordlyden er endret og når, og en setning om at «del I» i presiseringene betyr hypotesen (forhåndsregistreringen, «Endringer»).

Ordlyden før endringen. Retningen sa: «Hypotesen som prøves, er at ett dedikert kjernekraftverk per datasenter gjør dette mulig. Modellen sammenligner den løsningen med kjernekraft koblet til nettet, ny fornybar kraft med lagring og fleksibilitet, og ingen satsing, og den sammenligner statlige eierformer.» Siste setning i tillegget sa: «Hypotesen om dedikert kjernekraft står og testes som før; de nye løsningene er alternativer den måles mot.» Hypotesen var delt i to: «Del I, satsingen», med samme innhold som hypotesen har nå, og «Del II, kraftløsningen: ett dedikert kjernekraftverk per datasenter er den beste måten å gjøre det på.» Løsning A var merket «(hypotesen)» i tabellen over alternativene. M7 var et mål med egen dom, bare for del II: «A mot B, C, T-F og T-K på M1», med «holder» når A har høyest netto nåverdi i minst halvparten av trekningene, «holder under betingelser» når A er best i 20–50 % av trekningene, og «holder ikke» når A er best i under 20 %. Samlet dom sa også: «Del II følger M7. Holder del I, men ikke del II, står det slik: satsingen kan lønne seg, men ikke med dedikert kjernekraft.»

Hva som ikke er endret. Målene M1 til M6, tersklene, dommen for hypotesen (før: del I), stigen av programstørrelser og trinnet dommene leses av på, eierformene, reglene for ærlig regning, parameterfila og trekningene er de samme som før endringen.

Hva endringen gjør med testen. Forhåndsregistreringen sier: «Den flytter ingen terskel og gjør ingen dom lettere å oppnå. Den tar bort én dom (om dedikert kjernekraft er best) og setter en sammenligning uten dom i stedet.» Om hvorfor endringen er ren, sier den: «ingen resultater finnes, så endringen kan ikke være tilpasset et utfall. Den tar bort særstillingen til én løsning og flytter ingen terskel.»

Utsagnet om at endringen ikke kan være tilpasset et utfall, er sterkere enn grunnlaget. Prosjektets fagfeller er språkmodeller som har lest utkastene (avsnitt 8.4). Da hypotesen ble endret, hadde deres grove overslag pekt mot at dedikert kjernekraft taper, og de åtte presiseringene av kriteriene fra 12. november 2026 ble også skrevet etter overslagene. Forhåndsregistreringen fører det som forbehold, og det er gjengitt ordrett i avsnitt 8.4. Holdes resultatene mot den gamle regelen, ville del II vært «holder ikke»: eget kjernekraftverk er best alene i 0,11 % av trekningene, mot grensen på 20 %. Den sammenholdningen er gjort etter at resultatene forelå.

Ordbruken i modellspesifikasjonen. Kapittel 0 til 17 i modellspesifikasjonen (`modell/spesifikasjon.md`) ble skrevet før endringen og kaller noen steder løsning A «hypotesen».

Det gjelder ikke lenger; avklaring 135 og 137 i kapittel 16 i spesifikasjonen sier hvordan modellen og koden følger den nye ordlyden.

2 Slik prøves hypotesen

Forhåndsregistreringen ble godkjent 11. november 2026, før noe var regnet, og presisert samme dag etter to uavhengige fagfellevurderinger og på nytt 12. november 2026 etter tre til. Fagfellevurderingene er gjort av språkmodeller (avsnitt 8.4). Senere presiseringer og endringen av hypotesen, 13. og 14. november 2026, står i vedlegg C. Forhåndsregistreringen sier hva modellen skal teste, og hva som skal til for at hypotesen regnes som «holder», «holder under betingelser» eller «holder ikke». Kriteriene endres ikke etter at resultater finnes uten at endringen og grunnen føres under «Endringer» i forhåndsregistreringen, med dato (vedlegg C). Etter prosjektets egen arbeidsregel endrer bare prosjekteier dem.

Dette kapitlet gjengir målene, sammenligningen av kraftløsningene, reglene for dommene og reglene for ærlig regning. Der forhåndsregistreringen siteres, er det ordrett. Der ordlyden kan leses på flere måter, gjelder presiseringene, som prosjekteier har godkjent etter hvert, alle før noe var regnet (avsnitt 2.8). Ligningsnumrene (S1–S54) viser til modellspesifikasjonen og til kapittel 4.

2.1 Målene som avgjør

Seks mål avgjør dommen (tabell 1). Hvert mål får én av de tre dommene per prisscenario, og dommen som teller, er dommen i scenarioet «normalisering» (avsnitt 2.3).

Tabell 1. Målene som avgjør, ordrett fra forhåndsregistreringen.

#	Mål	«Holder»	«Holder under betingelser»	«Holder ikke»
M1	Samfunnsøkonomisk netto nåverdi for Norge mot nullalternativet, regnet etter norsk rammeverk	Positiv i minst 80 % av trekningene, og medianen positiv	Positiv i 20–80 % av trekningene: betingelsene skrives ut som terskler (f.eks. tokenpris mot reaktorkostnad)	Positiv i under 20 % av trekningene
M2	Bedriftsøkonomi: kostnad per levert enhet regnekraft over levetiden mot prisen på regnekraft (per megawatt og år, eller per GPU-time), regnet med markedets avkastningskrav. Listeprisen på tokens brukes ikke: den tilhører den som eier modellen	Kostnaden under prisen i minst 80 % av trekningene	20–80 %	Under 20 %
M3	Strømpris for husholdninger og virksomheter: endring i årlig snittpris i hvert prisområde mot nullalternativet samme år, i normalår og i tørt år. Det dårligste av de to avgjør	Høyst 5 % økning i alle prisområder	5–15 %, eller under 5 % bare med navngitte tiltak	Over 15 % i minst ett prisområde
M4	Forsyningssikkerhet: kraftbalansen, og effektbalansen i den knappeste timen med største nye enhet ute, for resten av landet mot nullalternativet	Ikke svakere enn i nullalternativet i noe år	Svakere bare i byggefasen, eller ikke svakere bare med navngitte tiltak som er kostnadsført i M1	Svakere enn i nullalternativet i drift, også med tiltak

#	Mål	«Holder»	«Holder under betingelser»	«Holder ikke»
M5	Miljø: (i) utslipp over livsløpet fra krafta, per kWh; (ii) areal og naturinngrep per TWh; (iii) avfall, avvikling og ulykkesrisiko er fullt kostnadsført i M1; (iv) utslipp fra produksjon av brikker og bygg er regnet med	(i) ikke høyere enn ny norsk vind- og vannkraft i de samme kildene, (ii) ikke høyere enn alternativ C, (iii) og (iv) oppfylt	Ett av (i)–(ii) brutt, men innenfor spennet i kildene	(i) eller (ii) klart brutt, eller (iii) kan ikke kostnadsføres med kilde
M6	Skala («den nye oljen»): netto bidrag til Norges inntekt per år utover vanlig avkastning på kapitalen (overskudd, skatt og lønn utover alternativ bruk, etter fradrag for importerte brikker og reaktorer og for det som går til eiere utenfor Norge), mot statens netto kontantstrøm fra petroleum (snitt siste ti år), med de begrensningene kildene viser (reaktorleveranser, brikker, konsesjonstid, arbeidskraft). Måles i 2050, i toppåret og i første år med stabil drift (alle anlegg i utbyggingsbanen i drift); dommen settes i året med stabil drift. Statens netto kontantstrøm etter investeringer vises ved siden av	Minst 25 %	5–25 %	Under 5 %

«Tersklene i M3 (5 og 15 %) og M6 (25 og 5 %) er verdivalg. Ingen kilde gir dem.»

Nevneren i M6. Nevneren er snittet av statens netto kontantstrøm fra petroleum for 2016–2025, regnet om til 2025-kroner: 536,3 mrd. kr per år (482,4 mrd. i løpende kroner) [K18-018]. Da er 5 % 26,8 mrd. og 25 % 134,1 mrd. kr per år. M6 mot medianen av de ti årene vises ved siden av (presisering 6).

M5 avgjøres uten trekninger. Kjernekraften sammenlignes kilde for kilde (IPCC, UNECE, NREL) med den laveste av vind på land og vannkraft, med kildens sentralverdier. «Holder» i (i) krever at kjernekraften ikke ligger høyere i noen av de tre kildene. «Klart brutt» er når kjernekraftens sentralverdi i minst én kilde ligger over den høyeste verdien kilden oppgir for vind på land; alt imellom er «holder under betingelser» (presisering 7). (ii) «holder» når kjernekraftens areal per energi ikke er høyere enn det direkte arealet for vind på land, og er «klart brutt» når det er høyere enn hele planområdet for vind (presisering 9). C og R oppfyller (i) og (ii) per definisjon, og T-F likeså; T-K vurderes som kjernekraft (presisering 13). M5 samlet «holder» når (i) og (ii) holder, og «holder ikke» når (i) eller (ii) er klart brutt. Er ett av dem brutt uten å være klart brutt, er M5 «holder under betingelser»; er begge det, er M5 «holder ikke» (presisering 9). (iii) og (iv) er oppfylt ved at leddene står i nåverdien (S26) og i utslippene (S32) (avsnitt 4.10). For (iii) er det ett forbehold: avfallshåndteringen er ikke skalert med antall små reaktorer (kapittel 9, punkt 8).

2.2 Sammenligningen av kraftløsningene (M7)

> For hver av A, B, C, T-F og T-K oppgis andelen av trekningene der løsningen alene har høyest netto nåverdi (M1), og andelen der den deler plassen med en annen (de to trinnvise løsningene er like i trekninger der ingen modul får kjernekraft). Det oppgis også i hvor stor andel ingen løsning lar seg bygge. Alle løsningene dimensjoneres slik at M3–M5 er oppfylt, med kostnaden regnet inn; ingen utelukkes. Sammenligningen har ingen terskler og gir ingen dom.

En løsning er best i en trekning når den lar seg bygge og har strengt høyere netto nåverdi enn hver av de andre som lar seg bygge (presisering 10). Da regelen ble kodet, viste det seg at de to trinnvise løsningene har nøyaktig samme netto nåverdi i trekninger der ingen modul får kjernekraft. Med «strengt høyere» alene ville slike trekninger blitt ført som at ingen er best. Derfor oppgis det for hver løsning både hvor ofte den er best alene, og hvor ofte den deler plassen (avklaring 137 i spesifikasjonen). Funnet ble gjort på oppdiktede tall, før noe var regnet. En netto nåverdi som ikke er et tall, avvises i sammenligningen: kjøringen stanser og sier hvilken trekning det gjelder (avklaring 139).

At løsningene «dimensjoneres slik at M3–M5 er oppfylt», betyr at løsningene på nettet bygger nok kraft til at kraftbalansen for resten av landet ikke svekkes, verken i normalår eller i tørt år (S39), og dekker manglende effekt med et navngitt tiltak som er kostnadsført (S47). M5 kan ikke dimensjoneres; brytes det, står det (presisering 4).

Presisering 1 sier fortsatt «dommene for M1–M5 og M7». For M7 betyr det at sammenligningen leses av på samme trinn som dommene; M7 har ingen dom.

2.3 Prisscenarioer og utbyggingsbaner

> Prisen på regnekraft legges inn som tre scenarioer: «knapphet varer», «normalisering» (knapphetspåslaget er borte før første anlegg er i drift) og «overkapasitet». Scenarioene får ingen sannsynligheter og vektes ikke. Hvert mål får en dom per scenario. Dommen som teller, er dommen i «normalisering»; de to andre vises ved siden av.

«Knapphet varer» betyr at dagens påslag står ved lag til ti år etter løsningens første anlegg; «overkapasitet» varer like lenge (presisering 8). To merkede scenarioer for AI-bruk på brukernes egne maskiner, det ene regnet i to ender, regnes i «normalisering» og vises ved siden av prisscenarioene, uten å endre dommen som teller (presisering 14).

Også «normalisering» er et valg: ingen kilde sier når knapphetspåslaget på regnekraft er borte, og scenarioet ble låst før noe var regnet, som de to andre prisscenarioene. Den eneste tallfestede analogien i kildebanken peker samme vei: i tørrlastfrakt er et sjokk i etterspørselen halvert om lag to år etter at det kom, og inntjeningen er tilbake på likevektsnivået etter fire år [K13-016] (avsnitt 5.2).

Stigen. Hovedkjøringen bruker faste utbyggingsbaner, bestemt før noe ble regnet: en fast stige av programstørrelser med 1, 5, 10, 20 og 40 anlegg, hvert med 1 000 MW IT-last (presisering 1). Den trinnvise løsningen bygges i moduler på 100 MW IT, og et trinn i stigen har like mange MW IT som i de andre løsningene (presisering 13). Lar banene seg ikke bygge innenfor begrensningene kildene viser, er det et resultat. Et enkelt anlegg regnes også, men kan ikke alene gi «holder».

Trinnet dommene leses av på.

(a) *25 %-trinnet* er det laveste trinnet med mer enn ett anlegg der minst 80 % av alle trekningene når 25 % i M6 i «normalisering» for minst én av A, B, C, T-F og T-K

(presisering 11 og 19).

(b) *5 %-trinnet* bestemmes på samme måte, også med ett anlegg.

(c) Dommene for M1–M5 leses av på 25 %-trinnet for alle løsningene, og «holder» for hypotesen krever det. Finnes ikke 25 %-trinnet, leses dommene av på 5 %-trinnet, og hypotesen kan da høyst bli «holder under betingelser». Når bare trinnet med ett anlegg når 25 %, finnes ikke 25 %-trinnet (presisering 1 og 19).

(d) Finnes ingen av dem, leses dommene av på det høyeste trinnet der minst én av de fem har et år med stabil drift i minst 80 % av trekningene, og det står at skalaen ikke nås. Lar ingen trinn seg bygge slik, er hypotesen «holder ikke» (presisering 11). Et trinn som ikke lar seg bygge innen 2100, finnes ikke (presisering 1).

«M6 under 5 %» betyr at 5 %-trinnet ikke finnes (presisering 12).

2.4 Fra trekninger til en dom per mål

Modellen regnes over 10 000 trekninger av de usikre størrelsene (kapittel 5). For M1 og M2 gir tabell 1 andelen trekninger. For M3, M4 og M6 gjelder: «holder» når vilkåret for «holder» er oppfylt i minst 80 % av trekningene, og «holder ikke» når vilkåret for «holder ikke» er oppfylt i minst 80 %. Alt annet er «holder under betingelser». M3 og M4 måles i det dårligste driftsåret i hver trekning. M2 er oppfylt i en trekning når kostnaden ligger under prisen, nåverdivektet over alle årgangene i banen (S42) (presisering 2). Driftsår er år der minst ett anlegg drives. «Holder» i M4 vurderes uten tiltak, og «holder ikke» i M4 kan bare komme fra kraftbalansen, fordi effekttiltakene ikke har noe tak (presisering 4 og 12).

Trekninger der banen ikke lar seg bygge. En slik trekning står i nevneren og oppfyller aldri vilkåret for «holder». I M1, M2 og M7 teller den som en trekning som ikke når målet, og i M6 som under 5 %. I M3 og M4, der «holder ikke» er en skade som inntreffer, oppfyller den ingen av vilkårene. I medianen i M1 rangeres den under alle verdier. Ved siden av hver dom vises hvor stor andel av trekningene som ikke lar seg bygge, og andelen som oppfyller vilkåret blant dem som gjør det (presisering 10).

Hva dommen gjelder. Dommen gjelder løsningene A, B, C, T-F og T-K, regnet med ett heleid statlig selskap. Sammenligningen med samme kraftverk koblet til nettet (regel 4 i avsnitt 2.7) og referansekjøringen R kan ikke gi «holder». Eierformene sammenlignes for seg (presisering 3 og avsnitt 3.2).

2.5 Samlet dom

- **Hypotesen «holder»:** det finnes en kraftløsning der M1–M6 alle holder.
- **Hypotesen «holder ikke»:** hver kraftløsning har enten minst ett av M1–M5 som «holder ikke», eller negativ median i M1.
- **Hypotesen «holder under betingelser»:** ellers, og bare når betingelsene kan navngis med tall som ligger innenfor spennet kildene viser. En terskel utenfor det spennet er «holder ikke».
- **Skalaen.** M6 kan ikke alene felle at en satsing lønner seg. Men er M6 under 5 %, står det at hypotesen ikke holder i den formen den er stilt (stor skala, «den nye oljen»), også når en mindre satsing lønner seg.
- **Kraftløsningen.** Ved siden av dommen står hvilke kraftløsninger hypotesen holder

> for, og sammenligningen i M7. Holder hypotesen bare med noen av løsningene, står det hvilke.

En kraftløsning er *felt* når den har minst ett av M1–M5 som «holder ikke», eller negativ median i M1. «Holder under betingelser» krever at betingelsene kan navngis for minst én løsning som ikke er felt; kan de ikke det, er dommen «holder ikke», og det står hvilken forutsetning uten kilde den avhenger av. Rapporten skiller mellom «holder ikke» fordi målene ikke nås, og «holder ikke» fordi betingelsene ikke kan navngis (presisering 12).

Betingelsene kan navngis for en kraftløsning når hvert av M1 til M5 der løsningen har «holder under betingelser», har en betingelse som kan navngis (presisering 17 og 21). Når M5 er «holder under betingelser», er betingelsen at kildene der kjernekraften ikke ligger høyere, legges til grunn; den skrives ut med hvilken kilde og hvilket av (i) og (ii) det gjelder (presisering 17). En løsning trenger ingen navngitt betingelse for M6, fordi M6 ikke alene kan felle en løsning; tersklene for M6 vises likevel. Har en løsning som ikke er felt, ingen av M1 til M5 som «holder under betingelser», kan betingelsene navngis uten noen terskel, og det står at det som mangler, er skalaen (presisering 21).

Hva som teller som betingelse. Tre krav må alle være oppfylt:

1. Terskelen gjelder en parameter med kilde (status «kilde» i parameterfila) og ligger mellom 10- og 90-persentilen i den frosne fordelingen. Sannsynligheten for at betingelsen er oppfylt, skrives alltid ved siden av. En terskel i en åpen forutsetning teller ikke som betingelse; den rapporteres som «avhenger av en forutsetning uten kilde» (presisering 5).

2. Størrelsen påvirker påviselig utfallet: størrelsen og vilkåret for «holder» i målet er ikke uavhengige i trekningene, prøvd på 0,1 %-nivå. Trekningene deles i 50 klasser etter størrelsens verdi, og Pearsons kjikvadratobservator for uavhengighet mellom klasse og vilkår må være større enn 99,9-persentilen i kjikvadratfordelingen med én frihetsgrad færre enn antall klasser. En terskel som ikke består prøven, vises med «virkning ikke påvist» og teller ikke (presisering 22).

3. En terskel i avkastningskravet for kraft teller bare når målet også holder under den samme betingelsen i hver halvdel av trekningene etter avkastningskravet for regnekraft, som er en åpen forutsetning og korrelert med det (presisering 23).

2.6 Kalkulasjonsrenten i M1

> Finansdepartementets rundskriv R-109/2021 sier at statlig forretningsdrift i direkte konkurranse med private skal bruke en kalkulasjonsrente tilsvarende den private bedrifter står overfor (pkt. 6.2). En tokenfabrikk som selger regnekraft i et verdensmarked, er slik forretningsdrift. Hovedanalysen bruker derfor et markedsbasert avkastningskrav, fastsatt med spenn fra kildebanken i parameterfrysen. Rundskrivets rente for andre statlige tiltak (4 % de første 40 årene, deretter 3 % og 2 %) vises som følsomhet og merkes som avvik fra rundskrivet. Kjernekraftutvalget (NOU 2026: 4, kap. 26) gjør samme vurdering.

Om den siste setningen: Kjernekraftutvalget legger til grunn at investors avkastningskrav er utgangspunktet også i en samfunnsøkonomisk vurdering [K09-025], og merker en beregning med rundskrivets fallende rente for kjernekraft som «i strid med departementets retningslinjer for prosjekter som konkurrerer med private aktiviteter» [K09-004]. Utvalget skriver også at det ikke har vurdert hvilken diskonteringsrate som er samfunnsøkonomisk korrekt [K09-025].

Presiseringen ble gjort 11. november 2026, før noe var regnet. Grunnen som er ført, er at kontrollen av kildene viste at rundskrivet krever privat avkastningskrav for statlig forretningsdrift i konkurranse. Presiseringen gjør testen strengere.

At en tokenfabrikk er forretningsdrift i direkte konkurranse med private, er prosjektets lesning av rundskrivet, som ikke sier når et statlig datasenter er det [K09-004]. Med rundskrivets rente (rad 16 i tabell 11) bygger prisen på regnekraft fortsatt på markedets avkastningskrav, fordi den er konkurrentens kostnad (ligning (S18)); bare Norges kontantstrømmer i netto nåverdi regnes om (avklaring 118 i spesifikasjonen; avsnitt 6.6). Kontraktsvilkår som flytter risiko over på kunden, som plikt til å betale uansett bruk og forskudd [K13-004, K13-005], er ikke regnet inn i avkastningskravet for regnekraft. Kravet er det samme for Norge og for konkurrenten, så et lavere krav ville i modellen også gitt lavere pris.

2.7 Regler for ærlig regning

1. Parameterne (verdi, spenn, fordeling, kilde) fryses i en commit før første resultatkjøring. Der troverdige kilder er uenige, dekker spennet begge.
2. Bruttoomsetning og arbeidsplasser regnes ikke som nytte i seg selv; det følger norsk rammeverk. Import av brikker og reaktorer trekkes fra.
3. Prisen på regnekraft kan ingen kilde forutsi. Den legges inn som scenarioer («knapphet varer», «normalisering», «overkapasitet»), og dommen uttrykkes også som terskel: hvilken pris satsingen tåler.
4. Det dedikerte kraftverket vurderes også mot hva samme kraftverk ville vært verdt på nettet. Å skjerme husholdningene ved å holde krafta utenfor nettet er ikke gratis.
5. Utslipp regnes uten fradrag for at regnekrafta ellers ville blitt laget med skitnere kraft et annet sted. Regnestykket med slikt fradrag vises ved siden av, merket som det.
6. Alle alternativer og alle resultater rapporteres, også de som går imot hypotesen.
7. En parameter i modellen må kunne spores til en bekreftet post i kildebanken (`kilder/`). Det som mangler kilde, står som åpen forutsetning med spenn, og følsomheten for den vises.

Et kraftverk på nettet krediteres ikke overskudd (S45), slik at satsingen måles på det datasenteret tilfører. Det er samme tanke som regel 4. Regelen gjelder kraftverkene i B, C og T (avklaring 76 i spesifikasjonen) og sammenligningen i regel 4, og ikke M2; tallene uten regelen vises ved siden av (presisering 8).

Parameterfrysen. Parameterne ble frosset 12. november 2026, før noe var regnet og før noen kode fantes (regel 1), i fila `modell/parametere.json`. Fila er endret én gang etter frysen: avviket 12. november 2026 (versjon 1.1), også det før noe var regnet, tok inn størrelsene tillegget til retningen krever. Fila som gjelder, er fra commit `5be06462` og har SHA-256-sjekksummen

`4b8809bc56abdd8b2872b89eecffd8453199eef627110276dd10aecea8307f16`

Den har 137 parametere i reelle 2025-kroner, med én fordeling hver: 87 følger av bekreftede poster i kildebanken, 1 er regnet ut fra slike poster, 40 er åpne forutsetninger med et oppgitt spenn (regel 7), og 9 er valg av oppsett. 91 størrelser trekkes. De 124 parameterne fra den første frysen har samme verdi, spenn og fordeling som før. Fila låser også omregningen til 2025-kroner, oppsettet for trekningene og lista over følsomheter. Hva avviket endret, står i vedlegg C; tabellen over parameterne står i vedlegg B. Forhåndsregistreringen og frysen ligger i prosjektets git-historikk og ble ikke lagt i et offentlig register. Datoene i dette kapitlet er tidene på commitene, og de settes på maskinen commiten lages på. Repoet ble offentlig 14. november 2026, samme dag som hovedkjøringen og etter at den var ferdig.

2.8 Presiseringene

Prosjekteier har godkjent 23 presiseringer av ordlyden, alle etter parameterfrysen og før noe var regnet (tabell 2). De gjelder der ordlyden over kan leses på flere måter. Presisering 1 til 8 svarer til stedene kapittel 15 i modellspesifikasjonen listet, presisering 13 til 16 til kapittel 17, og de andre til avklaringer i kapittel 16. Grunnen til hver står under «Endringer» i forhåndsregistreringen, og vedlegg C gir en oversikt. To av dem gjør hypotesen lettere å oppfylle i ett tilfelle hver, og det står i forhåndsregistreringen: presisering 19 (trinnet med ett anlegg kan ikke være 25 %-trinnet) og presisering 21 (ingen navngitt betingelse kreves for M6). Begge ble gjort før tallene fantes, fordi de ikke kan gjøres etter uten å være en tilpasning. I presisering 17 ville den andre lesningen latt «holder under betingelser» i M5 virke som «holder ikke» for alle løsningene med kjernekraft; den lesningen er ikke valgt (vedlegg C).

Tabell 2. Presiseringene i forhåndsregistreringen, med overskriften ordrett. Teksten i kursiv i rad 18 er rapportens forklaring.

Nr.	Overskrift	Godkjent
1	Utbyggingsbanene.	12.11.2026
2	Andel trekninger for M3, M4 og M6, og M2 over årgangene.	12.11.2026
3	Hva dommen for del I gjelder.	12.11.2026
4	M4, dimensjoneringen i M7, og «lagring og fleksibilitet».	12.11.2026
5	Betingelser.	12.11.2026
6	Nevneren i M6.	12.11.2026
7	M5 (i) og (ii).	12.11.2026
8	Kraftverk som lønner seg uten datasenteret, og varigheten av prisscenarioene.	12.11.2026
9	M5 (ii) og M5 samlet.	12.11.2026
10	Trekninger der banen ikke lar seg bygge.	12.11.2026
11	Trinnet dommene leses av på.	12.11.2026
12	M3, M4 og samlet dom.	12.11.2026
13	Løsning T, «trinnvis».	12.11.2026
14	AI-bruk på brukernes egne maskiner.	12.11.2026
15	Regnestykket «med fradrag» (regel 5).	12.11.2026
16	Kjølevann og tidslinje.	12.11.2026
17	Betingelsene når M5 er ett av målene.	13.11.2026
18	Falt bort 2026-11-14. *(Sa hva del II var når ingen trinn lar seg bygge; del II finnes ikke lenger.)*	13.11.2026, falt bort 14.11.2026
19	25 %-trinnet når ett anlegg alene når 25 %. Endrer presisering 1 og 11.	13.11.2026
20	Banene eierformene sammenlignes på.	13.11.2026
21	Skalaen (M6) i betingelsene. Endrer presisering 17.	13.11.2026
22	En betingelse teller bare når størrelsen påviselig påvirker utfallet. Skjerper presisering 5.	13.11.2026
23	En betingelse i avkastningskravet for kraft.	13.11.2026

3 Kraftløsningene og eierformene

3.1 Kraftløsningene

Modellen sammenligner fem kraftløsninger på like vilkår, et nullalternativ og en referansekjøring (tabell 3). Tabellen er ordrett fra forhåndsregistreringen. Modellen bygger ingen lagring for C; hva «lagring og fleksibilitet» er i modellen, står under C nedenfor.

Tabell 3. Alternativene, ordrett fra forhåndsregistreringen.

Kode	Kraftløsning
A	Ett dedikert kjernekraftverk per datasenter
B	Kjernekraft koblet til strømnettet
C	Ny fornybar kraft (vind, vann) med lagring og fleksibilitet
T-F	Trinnvis, med fornybar kraft: datasentre i moduler på nettet, der de første tilknyttes innenfor nettet som finnes, og ny fornybar kraft bygges for hver modul etter hvert som den kan komme (lagt til 2026-11-12)
T-K	Trinnvis, med kjernekraft når den kan komme: som T-F, og modulene som settes i drift fra kjernekraften tidligst kan komme, får kjernekraft koblet til nettet (lagt til 2026-11-12)
0	Ingen statlig satsing (nullalternativet): private datasentre og kraftsystemet utvikler seg som i myndighetenes egne framskrivinger
R	Referansekjøring: statlige datasentre som kjøper kraft fra nettet uten ny kraftproduksjon, slik datasentre i Norge forsynes i dag. Den viser om det er datasenteret eller kraftverket som bærer eller feller resultatet. Den er ikke en løsning som kan gi «holder»

A måles også mot samme kraftverk koblet til nettet (regel 4 i avsnitt 2.7). I spesifikasjonen heter den sammenligningen B'. Flere alternativer legges bare til hvis kildene viser at de er relevante, og da med begrunnelse under «Endringer» i forhåndsregistreringen. T-F og T-K ble lagt til slik 12. november 2026.

Hvorfor gasskraft ikke er med. Gasskraft ble vurdert og ikke lagt til som løsning (avgjort av prosjekteier 12. november 2026). Grunnene er tre. IEA skriver at leveringstiden for gassturbiner i USA er 5–7 år, og at etterspørselen fra USA og Midtøsten begrenser tilgangen på turbiner for rask utbygging i resten av verden [K23-017]. IEA oppgir ikke tallet for mindre turbiner og gassmotorer, og en bankanalyse for USA oppgir 12–36 måneder for gassmotorer [K23-017, K12-048]. Stortinget forkastet 5. februar 2026 med 61 mot 41 stemmer et forslag om å åpne for at gasskraftverk uten karbonfangst skulle kunne dekke hele kraftbehovet for Melkøya-prosjektet, og samme dag med 76 mot 26 stemmer et forslag om å be regjeringen vurdere på nytt om gasskraft med fangst og lagring kan være et alternativ til elektrifisering fra nettet [K23-K04]. Vedtakene gjaldt Melkøya og elektrifisering av petroleumsanlegg, ikke datasentre. Regjeringen varslet 9. november 2026 dialog med datasenternæringen om at den selv, på kommersielt grunnlag, kan bidra til å bygge kraftproduksjon, blant annet gasskraft med fangst og lagring og havvind [K06-017]. Og IPCC oppgir utslipp over livsløpet for kombikraft på 410–650 g CO_2-ekvivalenter per kWh uten fangst og 94–340 g med fangst (laveste til høyeste verdi) [K23-020].

Slik regnes hver løsning. Alle løsningene regnes over de samme trekningene, på den samme stigen av programstørrelser og med de samme reglene for dommene (avsnittene 2.3 og 2.4). De skiller seg i hva som bygges, når det tidligst kan være i drift, og hvordan løsningen holder strømprisen og forsyningen for resten av landet innenfor M3 og M4. Å *dimensjonere* en løsning betyr her å bygge nok kraft og effekt til at kraftbalansen for resten av landet ikke svekkes, verken i normalår eller i tørt år, og å dekke effekt som mangler, med et navngitt tiltak. Kostnaden står i netto nåverdi (presisering 4). M5 kan ikke dimensjoneres; brytes det, står det. Ligningene står i kapittel 4.

Tidligste år. Første kjernekraft kan tidligst være i drift etter det lengste av to løp (ligning (S33)). Det ene er hele løpet til første kjernekraft i drift: konsulentene anslår 15–25 år fra starten av fase 1, når en kjernekraftorganisasjon opprettes, IAEA minst 10–15 år fra starten av fase 1, og utvalget minst 20 år fra forberedelsene starter [K05-032, K05-030, K05-031].

Modellen regner løpet fra beslutningen og trekker det mellom 15 og 25 år, mest sannsynlig 20. Det andre er minste tid til byggestart, 5 år [K05-032], pluss byggetiden for en enhet, 6–17,1 år, mest sannsynlig 9,5, som i kilden er et snitt [K03-K03, K03-046, K03-002]. Med beslutning i 2027 gir fordelingene første kjernekraft tidligst i 2042; forhåndsregistreringen sier tidligst rundt 2045. C og R venter på ny nettkapasitet, 5–14 år [K17-012, K17-027, K06-039], og kan da tidligst starte i 2032. Toppunktet i fordelingen, 10 år, står ikke i postene; det er prosjektets valg (avsnitt 8.2). Statnett stanset 9. november 2026 nye reservasjoner for datasentre, og stansen ventes opphevet senest 1. august 2027 [K06-016, K22-001]. Tilgangen på nett er derfor regnet som en ledetid og ikke som ledig kapasitet. Bare løsning T kan starte innenfor nettet som finnes, før nytt nett er på plass (under).

Hvor fort det kan bygges. Tre grenser setter farten (ligning (S22)): hvor mye kjernekraft som kan settes i drift per år, 500–2 000 MW (åpen forutsetning); hvor mye ny fornybar kraft staten kan sette i drift per år ut over nullalternativet, 0,2–0,6 TWh (åpen forutsetning); og hvor stor andel av verdens produksjon av AI-servere ett program kan få, 1–5,6 % (åpen forutsetning), av om lag 25 GW per år. Det er analytikeres anslag, gjengitt av IEA, for hvor mange AI-servere minneproduksjonen høyst kan dekke per år fram til 2027 [K01-015]. Tallet holdes fast for alle år, fordi ingen kilde sier hvor mye produksjonen vokser etter det. Nye anlegg og utskifting av utstyr konkurrerer om de samme brikkene. Med en sannsynlighet på 0–24 % per år (åpen forutsetning) innføres en eksportregel som stanser leveranser av brikker til store klynger i 1–4 år (åpen forutsetning). De to takene for kraft er begge åpne forutsetninger uten kilde for Norge, og de er satt svært ulikt: takten for fornybar kraft kommer i tillegg til utbyggingen i nullalternativet, mens nullalternativet ikke har kjernekraft. Sammenligningen av løsningene med fem anlegg hviler på dem (avsnitt 6.2). Et anlegg settes i drift det første året grensene rommer det. Står ikke alle anleggene i banen i drift innen 2100, lar banen seg ikke bygge, og det er et resultat (presisering 1). Løsningene med kjernekraft (A, B, B', og T-K når den bygger kjernekraft) bærer i tillegg de faste kostnadene for et nytt kjernekraftland (ligning (S41)): myndighetenes andel, 20–25 % [K05-023, K16-003], av de om lag 7 700 årsverkene det tar å bygge infrastrukturen [K05-023], til 1–2 mill. kr per årsverk (åpen forutsetning).

A, ett dedikert kjernekraftverk per datasenter. Hvert anlegg på 1 000 MW IT-last får sitt eget kjernekraftverk, uten forbindelse til nettet for krafta verket produserer og datasenteret bruker, både i drift og mens det bygges opp. Enhetene i ett verk bygges samtidig, og datasenteret starter når alle er i drift. Verket er et eget lite kraftsystem, og det får fire følger (spesifikasjonen kapittel 1.3). (i) Enhetene må være små: IAEA oppgir om lag 10 % av minstelasten som praktisk grense for største enhet, og modellen velger den største enhetsstørrelsen som ikke er større enn 5–10 % av snittlasten [K04-022] (ligning (S7)). IAEA skriver om reaktorer på et nett; at regelen gjelder et datasenter som eneste forbruker, er prosjektets tolkning. Nedre grense, 5 %, er tapet IAEA sier tåles normalt. (ii) Verket har reserveenheter for planlagt stans og for tvungne utfall (ligning (S8)). De dimensjoneres for en tilgjengelighet på 99, 99,5 eller 99,995 %, med lik vekt (åpen forutsetning). Regnekraft som ikke kan leveres fordi enheter er ute, gir ingen inntekt (ligning (S44)). (iii) Et batteri tar de største lastsprangene. Ett målt datasenter falt fra om lag 450 til 40 MW på 36 sekunder, om lag 90 % av lasten; kilden sier ikke om det var AI-trening [K15-014]. Modellen trekker spranget mellom 10 og 91 % av lasten. (iv) To uavhengige eksterne linjer og reserveaggregater forsyner sikkerhetssystemene [K05-029, K15-021, K15-022] (ligning (S36)). Kraft verket ikke bruker, kan ikke selges. A tar ingenting fra nettet og gir ingenting til det, så prisen og balansen for resten av landet endres ikke, og A trenger ingen dimensjonering mot nettet. Ingen kilde tallfester avkastningskravet for et kraftverk med én kunde [K14-K03]. Kontrakten med datasenteret senker kravet, mens risikoen for at verket står uten bruk, øker det. Oppsettet, et kraftverk uten nettforbindelse bygd av mange små reaktorer med reserveenheter, er det samme som i en studie fra tre

amerikanske nasjonallaboratorier for et datasenter på 1 000 MWe uten nett: 21 enheter på 50 MWe for 99,995 % tilgjengelighet. Med nettet som reserve klarer samme datasenter seg i studien med én reaktor på 1 000 MWe, til lavere kostnad per MWh [K12-001, K15-009]. Flere av de inngåtte avtalene mellom kjernekraftverk og datasentre leverer kraften via nettet [K12-012, K12-015, K12-017]. En avtale om samlokalisering ved et amerikansk kjernekraftverk ble lagt om til levering via nettet i april 2026, etter at regulatoren hadde avvist en utvidelse av lasten ved verket [K12-016, K12-017], og Kjernekraftutvalget skriver at løsninger uten nett senker kjøperens verdsetting av kraften [K12-012]. Hovedkjøringen bruker kravet for regnekraft; kravet for kraft som selges i markedet, vises som følsomhet (linje 3 i tabell 11). Kostnaden står i avsnitt 4.1.

B, kjernekraft koblet til nettet. Kjernekraftverket selger til markedet, og datasentrene kjøper fra nettet. Enhetene er store, 1 000 MW [K16-002], og er felles for programmet. Det bygges så mange at produksjonen i et normalår, med den trukne kapasitetsfaktoren, dekker energien alle datasentrene bruker (ligning (S39)). Effekt som mangler i den knappeste timen, også når den største enheten er ute, dekkes med det billigste av to navngitte tiltak: ny fast effekt og reserve, eller tilknytning på vilkår, der datasenteret kobler ut i de knappe timene og taper inntekten for dem [K17-014] (ligning (S47)). Et kraftverk på nettet krediteres ikke overskudd, slik at satsingen måles på det datasenteret tilfører (ligning (S45); presisering 8). B regnes i avsnittene 4.1 og 4.5.

B', samme kraftverk som i A, på nettet. Sammenligningen regel 4 krever. Verket har de samme enhetene som A og selger alt det produserer. B' regnes på alle trinnene og får dom per mål, men teller ikke når trinnet dommene leses av på, bestemmes, og er ikke med i dommen over hypotesen eller i sammenligningen av kraftløsningene (M7).

C, ny fornybar kraft med lagring og fleksibilitet. For hvert anlegg bygges ny fornybar kraft som er i drift fra anleggets første driftsår. C dimensjoneres på energi i et tørt år, slik at kraftbalansen ikke svekkes heller da; overskuddet i normalår selges (ligning (S39)). Porteføljen fylles i fast rekkefølge: vannkraft til det som er igjen av potensialet, så vind på land, så bunnfast havvind. Potensialene er det staten kan bygge ut over nullalternativet: 0–5 TWh vannkraft og 0–7 TWh vind på land, begge åpne forutsetninger (ligning (S12)). Ny vannkraft produserer 70–90 % av normalåret i et tørt år (åpen forutsetning). Kostnadene er NVEs tall, med nettkostnader: for vind på land og vannkraft bygd på anlegg i drift, for bunnfast havvind et anslag med 10 % uforutsett [K11-002, K11-003, K11-004, K11-007]. Effekt som mangler, dekkes som i B, og et kraftverk som ville gitt overskudd alene, krediteres ikke for det. «Lagring og fleksibilitet» er i modellen den faste effekten og utkoblingen i ligning (S47) og magasinene som finnes; pumpekraft er ikke regnet for seg (presisering 4). C regnes i avsnittene 4.1 og 4.5.

T-F og T-K, trinnvis. Datasentrene bygges i moduler på 100 MW IT. Et trinn i stigen har like mange MW IT som i de andre løsningene, altså ti moduler per anlegg (presisering 13). Alt som ellers gjelder per anlegg, gjelder per modul, med samme kostnad per MW. T dimensjoneres som C: ny fornybar kraft bygges for hver modul og er i drift fra modulens første driftsår. T bruker altså ikke kraftoverskuddet som finnes, uten å bygge ny kraft; det er referansekjøringen R.

Det som skiller T fra C, er *første trinn*: årene før nytt nett tidligst kan være på plass. Da kan modulene bare tilknyttes innenfor nettet som finnes, under et nasjonalt tak på 18–268 MW uttak per år. Taket er en åpen forutsetning; spennet er det alle datasentre har fått tilknyttet per år i Statnetts register [K22-005]. Det som ikke brukes ett år, tas med videre, men aldri mer enn én modul trenger, fordi en reservasjon bare holdes med fremdrift [K24-013]. Tiden fra beslutning til første modul kan være tilknyttet, er 3–7 år (åpen forutsetning). Rammene fra kildene er at Statnetts stans ventes opphevet senest 1. august 2027 [K22-001], at én datert

sak gikk fra reservasjon til 120 MW tilknyttet på 2,4 år [K22-K02], at NVE regner fem år fra reservasjon til første byggetrinn [K21-089], og at Statnett krever at prosjekter fra 100 MW kan realiseres innen seks år [K22-K04]. Foran står en kø på 8 800–10 774 MW [K22-004], så også øvre grense kan være for lav. Første modul kan da tidligst være i drift i 2030 (ligning (S48)). Modulene i første trinn betaler for nett og tar plass fra private i køen, som i C.

Et anlegg som alt har nett og konsesjon, kan tas i bruk raskere enn et nytt på ny tomt; et eksempel er Tydal Data Center, som skal bygges om fra utvinning av bitcoin til KI [K22-021]. Slike anlegg er små mot trinnene i stigen (de fem største datasentrene i Statnetts register har 63,6–180 MW tilknyttet hver [K22-023], mens ett anlegg i stigen er 1 000 MW IT), og at staten kjøper eller leier dem, er ikke prøvd.

T-K er lik T-F fram til kjernekraften tidligst kan komme, samme år som i B. Modulene som starter fra da, får kjernekraft på nettet, som i B, men bare når det som gjenstår av banen, trenger minst én hel enhet på 1 000 MW (ligning (S49)). Ellers er T-K lik T-F i den trekningen. Bygges det kjernekraft, bygges ingen nye fornybare porteføljer fra det året, kjernekraftmodulene kan bare bruke brikker levert fra det året, og de faste kostnadene for et nytt kjernekraftland belastes. Ingen modul bytter kraft. T-F oppfyller M5 (i) og (ii) per definisjon, som C og R; T-K vurderes som kjernekraft, på alle trinn og også i trekninger der den ikke bygger kjernekraft, fordi M5 avgjøres uten trekninger (presisering 13; spesifikasjonen kapittel 17.1). T regnes i avsnitt 4.11.

R, referansekjøringen. Statlige datasentre kjøper kraft fra nettet uten at ny kraftproduksjon bygges. R bygger ingen ny kraft, og nytt forbruk uten ny produksjon svekker kraftbalansen mot nullalternativet. Effekt som mangler, dekkes og kostnadsføres som i C (ligning (S47)). R viser om det er datasenteret eller kraftverket som bærer resultatet, og kan ikke gi «holder». Som B' regnes R på alle trinnene og får dom per mål, men teller ikke når trinnet bestemmes, og er ikke med i dommen over hypotesen eller i M7.

0, nullalternativet. Private datasentre og kraftsystemet utvikler seg som i myndighetenes egne framskrivinger. Netto nåverdi er null per definisjon. Kraftbalansen i nullalternativet bygger på NVEs scenarioer for 2035 [K21-086, K21-087] og er den samme alle år.

Valgene i tillegget til retningen. For å kunne regne tillegget måtte åtte valg tas: fem om løsning T og tre om egne maskiner, fradraget og kjølevann. Prosjekteier godkjente dem 12. november 2026, før noe var regnet (spesifikasjonen kapittel 17.7):

1. *Moduler på 100 MW*, med samme kostnad per MW som et anlegg på 1 000 MW. Ingen kilde viser hva små anlegg koster mer per MW; forutsetningen er i favør av T.

2. *T bygger ny kraft fra første modul* og bruker ikke kraftoverskuddet som finnes. Uten dette ville T vært felt i M4 per definisjon. Det gjør T tregere enn en start på overskuddet ville vært.

3. *Første trinn* har et nasjonalt tak som ikke samles opp ut over det én modul trenger, og en egen ledetid på 3 til 7 år, begge åpne forutsetninger med rammer fra kildene. Tak per prisområde er ikke med, fordi modellen ikke plasserer anleggene. Modulene i første trinn betaler for nett og fortrenger private som i C.

4. *T-K* får kjernekraft på nettet, som i B, for modulene som starter fra kjernekraften tidligst kan komme, men bare når det som gjenstår av banen, trenger minst én hel enhet. Ingen modul bytter kraft. Kjernekraftmodulene kan bare bruke brikker levert fra kjernekraften kan komme. Faste kostnader for et nytt kjernekraftland belastes bare når det bygges kjernekraft.

5. *Driftstiden* regnes fra hver moduls eget første driftsår, som for anleggene i de andre løsningene.

6. *Egne maskiner:* inntekten faller i takt med etterspørselen, kostnadene er uendret, og scenarioet «80 % på egne maskiner» er fullført i 2035 (avsnitt 5.2).

7. *Fradraget* i regnestykket for utslipp «med fradrag» følger krafta verdens datasentre bruker til 2035 og verdens kraftmiks etterpå, og regnes bare for regnekraft som er solgt og levert.

8. *Kjølevann* for kjernekraft regnes med sjøvann i gjennomstrømning som hovedtall.

De to valgene som betyr mest, er nummer 2 og 4: T starter ikke på kraftoverskuddet som finnes, og T-K bygger kjernekraft bare når resten av utbyggingen trenger minst én hel enhet.

3.2 Eierformene

Staten eier både datasentrene og kraftverkene. Eierformen er en egen dimensjon på tvers av kraftløsningene. Forhåndsregistreringen nevner som kandidater som minst skal sammenlignes: direkte statlig eierskap; ett heleid statlig selskap; statlig majoritet med børsnotert privat minoritet; et statlig selskap i kombinasjon med statens direkte eierandeler, grunnrenteskatt (særskatten i modellen) og et fond for gevinsten; og andre former kildene viser er relevante. Modellen sammenligner de fire første (spesifikasjonen kapittel 8). Kortnavnene er «direkte», «heleid selskap», «majoritet med børs» og «petroleumsmodellen»; i tabellene står de som Direkte, Heleid, Majoritet og Petroleumsmodellen. Dommen over hypotesen regnes med ett heleid statlig selskap (avsnitt 2.4). Eierformene sammenlignes for hver av løsningene A, B, C, T-F og T-K for seg, på trinnet dommene leses av på, i «normalisering», over trekningene der løsningens bane lar seg bygge (presisering 20).

Tabell 4. Kriteriene for eierform, ordrett fra forhåndsregistreringen.

Kriterium	Mål
Verdi for fellesskapet	Forventet nåverdi av statens netto kontantstrøm (skatt, utbytte, direkte andeler, minus innskutt kapital), og fellesskapets andel av samlet overskudd
Kapitalkostnad	Avkastningskravet eierformen gir (fra kildene), og hva det gjør med kostnaden per enhet regnekraft
Risiko for staten	Sannsynlighet for tap, snittet av de 5 % dårligste utfallene, og største kapital staten har ute
Styring og effektivitet	Forskjell i kostnadseffektivitet fra forskningen, lagt inn som et spenn som også inneholder null. Regnes som følsomhet, ikke som fasit
EØS-regler	Består / usikker / består ikke, begrunnet med kilder. Vurderes kvalitativt, regnes ikke

> Regel: en eierform som ikke består EØS-vurderingen, eller som er dårligere enn en annen på alle de tre første kriteriene, går ut. Blant resten rangeres det etter verdi for fellesskapet, gitt en øvre grense for statens risiko: sannsynligheten for at staten taper penger (negativ nåverdi av statens netto kontantstrøm) skal være under 25 %. Grensen er et verdivalg. Hele tabellen vises, og det vises hvordan rangeringen endrer seg med vektingen og med grensen. Der kriteriene trekker hver sin vei, står avveiingen åpent i stedet for ett tall.

Hvordan rangeringen endrer seg med vektingen og med grensen, er ikke regnet som egne kjøringer i denne versjonen. Avviket står i avsnitt 8.3 og under «Endringer» i forhåndsregistreringen (vedlegg C).

EØS-vurderingen står åpen for alle fire. Prosjekteier godkjente 14. november 2026, før noe var regnet, at alle fire eierformene får «usikker» i EØS-vurderingen. Grunnen som er ført: kildene sier hva prøven er (staten må stille vilkår som en sammenlignbar privat investor; Meld. St. 6 (2022–2023) kap. 9.4 og Kommisjonens kunngjøring 2016/C 262/01 pkt. 74–75) [K10-051, K10-052], men ingen kilde i kildebanken vurderer noen av de fire formene. Ingen form kan da få «består ikke» fordi den er den formen den er, og ingen kan få «består» uten en vurdering som ikke er gjort. Prøven gjelder vilkårene staten gir (kapital, lån, garantier, avkastningskrav, skatt), ikke eierformen som sådan. Det som taler for usikkerhet i hver av dem: direkte eierskap har i modellen lån til statens rente og ingen selskapsskatt, og staten har ubegrenset ansvar, fordi ansvaret bare er begrenset til innskutt kapital når virksomheten ligger i et selskap [K10-007]; et heleid selskap kan ikke få midler fra staten uten krav om avkastning på linje med det en privat investor ville akseptere [K14-032]; med private medeiere skal alt mellom staten og dem skje på markedsvilkår [K10-048]; og for den fjerde formen er statens direkte andeler og særskatten ikke vurdert mot EØS-retten i noen post. Følgen er at EØS-vurderingen ikke tar ut noen eierform og ikke skiller mellom dem; rangeringen følger de andre kriteriene, og EØS-spørsmålet står åpent for alle fire. Det som ikke ble valgt, var en egen kildeøkt om EØS-retten først, som ville gitt et sterkere svar, og «består» for de tre formene med selskap, som ville vært en vurdering uten kilde. Hele vurderingen står i avklaring 136 i spesifikasjonen.

Slik regnes eierformene. Hver eierform er gitt ved sju tall i parameterfila (tabell 5). Tallene er faste, bortsett fra lånerenten ved direkte eierskap, som er den trukne statens lånerente, og som helhet er de en åpen forutsetning [K10-012, K10-019, K10-026, K10-028, K10-030, K09-036, K14-014, K14-016]. Statens andel på 67 % svarer til statens direkte andel i Equinor [K10-012], og særskatten på 56 % er den effektive satsen for petroleum på overskudd før selskapsskatt [K09-036]. Egenkapitalkravene ligger innenfor spennet i kildene, 9–13 % nominelt etter skatt [K14-014, K14-016]; gjeldsandelen på 0,5 og den direkte andelen på 30 % er forutsetninger. Den fjerde formen heter «petroleumsmodellen» i spesifikasjonen. Fondet for gevinsten har ingen egen parameter.

Tabell 5. Eierformene i parameterfila, og kapitalkostnaden de gir. Renter og krav er andeler per år.

	Direkte statlig eierskap	Heleid statlig selskap	Statlig majoritet, børsnotert minoritet	Selskap, direkte andeler, særskatt og fond
Statens andel i selskapet, s_e	1	1	0,67	0,67
Statens direkte andel i anleggene utenom selskapet, ϑ_e	0	0	0	0,3
Særskatt, $\tau_{g,e}$	0	0	0	0,56
Selskapsskatt (22 %)	nei	ja	ja	ja
Gjeldsandel, h_e	1	0,5	0,5	0,5
Lånerente, $r_{d,e}$, nominelt	statens lånerente	0,0516	0,055	0,055
Egenkapitalkrav, $r_{q,e}$, nominelt etter skatt	–	0,10	0,115	0,115
Statens andel av overskridelser, ζ_e	1	1	1	1
Kapitalkostnad r_e, reelt etter skatt	0,0196–0,026	0,049	0,058	0,058
Kapitalkostnad før skatt, $r_e/(1-\tau_s)$	r_{stat}, 0,0196–0,026	0,063	0,074	0,074

Kapitalkostnaden r_e er snittet av lånerenten etter skatt og egenkapitalkravet, vektet med gjeldsandelen, og gjort om fra nominelt til reelt med en prisvekst på 2 % per år [K14-028, K14-029, K14-030] (ligning (S29)). Selskapsskatten er 22 % [K09-036]. Ved direkte eierskap er hele kapitalen statens lån, og staten betaler ikke selskapsskatt; da er r_e statens lånerente, som trekkes med 1,96–2,6 % reelt, mest sannsynlig 2,25 % (4,0–4,65 % nominelt) [K10-030, K14-028]. Kapitalkostnaden i tabellen er regnet ut fra parameterfila og er ikke et modellresultat (avklaring 66).

Statens netto kontantstrøm (ligning (S30)) er skatten (selskapsskatt og særskatt), statens del av selskapets frie kontantstrøm til eierne etter skatt og gjeldsbetjening, statens direkte andel av prosjektets kontantstrøm, og elavgiften, minus den delen av kostnadsoverskridelsene staten dekker ut over sin eierandel. Kapital staten skyter inn, står som negativ kontantstrøm. Uavhengige lesere som kodet eierformene fra spesifikasjonen alene, fant svakheter i sammenligningen. Prosjekteier godkjente fem rettelser 12. november 2026, før noe var regnet (avklaring 62 til 66):

1. *Restverdi.* Verdien av driftstiden som står igjen i 2100, føres som et salg av hele programmet det året, regnet med markedets avkastningskrav slik restverdien i ligning (S40) regnes, og tas med i skattegrunnlaget. Uten den mistet eiendeler med lang levetid verdien sin, mest kjernekraft.

2. *Avgiftene.* Elavgiften på krafta anleggene bruker, er statens inntekt. Nettariffen er det ikke: den er betaling til netteieren for nett og nettap, som er kostnader i netto nåverdi for Norge (ligning (S26)). Elavgiften private datasentre ville betalt for nettkapasiteten satsingen tar, trekkes fra i nåverdien av statens kontantstrøm, fordi staten ville fått den uansett. I A er den null.

3. *Private eiere betaler det andelen er verdt.* De private kjøper seg inn i 2027 til forventet verdi av sin andel, regnet over trekningene der banen lar seg bygge. Følgen er at alle fire eierformene får samme forventede verdi for fellesskapet i hovedkjøringen, og at fellesskapets andel er 1 når overskuddet er positivt. Lik verdi er en følge av forutsetningene og ikke et funn. Formene skiller seg i risiko, i hvor mye kapital staten har ute, og i kapitalkostnad. Andelen før oppgjøret vises ved siden av.

4. *Renten statens kontantstrøm verdsettes med.* Nåverdien av statens kontantstrøm og av samlet overskudd regnes med avkastningskravet for regnekraft, likt for alle eierformene. Grunnen er at statens kontantstrøm fra en tokenfabrikk er like usikker som prosjektet; regnet med statens lånerente ser risikoen ut som verdi [K10-036, K10-037, K10-038]. Statens lånerente vises som følsomhet. Der kommer eierformene med private eiere dårligere ut av seg selv, fordi staten da antas å verdsette en usikker kontantstrøm høyere enn markedet gjør.

5. *Kapitalkostnaden før skatt.* Kostnaden for regnekraft i kriteriet «kapitalkostnad» regnes med kravet før skatt, $r_e/(1-\tau_s)$, for formene som betaler selskapsskatt (siste linje i tabell 5), og med statens lånerente for direkte eierskap.

Kriteriene over trekningene regnes bare over trekningene der løsningens bane lar seg bygge, og antallet står ved tabellen (avklaring 50). Verdi for fellesskapet er snittet av nåverdien av statens netto kontantstrøm. Fellesskapets andel er summen av disse nåverdiene delt på summen av nåverdiene av prosjektets netto kontantstrøm før avgiftene, når den er positiv. Kapitalkostnaden er r_e og kostnaden for regnekraft regnet med kravet før skatt. Risikoen er andelen trekninger der nåverdien av statens kontantstrøm er negativ, snittet av nåverdien i de 5 % dårligste trekningene, og snittet av største innskutte kapital (største samlede netto utbetaling over tid, udiskontert). Med få trekninger er tapssannsynligheten og snittet av de

dårligste grove tall; med 20 trekninger eller færre er snittet av de dårligste én trekning, og det står der tabellen vises.

Regelen er lest slik (avklaring 51 og 67). En eierform er «dårligere enn en annen på alle de tre første kriteriene» når den er strengt dårligere på hvert mål: lavere verdi og lavere andel (der begge har en andel), høyere kapitalkostnad og høyere kostnad for regnekraft, og høyere tapssannsynlighet, lavere snitt av de dårligste og større innskutt kapital. Den sammenlignes bare med former som består eller er «usikker» i EØS-vurderingen. To tall regnes som like når de skiller seg med mindre enn 10^{-9} av det største, eller for kronebeløp med mindre enn én krone. Resten rangeres etter verdi blant formene med tapssannsynlighet strengt under 25 %; formene over grensen vises for seg. Slik reglene er satt, har eierformene lik verdi i hovedkjøringen (punkt 3 over), og alle fire er «usikker» i EØS-vurderingen. Regelen tar da ikke ut noen form, og rangeringen etter verdi skiller dem ikke. Tabellen viser hvordan de skiller seg i risiko og kapital, og de forskjellene følger direkte av statens eierandel, den direkte andelen og andelen av overskridelsene, sammen med prisen de private betaler. Rapporten legger dem ikke fram som et funn om hvilken eierform som er best. Direkte eierskap er alltid best på kapitalkostnad, fordi statens lånerente brukes. Det er ikke en gevinst for samfunnet: statens lave lånerente gjør ikke prosjektet mindre risikabelt, men flytter risikoen til skattebetalerne [K10-036, K10-037, K10-038]. Netto nåverdi for Norge diskonteres likt for alle eierformer.

Styring og effektivitet er en følsomhet, slik forhåndsregistreringen sier. Hovedkjøringen har ingen forskjell i kostnadseffektivitet mellom eierformene. I følsomheten ganges investeringene og driften for direkte eierskap og heleid selskap med $1 + \epsilon_e$, der ϵ_e trekkes mellom -5 og $+10$ % (åpen forutsetning; kildene gir retning og null, ikke tall [K10-049, K10-050]). Unntatt er kraftkjøp, elavgift, nettariff, forventet ulykkeskostnad og effektkostnaden, som er priser og ikke effektivitet (avklaring 52). Den og de tre andre følsomhetene som gjelder eierformene, står i tabell 11 (linje 24, 25, 28 og 29).

Dette står igjen og påvirker sammenligningen (avklaring 67):

- Avgiftene staten ville fått etter 2100, er ikke med i statens kontantstrøm. Det er lite (diskontert fra 2100), likt for alle eierformer og i disfavør av statens verdi.
- Blir skattegrunnlaget i 2100 negativt, faller underskuddet bort. Er verdien da lavere enn bokført kapital, er særskatten ikke helt nøytral. Verdien regnes med tilleggsregelen på kraftsalget, så den er ikke det en kjøper ville betalt når regelen binder.
- Oppgjøret med de private er lagt til 2027, før kapitalen faktisk skytes inn, og de private prises som om de visste at banen lar seg bygge og hvilket prisscenario som gjelder.
- Långiverne bærer ingen risiko i modellen. Gjeldsandelen virker bare gjennom kapitalkostnaden og gjennom hvor mye kapital staten har ute.
- Skatten regnes uten rentefradrag. Nettariffen betales også i år et anlegg står uten brikker, uten at det er med i kostnaden for regnekraft; det er lite og i favør av løsningene på nettet i M2.
- Prisscenarioene følger hver løsnings første anlegg (presisering 8), så løsningene møter ulike markeder i «knapphet varer» og «overkapasitet». Dommen som teller («normalisering»), berøres ikke.

4 Modellen

Modellen er en årsoppløst tekno-økonomisk modell med usikkerhet. Kraftmarkedet er representert i redusert form: én kurve mellom kraftbalanse og pris per prisområde, to værår og én stresstime. Beslutningsåret er $T_0 = 2027$, og analysen slutter i $T_s = 2100$. Alle beløp er reelle 2025-kroner. To regnemåter blandes ikke: *kontantstrøm*, der investeringer føres i

året de betales og diskonteres, og som alle dommer som bygger på netto nåverdi, bruker; og *nivåisert kostnad*, der investeringen gjøres om til en årlig kostnad, og som brukes til prisen på regnekraft, til M2, til kapitalen i M6 ((S31), avklaring 53), til kraftkostnaden i terskelflatene (avklaring 111) og til sammenligning med kildenes tall (spesifikasjonen kapittel 0). M6 setter de to sammen: årlige inn- og utbetalinger fra kontantstrømmen minus kapitalen på nivåisert form.

Kapitlet følger modellspesifikasjonen (`modell/spesifikasjon.md`) kapittel for kapittel. Ligningene har de samme numrene som der (S1–S54), og vedlegg A viser hvilke funksjoner i koden som regner hver av dem. Der kapittel 16 i spesifikasjonen (avklaringene etter frysen) avviker fra kapittel 0 til 13 og 17, gjelder kapittel 16. Spesifikasjonen kaller noen steder løsning A «hypotesen»; det gjelder ikke lenger (avsnitt 1.4).

Slik leses kapitlet. Hver ligning står i spesifikasjonens form og med spesifikasjonens nummer. Under ligningen står hva hver størrelse er, i hvilken enhet, og hva ligningen brukes til. Parameterne er hentet fra parameterfila (`modell/parametere.json`), med fordeling og poster i kildebanken; hele tabellen står i vedlegg B. «Jevn a–b» betyr at alle verdier mellom a og b er like sannsynlige. «PERT lav/modus/høy» er en glatt fordeling mellom en laveste og en høyeste verdi, med toppen i den mest sannsynlige (modus); den brukes når kildene gir alle tre (avsnitt 5.1). En *åpen forutsetning* er en størrelse ingen bekreftet post i kildebanken dekker. Spennet er da en forutsetning, og følsomheten for den vises (regel 7 i avsnitt 2.7). Avklaringene i kapittel 16 i spesifikasjonen vises til med nummer, for eksempel «avklaring 21».

Indekser og enheter. Hvert indekssymbol har én betydning; der en bokstav også står med senket eller hevet tegn, er det en annen størrelse. a er kraftløsningen: A, B, C, T-F og T-K (avsnitt 3.1), B' (samme kraftverk som i A, koblet til nettet), R (referansekjøringen: kjøp fra nettet uten ny kraft) og 0 (nullalternativet). e er eierformen, t kalenderåret, k anlegget (i T modulen), z prisområdet (NO1–NO5), g prisscenarioet for regnekraft, v været (normalår eller tørt år), ω trekningen, i kraftteknologien (kjernekraft, vind på land, vannkraft, bunnfast havvind), m antall enheter som må gå, r antall reserveenheter og n enhetens nummer i den norske serien. t_v er året en årgang IT-utstyr settes i drift. I ligningene er beløp i kroner, effekt i MW, energi i MWh, kraftpris i kr/MWh og regnekraft i $MW\ IT$: effekten IT-utstyret i datasenteret trekker. Parameterfila oppgir enheten for hver parameter (kr/kW, mill. kr, øre og så videre), og koden regner om når fila leses inn.

Tid, driftstid og fornyelse. Alle beløp betales ved slutten av året. Kontantstrømmen regner i hele kalenderår (avklaring 21). Noe som tidligst kan være i drift x år etter beslutningen, har første driftsår $\lceil T_0 + x \rceil$, og første driftsår er et helt driftsår. Byggingen ligger i de τ årene rett før første driftsår t_s: årene $t_s - 1, \ldots, t_s - \lfloor \tau \rfloor$ får $1/\tau$ av investeringen hver, og året $t_s - \lfloor \tau \rfloor - 1$ får resten. Levetider og varigheter som ikke er hele år (L_N, L_B og D_X), rundes i kontantstrømmen til nærmeste hele år (halve år opp, minst ett år); den nivåiserte formen bruker levetiden slik den er trukket. Hvert anlegg drives i L_N år fra oppstart, eller til sluttåret hvis det kommer først. Driftstiden er den samme i alle løsningene, også dem uten kjernekraft, slik at løsningene sammenlignes med samme driftstid fra hver løsnings første anlegg. IT-utstyr, bygg, fornybare kraftverk, buffer, aggregater og nett fornyes når levetiden er ute, så lenge anlegget drives (IT-utstyret så sant det er brikker, avsnitt 4.4); en fornyelse føres som et nybygg (avklaring 34). Kjernekraftverk fornyes ikke.

Fra utfall per trekning til andeler. Modellen regner utfallene i hver trekning: netto nåverdi (M1), summen i M2, prisvirkningen (M3), kraft- og effektbalansen (M4) og skalaen (M6), for

hver løsning, hvert trinn i stigen og hvert scenario (avklaring 95). Dommen i et mål settes fra andelen av trekningene der vilkåret er oppfylt:

$$\text{andel}_M^x = \frac{1}{N_\omega} \sum_\omega \mathbf{1}\big[\text{vilkåret for kategori } x \text{ i mål } M \text{ er oppfylt i trekning } \omega\big] \tag{S37}$$

$N_\omega = 10\,000$ er antall trekninger, og $\mathbf{1}[\cdot]$ er 1 når vilkåret er oppfylt og 0 ellers. Kategoriene er «holder» og «holder ikke», med vilkårene i tabell 1; alt annet er «holder under betingelser» (avsnitt 2.4). En trekning der banen ikke lar seg bygge, står i nevneren og oppfyller aldri vilkåret for «holder» (avklaring 56). I M3 og M4 oppfyller den heller ikke vilkåret for «holder ikke», fordi det er en skade som inntreffer. M5 avgjøres uten trekninger (avsnitt 4.10). Sammenligningen av kraftløsningene (M7) teller på samme måte, men gir ingen dom (avklaring 135 og 137).

4.1 Kraftverket

Avsnittet følger kapittel 1 i spesifikasjonen: investering og drift i kjernekraft, det dedikerte kraftverket i A, og løsningene på nettet. Restverdien (S40), som spesifikasjonen gir i kapittel 0, står sammen med netto nåverdi i avsnitt 4.6.

Kapitalkostnad og avkastningskrav. En investering gjøres om til et likt årlig beløp med kapitalgjenvinningsfaktoren:

$$\mathrm{CRF}(\rho, L) = \frac{\rho}{1 - (1+\rho)^{-L}}, \qquad \mathrm{CRF}(0, L) = \frac{1}{L} \tag{S1}$$

ρ er avkastningskravet per år og L levetiden i år; CRF er per år. En investering I koster da $I\,\mathrm{CRF}(\rho, L)$ per år i L år, og nåverdien av de årlige beløpene er I. Den nivåiserte formen bruker (S1) overalt. Avkastningskravene er reelle og ment før skatt (for ρ_D se under; eierformene i avsnitt 4.8 har egne krav). Modellen har tre:

- ρ_N for kraft som selges i markedet, likt for kjernekraft og fornybar kraft: PERT 0,04/0,065/0,09 [K14-002, K14-003, K14-001, K14-006, K14-027, K03-021]. Et påslag på 2 prosentpoeng for kjernekraft på nettet (B, B' og T-K) vises som følsomhet (avklaring 118 (a)).
- ρ_D for regnekraft: PERT 0,057/0,075/0,11. Den er en åpen forutsetning; kildene er få og nominelle, og hvordan skatt er behandlet, er for det meste ikke oppgitt; den lave verdien er etter skatt i kilden. Alle tre er regnet om fra nominelle tall med 2 % prisvekst, uten omregning for skatt [K14-019, K14-020, K14-022, K14-K01]. Rangkorrelasjonen mellom ρ_N og ρ_D er 0,5, også det en åpen forutsetning.
- ρ_A for kraftverket i A, som har én kunde og ingen annen bruk. Ingen kilde tallfester det: kontrakten senker kravet, mens risikoen for at verket står uten bruk øker det [K14-K03]. Hovedkjøringen bruker $\rho_A = \rho_D$, og $\rho_A = \rho_N$ vises som følsomhet. Der spesifikasjonen sier ρ_D om kraftverket i A, menes ρ_A (avklaring 8).

Kjernekraft: investering. Investeringen per MW for en enhet med effekt P_u, som nummer n av designet i Norge, er

$$c_N(P_u, n) = c_{N,\mathrm{ref}} \left(\frac{P_u}{P_{\mathrm{ref}}}\right)^{\nu-1} \left(\frac{n_0 + n}{n_0 + 1}\right)^{-b}, \qquad b = -\log_2(1 - \ell) \tag{S2}$$

i kr/MW.

- $c_{N,\mathrm{ref}}$ er investeringen for en enhet på $P_{\mathrm{ref}} = 1\,000$ MW [K16-002] som Norges første ($n = 1$), uten renter i byggetiden, med eierkostnader og første brensel: jevn 109 000–171 500 kr/kW [K03-020, K16-002, K16-003, K16-004]. Kildenes kr/kW ganges med 1 000.
- ν er skalaeksponenten: PERT 0,2/0,84/1 [K03-043, K12-001, K16-002]. Med $\nu < 1$ koster små enheter mer per MW.
- ℓ er læringsraten per dobling av antall enheter: jevn $-0{,}07$ til 0,15 [K03-037, K03-038, K03-039, K03-028, K03-030, K12-001]. Er den negativ, blir enhetene dyrere for hver dobling. b er eksponenten læringsraten gir.
- n_0 er antall enheter av designet som er bygd i verden før Norges første. Den er en åpen forutsetning, trukket som et helt tall fra 1 til 20 med lik sannsynlighet (avklaring 18).
- n teller enhetene av den størrelsen løsningen bruker, på tvers av anlegg, i den rekkefølgen anleggene settes i drift. Anlegg k i A og B' har enhetene $(k-1)N_u + 1, \ldots, kN_u$; i B nummereres enhetene på P_{ref} i den rekkefølgen de bygges. n_0 gjelder samme enhetsstørrelse (avklaring 1).

Den nivåiserte investeringen for én enhet, med renter i byggetiden og jevn utbetaling over byggetiden, er

$$I_N = \xi_N \, c_N \, P_u \cdot \frac{(1+\rho)^{\tau_N} - 1}{\tau_N \ln(1+\rho)} \tag{S3}$$

i kroner. Brøken er rentene i byggetiden som faktor på investeringen; ved $\rho = 0$ er den 1 (avklaring 6). Renten er ρ_N på nettet og ρ_A i A. τ_N er byggetiden per enhet: PERT 6/9,5/17,1 år [K03-K03, K03-046, K03-002]. Den er et utfallstall (observerte byggetider), så det legges ingen forsinkelsesfaktor oppå. ξ_N er faktoren for overskridelser i (S46). I kontantstrømmen fordeles $\xi_N c_N P_u$ på byggeårene som beskrevet over, uten renter. Kapitalkostnaden i den nivåiserte formen ligger derfor om lag $\rho/2$ høyere enn det kontantstrømmen gir, regnet som andel av kapitalkostnaden (med $\rho = 0{,}065$ om lag 3 %). Det er kjent og endres ikke; dommene som bygger på netto nåverdi, bruker kontantstrømmen (avklaring 7).

Overskridelser, telt én gang. Kjernekraftutvalgets spenn for $c_{N,\mathrm{ref}}$ er konsulentenes tabell, og kildene er uenige om hva det er. Konsulentrapporten har ingen reserve og intet sannsynlighetsnivå, og forutsetter at verstefallshendelser ikke inntreffer [K16-004]; det taler for at spennet er et budsjettall. Utvalget skriver at nylig fullførte og planlagte prosjekter i Vest-Europa og USA ligger i eller nær spennet [K16-010], og NVE skriver at tallet deres, som ligger midt i spennet, har eventuelle overskridelser med [K16-014]; det taler for at spennet er på nivå med sluttkostnader. Modellen trekker derfor lesningen:

$$\xi_N = \begin{cases} 1 + o_\xi & \text{når } u_\xi < w_\xi \\ 1 & \text{ellers} \end{cases} \tag{S46}$$

w_ξ er vekten på budsjettlesningen: jevn 0–1, en åpen forutsetning [K16-004, K16-010, K16-014]. u_ξ er et eget jevnt fordelt tall mellom 0 og 1 som avgjør lesningen i trekningen (modellvalg). o_ξ er overskridelsen i referanseklassen for kjernekraft, som andel over budsjett: lognormal med median 0,648 og spredningen 1,09 i logaritmen, avkortet ved 12,8, den største observerte overskridelsen blant 180 reaktorer fra 1969 til 2005; med avkortingen er snittet 1,12 mot 1,17 i dataene [K03-044, K03-045, K16-017]. ξ_N trekkes én gang per trekning og gjelder hele programmet. Begge rene lesninger ($w_\xi = 0$ og $w_\xi = 1$) vises som likestilte følsomheter for A, B, B' og T-K (avklaring 88). Referanseklassen er etter alt å dømme regnet med renter [K16-015], og o_ξ har rangkorrelasjon 0,5 med τ_N (en åpen forutsetning [K03-006]); noe av forsinkelsen kan dermed være telt to ganger i budsjettlesningen. Kostnadene for fornybar

kraft er NVEs tall fra anlegg i drift, og NVEs tall for havvind har 10 % reserve; de får ingen overskridelsesfaktor. Vannkraft har også overskridelser i referanseklassen, i snitt 36,7 % mot 102,5 % for kjernekraft og 5,2 % for vind [K03-045]; at fornybar kraft ikke får noen, trekker i dens favør i trekningene der spennet for kjernekraft leses som budsjett. Halen i fordelingen for o_ξ er omtalt i avsnitt 8.1.

Kjernekraft: drift. Årsproduksjonen fra et verk med N_u enheter på P_u MW er

$$E_N = 8760\, KF\, N_u P_u \tag{S4}$$

i MWh per år. Kapasitetsfaktoren KF (andelen av året verket produserer for fullt, i snitt) trekkes direkte fra observerte tall for store reaktorer: PERT 0,69/0,84/0,93 [K04-011, K04-014, K04-016]. Er den trukne verdien høyere enn $(1-o_p)(1-o_f)$, settes den lik det (avklaring 19). Planlagt stans o_p er PERT 0,044/0,05/0,08 av tiden [K04-019], og den tvungne utfallsraten er PERT 0,02/0,025/0,027 for enheter på 300 MW og mer (o_f) [K15-001, K15-002, K15-004] og PERT 0,0244/0,0465/0,0622 for mindre enheter (o_f^A) [K15-001]. Rangkorrelasjonen mellom KF og o_f er $-0{,}5$ (en åpen forutsetning). Ellers brukes o_p bare i (S8), med modusverdien, og utfallsratene i (S8) (med modusverdiene), i (S24), i (S44) og i kapasitetsfaktoren for B' under. Enheter under 300 MW bruker o_f^A og brensel u_N^A, og større enheter o_f og u_N, overalt i modellen (avklaring 3). I B', som har små enheter på nettet, er kapasitetsfaktoren $KF\,(1-o_f^A)/(1-o_f)$.

Kostnaden per MWh for et verk med N_u like enheter er

$$\begin{aligned} LCOE_N = {} & \frac{\sum_n \left[I_N(P_u, n)\, \mathrm{CRF}(\rho, L_N) + f_N(P_u)\, P_u + D_{\mathrm{avv}} P_u\, \mathrm{SFF}(\rho, L_N) \right]}{E_N} \\ & + v_N + u_N + d_N + q_N, \qquad f_N(P_u) = f_N \left(\frac{P_u}{P_{\mathrm{ref}}} \right)^{\nu_f} \end{aligned} \tag{S5}$$

i kr/MWh.

- L_N er levetiden: PERT 40/60/80 år [K04-017, K04-018, K11-006, K03-021].
- f_N er fast drift og vedlikehold, med reinvesteringer: PERT 1 610/1 846/2 515 kr/kW per år [K16-012, K16-014, K11-006, K05-050]. ν_f skalerer den med enhetsstørrelsen: jevn $-0{,}28$ til 0 [K12-001, K16-002].
- v_N er variabel drift uten brensel og avfall: PERT 27/52/187 kr/MWh [K04-003, K11-006, K16-012]. Den er den samme for små og store enheter; konsulentene skriver at den trolig er høyere for små, uten tall [K16-012].
- u_N er brensel for enheter på 300 MW og mer: PERT 57/75/135 kr/MWh [K11-006, K16-012, K16-013]. For mindre enheter er det u_N^A: jevn 94–239 kr/MWh [K16-012].
- d_N er avgiften til brukt brensel og sluttlagring: PERT 30/60/194 kr/MWh [K11-006, K16-013, K05-050, K04-028].
- D_{avv} er avviklingen, betalt per MW installert når levetiden er ute: jevn 6,25–10,4 mill. kr/MW [K16-013, K05-050]. Sluttfondsfaktoren $\mathrm{SFF}(\rho, L) = \rho/((1+\rho)^L - 1)$ gjør den om til en årlig avsetning; ved $\rho = 0$ er den $1/L$ (avklaring 6).
- q_N er forventet ulykkeskostnad, fra (S6).

Kjernekraften i B er felles for programmet: $N_u(t)$, $E_N(t)$, $LCOE_N(t)$ og q_N regnes for alle enhetene som er i drift i år t, med $\rho = \rho_N$ (avklaring 2).

Forventet ulykkeskostnad som forsikringen ikke dekker, er

$$q_N = \frac{N_u\,\phi_U\,\left[K_U(P_u) - \min\left(K_U(P_u),\,D_{\text{fors}}\right)\right]}{E}, \qquad K_U(P_u) = K_U \cdot \min\!\left(1, \frac{P_u}{P_{\text{ref}}}\right) \tag{S6}$$

i kr/MWh. N_u er alle reaktorene i verket, også reserveenhetene. E er E_N på nettet og E_D i A (S10). ϕ_U er frekvensen for en ulykke med stort utslipp, per hendelse og reaktorår: jevn i logaritmen fra $5{,}6 \cdot 10^{-8}$ til $1{,}0 \cdot 10^{-4}$ [K04-038, K04-039, K21-034]; «jevn i logaritmen» brukes fordi spennet går over flere tierpotenser. Fukushima er én hendelse, og K_U er kostnaden for hele hendelsen: jevn 1 625–6 217 mrd. kr [K04-042, K04-043]. D_{fors} er innehaverens forsikrede ansvar per anlegg, 8 202 mill. kr [K04-044, K05-021]. Forventet forsikret utbetaling trekkes fra, fordi forsikringen ligger i eierkostnadene. At K_U skaleres med enhetsstørrelsen, er en forutsetning; K_U uten skalering vises som følsomhet (avklaring 121). I kontantstrømmen er leddet $q_N E = N_u\,\phi_U\,[K_U(P_u) - \min(K_U(P_u), D_{\text{fors}})]$ per år (avklaring 35).

Det dedikerte kraftverket i A. A er uten nett, både i drift og mens programmet trappes opp. Enhetene i ett verk bygges parallelt, og datasenteret starter når alle enhetene er i drift. Fire ting følger av at verket er et eget lite kraftsystem.

(i) Mange små enheter. IAEA oppgir om lag 10 % av minstelasten som praktisk grense for største enhet; tap av 5 % tåles normalt [K04-022]. Modellen bruker snittlasten:

$$P_u = \max\{P \in \mathcal{P} : P \le \chi\,\lambda\,PUE\,P_{IT}\}, \qquad m = \left\lceil \frac{PUE\,P_{IT}}{P_u} \right\rceil \tag{S7}$$

P_u er enhetsstørrelsen i MW og m antall enheter som må gå for å dekke full last. $\mathcal{P}$ er det faste settet enhetsstørrelser, 5, 10, 20, 50, 100, 200, 300, 400, 500 og 1 000 MW [K12-001]; er ingen størrelse liten nok, brukes den minste. χ er største enhet som andel av snittlasten: jevn 0,05–0,1 [K04-022]. λ er snittlasten som andel av IT-kapasiteten: PERT 0,5/0,7/0,9 [K06-012, K06-014, K07-019, K08-K03]. PUE er forholdet mellom kraft inn til anlegget og kraft til IT-utstyret, i Norge: PERT 1,05/1,14/1,21 [K07-022, K07-023, K07-024, K12-042, K08-K03]. $P_{IT} = 1\,000$ MW IT er IT-kapasiteten per anlegg, det IT-utstyret trekker ved full last (modellvalg, samme størrelse som referanseanlegget i kostnadskildene [K08-K03, K12-001]). Sammenligninger mot hele tall gjøres med relativ toleranse 10^{-12} (avklaring 6). Hovedkjøringen følger kilden slik den står. To følsomheter vises: minstelast lik 20 % av merkeeffekten [K07-018], der 0,20 står på plassen til λ i (S7) (avklaring 119 (a)); og fritt valg av den enhetsstørrelsen i $\mathcal{P}$ som gir lavest c_A i (S9), med en buffer som også dekker tapet av største enhet (avklaring 119 (b)).

(ii) Reserveenheter. n_p enheter står i planlagt stans samtidig, og r enheter er reserve mot tvungne utfall som rammer enhetene hver for seg:

$$\begin{aligned} n_p &= \min\{x \in \mathbb{N} : x \ge (m + r + x)\,o_p\}, \qquad o' = (1 - \beta_F)\,o_f^A, \\ \mathcal{A}_{\text{uavh}}(m, r) &= \sum_{x=m}^{m+r} \binom{m+r}{x} (1 - o')^x\, o'^{\,m+r-x} \end{aligned} \tag{S8}$$

$\mathbb{N} = \{0, 1, 2, \dots\}$. $\mathcal{A}_{\text{uavh}}(m, r)$ er sannsynligheten for at minst m av $m + r$ enheter går når hver er ute med sannsynlighet o', uavhengig av de andre. β_F er andelen av den tvungne utetiden som rammer alle enhetene på stedet samtidig: PERT 0/0,1/0,28, en åpen forutsetning [K15-K01, K15-007, K15-008]. r er det minste tallet som gir $\mathcal{A}_{\text{uavh}} \ge \mathcal{A}^*$. Både r og n_p regnes med modusverdiene for o_f^A, o_p og β_F (designverdier), i rekkefølgen m, r, n_p (avklaring 4). Verket har $N_u = m + r + n_p$ enheter. $\mathcal{A}^*$ er tilgjengeligheten reserveenhetene dimensjoneres for, og brukes bare til dette: 0,99, 0,995 eller 0,99995 med lik vekt, en åpen forutsetning med de tre nivåene fra kildene [K15-K04, K15-023, K12-001, K15-010].

Den realiserte leveransen bruker de trukne verdiene. Med X som antall enheter i drift, binomisk fordelt med $m + r$ forsøk og sannsynlighet $1 - o'$, er inntektsfaktoren

$$\Gamma = (1 - \beta_F \, o_f^A) \, \frac{\mathrm{E}[\min(X, m)]}{m} \tag{S44}$$

Regnekraft som ikke kan leveres, gir ingen inntekt, og mangler én enhet, leveres resten. Første faktor er andelen av tiden uten felles stans. Den trukne verdien av o_p inngår ikke: planlagt stans antas lagt slik at n_p enheter alltid dekker den. Det er en forenkling i favør av A i trekninger der o_p er høyere enn modusverdien (avklaring 5). Konkurrenten og løsningene på nettet har $\Gamma = 1$. Reserveaggregatene datasentre har, kan dekke korte utfall, men ikke en felles stans på flere døgn; modellen regner ikke med dem. Kontraktsstraff ut over tapt leveranse er ikke med i hovedkjøringen, fordi ingen kilde viser vilkårene for slik kapasitet. En følsomhet erstatter (S44) med trinnene i standardvilkårene til én skyleverandør [K15-023]: med tilgjengeligheten $\mathcal{A} = (1 - \beta_F o_f^A) \Pr[X \geq m]$ er Γ lik 1,0 når $\mathcal{A} \geq \mathcal{A}^*$, 0,9 når $0{,}99 \leq \mathcal{A} < \mathcal{A}^*$, 0,7 når $0{,}95 \leq \mathcal{A} < 0{,}99$, og 0 ellers (avklaring 119 (c) og 124 (b)). Vilkårene gjelder per måned; modellen bruker tilgjengeligheten for året i hver måned. Fordi anlegget da får full inntekt når tilgjengeligheten når kravet, mens (S44) alltid er under 1, kan raden trekke i favør av A (avsnitt 5.3). β_F, $\mathcal{A}^*$ og Γ er åpne forutsetninger: ingen kilde regner tilgjengeligheten for et kraftverk uten nett.

(iii) Buffer og (iv) ekstern strøm til kraftverket selv. Et datasenter i Nord-Amerika falt fra om lag 450 til 40 MW, 91 % av lasten, på 36 sekunder [K15-014], og synkron AI-trening gir i ytterste fall svingninger på titalls MW i ett datasenter [K15-016], mens en reaktor endrer effekten med 2–5 % per minutt [K15-013]. Et batteri dekker det største lastspranget. Også et anlegg uten nett trenger uavhengig ekstern forsyning til sikkerhetssystemene; modellen regner to uavhengige linjer og reserveaggregater [K05-029, K15-021, K15-022]:

$$P_{\mathrm{buf}} = \delta_L \, PUE \, P_{IT}, \qquad I_g^{\text{år}} = 2 \, D_{\mathrm{linje}} \, c_{\mathrm{linje}} \, \mathrm{CRF}(\rho_A, L_{\mathrm{nett}}) + s_g \, N_u P_u \, c_{\mathrm{gen}} \, \mathrm{CRF}(\rho_A, L_{\mathrm{buf}}) \tag{S36}$$

P_{buf} er bufferens effekt i MW og $I_g^{\text{år}}$ årskostnaden for den eksterne forsyningen i kr per år. δ_L er største lastsprang som andel av full last: jevn 0,1–0,91 [K15-014, K15-016]. D_{linje} er lengden på hver av de to linjene: jevn 10–100 km, en åpen forutsetning [K05-029]. c_{linje} er kostnaden for en ny 420 kV-ledning, 13,4 mill. kr/km [K06-040], og $L_{\mathrm{nett}} = 40$ år (modellvalg). s_g er reserveaggregatenes effekt som andel av verkets effekt: jevn 0,01–0,05, en åpen forutsetning [K05-029, K15-021, K15-022]. c_{gen} er investeringen i reserveaggregat: PERT 6 463/10 341/14 219 kr/kW [K15-020], og $L_{\mathrm{buf}} = 20$ år for buffer og aggregater [K15-019, K15-020].

Kostnaden per MWh levert til datasenteret i A er

$$\begin{aligned} c_A = \frac{1}{E_D} \Big\{ \sum_{n=1}^{N_u} & \left[I_N(P_u, n) \, \mathrm{CRF}(\rho_A, L_N) + f_N(P_u) \, P_u + D_{\mathrm{avv}} P_u \, \mathrm{SFF}(\rho_A, L_N) \right] \\ & + P_{\mathrm{buf}} \left[c_{\mathrm{buf}} \, \mathrm{CRF}(\rho_A, L_{\mathrm{buf}}) + f_{\mathrm{buf}} \right] + I_g^{\text{år}} \Big\} + v_N + u_N^A + d_N + q_N \end{aligned} \tag{S9}$$

$$E_D = 8760 \, \lambda \, PUE \, P_{IT} \tag{S10}$$

c_A er i kr/MWh, og E_D er datasenterets energibruk i MWh per år. I spesifikasjonen står (S9) som én brøk over E_D; her er $1/E_D$ satt utenfor av plasshensyn. Kraft som ikke brukes, kan ikke selges, så hele verkets kostnad bæres av energien datasenteret bruker. Grensene i summen gjelder første anlegg. For anlegg k går summen over enhetene $n = (k-1)N_u + 1, \ldots, kN_u$, ikke fra 1 for hvert anlegg, så c_A faller fra anlegg til anlegg når læringsraten er positiv (avklaring 1). c_{buf} er investeringen i bufferen: jevn 5 611–17 644 kr/kW [K15-018, K15-019], og f_{buf} fast drift, 435 kr/kW per år [K15-018]. Med enheter på 300 MW eller mer i en følsomhet brukes u_N i stedet for u_N^A (avklaring 3). Spesifikasjonen ber om at forskjellen mellom A og

B' deles i renten og det at krafta ikke kan selges. Den er ikke regnet som egen oppdeling (avsnitt 8.3). Det nærmeste er rad 3 i følsomhetslista, der kraftverket i A regnes med ρ_N som B' (avsnitt 6.6), og netto nåverdi for A og B' i hovedkjøringen (avsnitt 6.1); forskjellen mellom de to medianene er ikke en oppdeling, fordi medianer ikke kan legges sammen.

Løsningene på nettet: B, B′, C og R. Her selger kraftverket til markedet, og datasenteret kjøper fra nettet. Kostnaden per MWh til datasenteret er, for kraftporteføljen (kjernekraft som én teknologi i B og B', teknologiene i med energiandeler x_i i C, ingen i R),

$$c_a = (1 + n_{\text{tap}})\, p_z + \sum_i x_i \left(LCOE_i - \varsigma_i\, \psi_i\, p_z\right) \frac{E_G}{E_D} + \frac{H_a + F_a}{E_D} \tag{S11}$$

i kr/MWh.

- p_z er kraftprisen etter prisvirkningen (avsnitt 4.5). Utenfor M3 er det prisen for Norge samlet i normalår (avklaring 31).
- $n_{\text{tap}}\, p_z$ er de marginale nettapene, som er den samfunnsøkonomiske nettkostnaden. n_{tap} er jevn 0–0,15, en åpen forutsetning [K17-008]. Nettariff og elavgift er overføringer og inngår bare i bedriftsøkonomien (avsnitt 4.7).
- $E_G = \sum_i E_{G,i}$ er porteføljens produksjon i et normalår, og $x_i = E_{G,i}/E_G$ (avklaring 9). I B er E_G/E_D forholdet for programmet, $\sum E_G / \sum_k E_{D,k}$ (avklaring 2); i C har hvert anlegg sin egen portefølje (avklaring 42).
- ψ_i er verdifaktoren, oppnådd pris delt på snittpris: 0,88 for vind på land, 1,26 for vannkraft og 0,96 for havvind [K11-008], og jevn 1,02–1,05 for kjernekraft [K11-008, K16-012]. At verdifaktoren faller når mye bygges, fanges ikke.
- $\varsigma_i \leq 1$ er faktoren fra tilleggsregelen (S45). I den nivåiserte formen brukes ikke tallverdien: når $\varsigma_i < 1$, er teknologiens nettoledd $LCOE_i - \varsigma_i \psi_i p_z$ null for fornybar kraft og lik q_N fra (S6) for kjernekraft (avklaring 11 og 41).
- $H_a = I_{\text{nett}} \left[(1-\delta_V)\, PUE\, P_{IT} + P_G^N\right] \text{CRF}(\rho_N, L_{\text{nett}})$ er årskostnaden for ny nettkapasitet til datasenteret og, i B og B', til kjernekraftverket. I_{nett} er nettinvesteringen per MW: jevn 1,1–10,8 mill. kr/MW, en åpen forutsetning [K17-010]. δ_V er andelen av datasenterets uttak som tar plass fra private datasentre i nettkøen i stedet for å kreve nytt nett: jevn 0,1–1, en åpen forutsetning [K06-016, K17-001]. P_G^N er reaktoreffekten ett anlegg trenger: $\lambda\, PUE\, P_{IT}/KF$ i B og $N_u P_u$ i B' (avklaring 14). NVEs tall for fornybar kraft har nettkostnadene med.
- F_a er årskostnaden for effekten som må til for at effektbalansen ikke svekkes (S47). Anlegg k bærer andelen $E_{D,k} / \sum_k E_{D,k}$ (avklaring 13).

I (S15) er c_a nåverdivektet over årgangens levetid, fordi kraftprisen endrer seg fra år til år (avsnitt 4.2).

Kostnaden per MWh for fornybar kraft regnes fra NVEs inndata med samme rente ρ_N som kjernekraften (avklaring 10; formelen har ikke eget nummer):

$$LCOE_i = \frac{I_i\, \phi_i\, \text{CRF}(\rho_N, L_i) + f_i}{h_i} + v_i.$$

I_i er investeringen per MW, L_i levetiden, h_i fullasttimene i et normalår, f_i drift per MW og år (havvind) og v_i drift per MWh (vind på land og vannkraft). ϕ_i er faktoren for renter i byggetiden fra (S3), over teknologiens byggetid; for vannkraft er $\phi = 1$, fordi NVEs tall har byggetidsrentene med [K11-004], og investeringen føres da samlet i året før oppstart. Vind på

land: investering PERT 10 100/13 915/21 933 kr/kW, drift 120 kr/MWh, 3 357 fullasttimer, 30 års levetid og 2 års byggetid [K11-002, K11-007, K11-K04]. Vannkraft over 10 MW: investering PERT 18 749/18 749/21 800 kr/kW, drift PERT 50/70/100 kr/MWh, 2 971 fullasttimer, 40 år og 3 år [K11-004, K11-007, K11-015]. Bunnfast havvind: investering med nett og 10 % reserve PERT 42 240/52 800/68 640 kr/kW, drift 900 kr/kW per år, 4 467 fullasttimer, 30 år og 3 år [K11-003, K11-K01]. Installert effekt er $P_{G,i} = E_{G,i}/h_i$.

Tilleggsregelen. Potensialene for fornybar kraft i (S12) er det staten kan bygge ut over nullalternativet, altså det markedet ikke bygger. Regner modellen likevel overskudd for et kraftverk på nettet, er det ikke en gevinst av satsingen. Et kraftverk på nettet krediteres derfor aldri overskudd. For hver teknologi i i løsningen, summert over alle anleggene, er NV_i nåverdien med ρ_N av kraftverkenes egen kontantstrøm: salg til $\psi_i p_z$ minus investering, drift, avvikling og andelen av restverdien, uten ulykkeskostnad og nettilknytning. Er NV_i positiv, ganges salgsinntekten med samme faktor $\varsigma_i < 1$ hvert år, slik at nåverdien blir null:

$$\varsigma_i = \min\left(1,\ \frac{\text{nåverdien av kostnadene}_i}{\text{nåverdien av salgsinntektene}_i}\right) \tag{S45}$$

Fordi restverdien også har salgsinntekt, finnes ς_i ved halvering: er $NV_i \le 0$ med $\varsigma_i = 1$, er $\varsigma_i = 1$; ellers er ς_i tallet som gir $NV_i = 0$, funnet til 10^{-12}. Kraftverkets del av restverdien er verdien det ville hatt alene, regnet som (S40) på kraftverkets egne ledd (avklaring 12 og 22). Faktoren brukes med sin verdi i kontantstrømmen (S35) og i (S30), og i (S11) og (S31) gjennom nettoleddet (avklaring 11 og 41). Regelen gjelder B, B', C, T-F og T-K, og ikke M2. Den er samme tanke som regel 4 i forhåndsregistreringen: satsingen måles på det datasenteret tilfører. Regelen er et forsiktig valg: kraftverkene teller fortsatt med i kraftbalansen og effektbalansen. Ingen kilde viser hvilken hindring staten fjerner som markedet ikke kan fjerne; finnes ingen, er tilleggspotensialet null, og det er nedre grense i fordelingene. Tallene uten regelen vises ved siden av (presisering 8).

Dimensjonering. Løsningene på nettet dimensjoneres slik at kraftbalansen for resten av landet ikke svekkes:

$$\text{B:}\ \ N_u(t) = \left\lceil \frac{\sum_k E_{D,k}(t)}{8760 \cdot KF \cdot P_{\text{ref}}} \right\rceil \text{ enheter på } P_{\text{ref}}; \qquad \text{C:}\ \ \sum_i w_{i,\text{tørt}}\, E_{G,i}(t) = \sum_k E_{D,k}(t) \tag{S39}$$

B dimensjoneres for hele programmet, på energi i et normalår med den trukne kapasitetsfaktoren, og (S39) gjelder hvert år (avklaring 29). (S39) teller alle anlegg som drives, også dem som står uten brikker, mens nevneren i (S11) er det anleggene faktisk bruker (avklaring 29 og 42). Er det færre enheter i drift enn (S39) krever, settes nye i drift det året, med de neste numrene i serien. En enhet drives i L_N år fra sitt første driftsår og avvikles da. En enhet som ikke lenger kreves fordi anlegg er gått ut, drives og selger til levetiden er ute; går en enhet ut mens (S39) fortsatt krever den, settes en ny i drift året etter. Enheter som ville fått første driftsår etter T_s, bygges ikke. Valget er i disfavør av B i de tilfellene en ny enhet må bygges sent i programmet.

C dimensjoneres på energi i et tørt år, så overskuddet i normalår selges. $w_{i,\text{tørt}}$ er produksjonen i tørt år mot normalår: 1 for vind på land og havvind, og jevn 0,7–0,9 for ny vannkraft, en åpen forutsetning uten post (avklaring 24). Porteføljen fylles i fast rekkefølge: vannkraft til det som er igjen av potensialet, så vind på land, så bunnfast havvind. Porteføljen til anlegg k er det (S39) legger til når antall anlegg går fra $k-1$ til k; kraftverkene settes i drift samme år som anlegget og går ut med det (avklaring 24). B' har de samme enhetene som A og selger alt de produserer. R bygger ingen ny kraft. Skrankene for utbyggingen av fornybar kraft er

$$E_{\text{vann}} \le \bar{E}_{\text{vann}}, \qquad E_{\text{vind}} \le \bar{E}_{\text{vind}}, \qquad \sum_i \Delta E_{G,i}(t) \le \bar{g}, \qquad t_1 \ge T_0 + \tau_{\text{nett}} \tag{S12}$$

$\bar{E}_{\text{vann}}$ og $\bar{E}_{\text{vind}}$ er vannkraft og vind på land staten kan bygge ut over nullalternativets utbygging, som produksjon i normalår: jevn 0–5 TWh [K11-015, K11-016] og jevn 0–7 TWh [K21-Ka01, K11-023], begge åpne forutsetninger. $\bar{g}$ er hvor mye ny fornybar kraft staten kan sette i drift per år ut over nullalternativet: jevn 0,2–0,6 TWh per år, en åpen forutsetning [K11-020, K11-016]. (S12) har ingen egen grense for havvind; den er bare bundet av takten. t_1 er året løsningens første anlegg settes i drift, og τ_{nett} er ledetiden for ny nettkapasitet: PERT 5/10/14 år [K17-012, K17-027, K06-039]. Statnett har stanset nye reservasjoner for datasentre til funksjonskravene er fastsatt og godkjent, og stansen ventes opphevet senest 1. august 2027 [K06-016, K22-001]. Foran står en lang kø, så tilgangen på nett er modellert som en ledetid og ikke som ledig kapasitet. Takten leses som en grense for hva som kan være bygd til et år: i år t kan $\bar{g}\,(t - T_0)$ være bygd (avklaring 24). Den andre lesningen, en grense for hvert enkelt år, ville satt krafta til ett anlegg i drift over mange år før anlegget starter; valget er i favør av C. Forhåndsregistreringen beskriver C som fornybar kraft «med lagring og fleksibilitet». I modellen er det den faste effekten og utkoblingen i (S47), og magasinene som allerede finnes; pumpekraft og lager over uker er ikke modellert for seg (presisering 4).

4.2 Datasenteret

Investeringen per MW IT er delt etter levetid. c_{bygg} er bygg, kraftanlegg, kjøling og tomt, uten nettilknytning: PERT 117/121/183 mill. kr/MW IT [K08-K03, K07-001, K07-K02], med levetid L_B: PERT 7/14/40 år [K07-003, K07-006, K07-010]. $c_H(t_v)$ er servere og nettverk for årgang t_v, med levetid L_H: 3, 4, 5, 6 eller 7 år med vekter 1, 2, 3, 2 og 1 niendedeler [K07-003, K07-006, K07-015, K08-042]. IT-utstyret byttes når levetiden er ute, så sant det er brikker (avsnitt 4.4). Bygg og første årgang betales jevnt over byggetiden τ_D før oppstart: PERT 1/2,5/3,6 år [K07-037]. Senere årganger betales ved slutten av året før de settes i drift (avklaring 33). Prisen på IT-utstyr per MW IT er

$$c_H(t_v) = c_{H,0}\,(1+\gamma_H)^{\min(t_v,\,2035)-2025} \tag{S13}$$

$c_{H,0}$ er prisen i 2025: PERT 239/271/384 mill. kr/MW IT [K08-K03, K08-020, K08-033, K08-039, K08-001], lik for Norge og konkurrenten. γ_H er den reelle endringen per år fram til 2035: jevn −0,05 til 0,05, en åpen forutsetning [K13-014, K08-037]. Etter 2035 er prisen fast.

Snittlasten λ trekkes direkte fra observerte tall (avsnitt 4.1). Sammenhengen med utnyttelsen brukes bare i kontrollen av tokensalg (avsnitt 4.3):

$$\lambda = \lambda_0 + (1-\lambda_0)\,\mu_u \tag{S14}$$

λ_0 er lasten når utstyret står uten oppgaver, og μ_u utnyttelsen. Ingen av dem står i parameterfila.

Årskostnaden for regnekraft per MW IT, med kraft fra løsning a, er

$$\begin{aligned} LCOC_a(t_v) = {} & c_{\text{bygg}}\,(1+\delta_{\text{bygg}})\,\text{CRF}(\rho_D, L_B) + c_H(t_v)\,\text{CRF}(\rho_D, L_H) \\ & + o_D + \Delta o_D + 8760\,\lambda\,PUE\,c_a \end{aligned} \tag{S15}$$

i kr per MW IT og år. o_D er drift utenom kraft (vedlikehold, arbeidskraft og vann, uten skatter): 1,72 mill. kr/MW IT per år [K08-K03]. Δo_D er tillegget for høyere bemanning i Norge: jevn 0–1,4 mill. kr/MW IT per år, en åpen forutsetning [K07-032, K07-033, K09-K03, K08-K03]. δ_{bygg} er tillegget i byggekostnad i Norge: jevn 0–0,142, en åpen forutsetning [K18-014]. c_a er kraftkostnaden fra (S9) eller (S11), nåverdivektet over årgangens faktiske driftsår (avklaring 15 og 42):

$$c_a(t_v) = \sum_t (1+\rho_D)^{-(t-t_v)}\,c_a(t) \Big/ \sum_t (1+\rho_D)^{-(t-t_v)},$$

med t fra t_v til $t_v + L_H - 1$, uten år etter T_s eller etter anleggets siste driftsår. Renter i datasenterets byggetid er ikke med i den nivåiserte formen, og dermed heller ikke i prisen på

regnekraft (S18). I Norges kontantstrøm betales bygg og første årgang derimot jevnt over byggetiden, ett til fire år, før oppstart (over); senere årganger betales året før de settes i drift, som i den nivåiserte formen. Forenklingen trekker derfor mot satsingen i netto nåverdi, med alle løsningene. Hvor mye, er ikke regnet (avsnitt 8.3; avklaring 143). (S15) gir kostnaden i Norge og, med konkurrentens tall, prisen på regnekraft (S18).

4.3 Inntekten

Regnekraft selges som kapasitet. Kildene viser flerårige kontrakter med fast pris og betalingsplikt [K08-033, K13-005, K13-K01]. Inntekten for en årgang er en fast årspris gjennom utstyrets levetid:

$$Y_k(t) = \mu\,\Gamma\,\bar{y}(t_v)\,P_{IT}, \qquad t_v \le t < t_v + L_H \tag{S16}$$

$Y_k(t)$ er inntekten for anlegg k i år t, i kroner. $\bar{y}$ er prisen per MW IT som er solgt og levert, i kr per MW IT og år. μ er Norges andel solgt kapasitet i forhold til konkurrentens: 1 i hovedkjøringen, en åpen forutsetning [K13-K01]; ingen kilde viser at Norge selger en mindre andel enn konkurrenten, og følsomheten med 0,90 og 0,95 viser hva det betyr. Γ er inntektsfaktoren fra (S44), under 1 bare i A. Med bortfall av etterspørsel ganges μ med $\mu_d(t_v)$ fra (S51). Prisen gjelder den som eier både bygg og maskinvare, slik modellens anlegg gjør; den som bare eier bygg og kraft, får 11–18 % av dette [K13-K01, K13-K02].

Lange leieavtaler finnes for bygg og kraft: 15 år for 352 MW IT i USA, og 16 år for 121 MW IT i Tydal, der leietakeren kan si opp uten gebyr etter ti år [K28-003, K28-001]. Lengden sier noe om etterspørselen etter plass og strøm, ikke om hvor lenge et knapphetspåslag på regnekraft varer. Kontraktene i kildene for selve regnekraften som oppgir pris per MW, gjelder for fem år eller kortere [K08-033, K13-005, K13-003]. De største avtalene om regnekraft i kildene gir ingen pris per MW og år. Selskapet bak leietakeren i Tydal har et partnerskap på 10 mrd. USD med et KI-laboratorium om 133 MW i Norge, og meldingen oppgir ikke løpetiden [K28-001, K28-002]. To avtaler oppgir beløp uten effekt: 1,25 mrd. USD i måneden til mai 2029, der begge parter kan si opp med 90 dagers varsel, og mer enn 30 mrd. USD i året fra regnskapsåret 2028 [K28-005, K28-007]. Den med lengst oppgitt løpetid, ti år, oppgir beløpet bare som mer enn 100 mrd. USD og effekten som inntil 5 GW [K28-004]. Alle avtalene i avsnittet utenom kontraktene på fem år eller kortere ble lagt inn i kildebanken 23. november 2026, etter resultatene, og ingen av dem endrer en parameter.

Prisen på regnekraft. I hovedkjøringen bestemmes prisen for alle årganger av kostnaden hos den som bygger neste anlegg et annet sted, pluss et knapphetspåslag som følger prisscenarioet:

$$\bar{y}(t_v) = LCOC^v(t_v)\,(1 + \pi_g(t_v)) \tag{S18}$$

$LCOC^v$ er (S15) regnet med konkurrentens tall: kraftprisen p^v i USA for industri, slik den betales, PERT 867/884/945 kr/MWh [K02-045, K08-K03]; PUE^v, PERT 1,09/1,14/1,21 [K07-022, K07-023, K07-024, K08-K03], med rangkorrelasjon 0,5 til PUE (en åpen forutsetning); og drift utenom kraft o_D^v, 3,21 mill. kr/MW IT per år [K08-K03], som har konkurrentens skatter med, fordi de er en kostnad den må ta igjen i prisen. Konkurrenten har ingen norske tillegg og samme c_{bygg}, c_H, levetider, λ og ρ_D som Norge. Konkurrenten er låst til USA; kraftprisen i EU vises som følsomhet. Konkurrenten har samme risiko for usolgt kapasitet som Norge, så prisen er per MW som er solgt.

Norges margin per MW IT og år er en regnskapsidentitet:

$$\begin{aligned} M_a(t_v) &= \mu\,\Gamma\,\bar{y}(t_v) - LCOC_a(t_v) \\ &= \underbrace{8760\,\lambda\,(PUE^v\,p^v - PUE\;c_a)}_{\text{kraftfortrinnet}} + \underbrace{\pi_g\,LCOC^v}_{\text{knapphet}} \\ &\quad + \underbrace{o_D^v - o_D - \Delta o_D - \delta_{\text{bygg}}\,c_{\text{bygg}}\,\mathrm{CRF}(\rho_D, L_B)}_{\text{drift, bygg og konkurrentens skatter}} - \underbrace{(1-\mu\,\Gamma)\,\bar{y}}_{\text{usolgt og ikke levert}} \end{aligned} \tag{S19}$$

Ligningen viser hva en margin for Norge hviler på. Brikkene koster det samme i Norge som andre steder. Kraft er om lag 7 % av årskostnaden for et slikt anlegg [K08-K03], og det er taket for kraftfortrinnet. Det Norge kan tjene utover vanlig avkastning, er forskjellen i kraftkostnad og i lokale kostnader, pluss knapphetspåslaget så lenge det varer. Modellen skiller ikke mellom et norsk fortrinn og et globalt knapphetspåslag som enhver investor får; (S19) skiller de to leddene i regnestykket, men de er ikke rapportert hver for seg (avsnitt 8.3). Dommen som teller, leses av i «normalisering», der påslaget er null. Med bortfall av etterspørsel står $\mu\,\mu_d$ i leddet for usolgt kapasitet og ikke i de tre andre (avklaring 83).

Prisscenarioene. Knapphetspåslaget følger de tre scenarioene:

$$\pi_g(t_v) = \begin{cases} \pi_0 \text{ for } t_v < t_1 + T_g, \text{ ellers } 0 & \text{knapphet varer} \\ 0 & \text{normalisering} \\ \pi_- \text{ for } t_v < t_1 + T_g, \text{ ellers } 0 & \text{overkapasitet} \end{cases} \qquad \pi_0 = \frac{y_{\text{obs}}}{LCOC^v(2025)} - 1 \quad \text{(S43)}$$

t_1 er året løsningens første anlegg settes i drift (i T første modul), og $T_g = 10$ år (modellvalg). y_{obs} er prisen i femårskontrakter for GPU-kapasitet fra 2025 og 2026: jevn 101–229 mill. kr/MW IT per år [K08-033, K13-005, K13-006]. π_0 regnes i hver trekning; blir den negativ, settes den til null. π_- er prisfallet under kostnad i «overkapasitet»: jevn $-0{,}45$ til $-0{,}25$, en åpen forutsetning [K08-030, K13-012]. Leieprisene for GPU-er i kildene falt fra 2023 til 2025. Fra oktober 2025 og i 2026 steg prisene igjen, i ettårskontrakter og i GPU-timeprisene generelt, og én leverandør oppgir 11–12 % høyere pris i nye tre- og femårskontrakter [K13-012, K08-031, K08-K04, K13-005]. Det høye nivået fra 2026 er med i spennet for y_{obs}. Et varig påslag har ingen kilde: den eneste tallfestede analogien i kildebanken, fra skipsfart, gir at et påslag er halvert på om lag halvannet år [K13-016]. «Knapphet varer» betyr her at dagens påslag står ved lag til ti år etter at løsningens første anlegg er i drift (presisering 8). Det og «overkapasitet» er konstruerte scenarioer og merkes slik overalt der de vises. Scenarioene får ingen sannsynligheter. To følsomheter erstatter første linje i (S43) og leses av i «knapphet varer» (avklaring 120): $\pi_g(t_v) = \pi_0$ for alle årganger, og «avtakende knapphet», $\pi_g(t_v) = \pi_0\, e^{-(t_v - 2026)/\tau_\pi}$ for alle årganger, der τ_π er tiden til påslaget er redusert til $1/e$: jevn 2–2,8 år [K13-016].

En kontraktspris og en fallende spotpris legges aldri oppå hverandre. Koden har en funksjon som regner en spotbane om til samme størrelse; rapporten bruker ikke dette:

$$\bar{y}(t_v) = \text{CRF}(\rho_D, L_H) \sum_{x=0}^{L_H - 1} \frac{y_{\text{spot}}(t_v + x;\, t_v)}{(1+\rho_D)^{x+1}} \qquad \text{(S17)}$$

$y_{\text{spot}}(t;\, t_v)$ er spotprisen i år t for utstyr fra årgang t_v, i kr per MW IT og år. (S17) gir den faste årsprisen som har samme nåverdi over utstyrets levetid.

Pristerskelen. Fordi ingen kilde kan forutsi prisen på regnekraft, uttrykkes dommen også som en terskel (regel 3). Terskelen k_g er den faktoren prisen $\bar{y}(t_v)$ må ganges med for alle årganger for at medianen av netto nåverdi skal bli null i scenario g. Faktoren står alle steder μ står sammen med prisen; π_0 regnes uten den, og utbyggingen og kostnadene er uendret (avklaring 105). Terskelen holdes mot spennet kontraktsprisene i kildene viser, $k_g \le y_{\text{obs}}^{\max} / \text{median}_\omega\, LCOC_\omega^v(2025)$, med $y_{\text{obs}}^{\max}$ som øvre grense for y_{obs} (avklaring 106). Hvordan den søkes, står i avsnitt 5.4.

Salg av tokens: en kontroll som ikke inngår i dommene. Inntekt og kostnad kan også regnes per token, den enheten språkmodeller selges i:

$$Y_k(t) = \sigma\; p_{\text{tok}}(t)\; \theta(t_v)\; \mu_u\; P_{IT} \cdot 31{,}536 \cdot 10^6 \qquad \text{(S20)}$$

$$LCOT_a = \frac{LCOC_a}{\theta\,\mu_u \cdot 31{,}536 \cdot 10^6} \tag{S21}$$

θ er millioner tokens per sekund per MW: jevn 0,38–4,03 [K08-016]. p_{tok} er prisen i kr per million tokens, og σ andelen av tokenprisen som går til den som eier regnekrafta: jevn 0,145–0,6 [K13-017, K01-040]. $31{,}536 \cdot 10^6$ er antall sekunder i et år. $LCOT_a$ er kostnaden per million tokens. Kildenes θ er per MW brikkeeffekt med alt inkludert, ikke per MW IT, så kontrollen gjelder per MW brikkeeffekt: 9 mill. USD per MW og år, $\theta = 4{,}03$ og $\mu_u = 0{,}8$ gir 0,089 USD per million tokens, innenfor kildens 0,075–0,19 [K08-016]. λ_0, μ_u og p_{tok} brukes bare her. Listeprisen på tokens er prisen til den som eier modellen, og brukes aldri som tokenfabrikkens pris.

4.4 Utbyggingen

Tidligste år. Første kjernekraft kommer tidligst τ_F år etter beslutningen, eller senere når fem år fram til byggestart pluss byggetiden er lengre. Byggetiden inngår, så en lengre byggetid forsinker første kraft. Tidligste år for en løsnings første anlegg er

$$t_1^{\min} = T_0 + \max\left(\tau_F,\ \tau_{\text{reg}}^{\min} + \tau_N\right) \quad \text{(A, B, B}'\text{)}, \qquad t_1^{\min} = T_0 + \tau_{\text{nett}} \quad \text{(C, R)} \tag{S33}$$

$t_1^{\min}$ er et tidspunkt; første driftsår er $\lceil t_1^{\min} \rceil$ (avklaring 21). τ_F er utvalgets og konsulentenes anslag for hele løpet fra beslutning til første kjernekraft: PERT 15/20/25 år [K05-031, K05-032, K05-030]. $\tau_{\text{reg}}^{\min}$ er minste tid fra beslutning til byggestart, 5 år [K05-032]. Med disse fordelingene kan første kjernekraft tidligst komme i 2042; forhåndsregistreringen sier tidligst rundt 2045. Tidligste år for T står i (S48).

Grensene for utbyggingen. Kapasiteten som kan bygges per år, i MW IT, regnet fra T_0, er

$$\Delta P_{IT}(t) \le \min\Big(\bar{n}_{\text{reaktor}}\frac{P_{IT}}{P_G^N}\ \text{(A, B, B}'\text{)},\quad \frac{10^6\,\bar{g}\,\bar{w}_{\text{tørt}}}{8760\,\lambda\,PUE}\ \text{(C)},\quad 1\,000\,s_{\text{brikker}}\,G_{\text{server}} - \text{utskifting}(t)\Big) \tag{S22}$$

Første ledd er reaktorene: $\bar{n}_{\text{reaktor}}$ er kjernekraften som kan settes i drift per år, jevn 500–2 000 MW per år, en åpen forutsetning [K16-002, K03-047, K21-077], og P_G^N reaktoreffekten ett anlegg trenger ($\lambda\,PUE\,P_{IT}/KF$ i B, $N_u P_u$ med reserveenhetene i A og B'). Andre ledd er ny fornybar kraft, med $\bar{g}$ i TWh per år og $\bar{w}_{\text{tørt}}$ som porteføljens produksjon i tørt år mot normalår; leddet regnes i energi, så $\bar{w}_{\text{tørt}}$ trengs ikke som eget tall (se under). Tredje ledd er brikkene: s_{brikker} er største andel av verdens produksjon av AI-servere ett program kan få, jevn 0,01–0,056, en åpen forutsetning [K20-021], og G_{server} verdens produksjon, 25 GW per år, regnet som IT-effekt [K01-015, K20-018]. Tallet holdes fast for alle år, fordi vekst etter 2027 ikke har noen kilde. Det er i disfavør av store programmer: vokser verdens produksjon, rekker brikkene til flere anlegg. Utskifting(t) er MW IT i årganger som byttes i år t.

Avklaringene leser (S22) slik:

- *Oppsamlet grense.* Hvert av de tre leddene samles opp for seg fra og med $T_0 + 1$. Anlegg k settes i drift det første året, ikke før $\lceil t_1^{\min} \rceil$, der hvert oppsamlet ledd rommer k hele anlegg. Reaktorleddet i år t er $\bar{n}_{\text{reaktor}}\,(t - T_0)$ MW og må romme $k\,P_G^N$. En reaktor som er ferdig i et år uten leveranser av brikker, finnes fortsatt (avklaring 23).

- *Fornybarleddet* regnes i energi: anlegg k kan starte når $\bar{g}\,(t - T_0)$ rommer porteføljene til anlegg $1, \ldots, k$, fylt i rekkefølgen i (S39). $\bar{w}_{\text{tørt}}$ trengs da ikke som eget tall (avklaring 24).

- *Brikkene er et lager* (avklaring 25, et valg prosjekteier avgjorde): det som er levert fra og med løsningens første mulige driftsår $\lceil t_1^{\min} \rceil$, minus det nye anlegg og nye årganger har

brukt. Leveranser før det teller ikke: brikker kan ikke spares opp før et anlegg kan starte. Et nytt anlegg og en ny årgang bruker P_{IT} hver, og bare hele årganger byttes. Utskifting går foran nye anlegg, og den årgangen som ble utlevd først, byttes først. Rekker ikke lageret, venter utskiftingen. Kapittel 4 i spesifikasjonen sa at grensen regnes fra T_0 også for brikkene; lest slik ville 15 til 25 års leveranser vært spart opp før første kjernekraft. Valget er i disfavør av store, raske programmer. Følgen er at programmet ikke kan ha flere anlegg med brikker samtidig enn leveransene over én IT-levetid rekker til, $s_{\text{brikker}}\, G_{\text{server}}\, L_H / P_{IT}$ (med G_{server} i MW), pluss det lageret rekker til når kraftsiden har holdt utbyggingen tilbake. Med spennene i parameterfila er leveransene 250 til 1 400 MW IT per år, og over én IT-levetid rekker de til mellom 0,75 og 9,8 anlegg. Det er lest ut av parameterfila og er ikke et modellresultat. Nederst i spennene rekker de altså ikke til ett helt anlegg, så grensen kan ramme også ett anlegg.

- *Anlegg uten brikker* (avklaring 26). En årgang som er utlevd og ikke kan byttes, står uten inntekt til den byttes. Anlegget bruker da ikke kraft, men drift utenom kraft, kraftverkets faste kostnader og ulykkeskostnaden løper, og kraftverk på nettet produserer og selger som før.

- *Eksportregelen* (avklaring 27). Med sannsynlighet ϕ_X per år innføres en eksportregel som stanser leveranser til store klynger i D_X år: ϕ_X er jevn 0–0,24 per år [K20-017, K20-004, K20-K01] og D_X jevn 1–4 år, begge åpne forutsetninger. Hvert år har ett jevnt fordelt tall per trekning, fra en egen strøm av tilfeldige tall; en regel innføres når tallet er lavere enn ϕ_X. En regel som innføres mens en annen gjelder, forlenger stoppen. I år med stopp leveres ingenting, og verken nye anlegg eller nye årganger starter. Den øvre grensen for ϕ_X svarer til én hendelse på om lag 4,1 år: et utkast fra 2026 som ville rammet store klynger også i allierte land, og som ble trukket [K20-004, K20-K01]. Utkastet satte vilkår for lisens, ikke et forbud; modellen leser en regel som full stans i leveransene, og det trekker mot satsingen. Under regelen fra januar 2025 var Norge blant landene med de lempeligste vilkårene [K02-029]. Risikoen gjelder bare Norge, fordi konkurrenten er i USA. Dommen som teller, er den med ϕ_X trukket; dommen gitt at det ikke skjer, vises ved siden av.

- *Bygging når oppstarten forskyves* (avklaring 28). Byggingen følger året anlegget faktisk starter, også når brikkene forskyver det. Modellen regner altså som om forsinkelsen er kjent når byggingen starter; det er en forenkling i favør av satsingen, lik for alle løsningene.

Skranker for arbeidskraft og kapital har ingen norsk kilde og er ikke med. Spesifikasjonen sier at behovet for arbeidskraft og kapital skal rapporteres; det er ikke regnet (avsnitt 8.3).

Utbyggingsbanene. Hvert anlegg er $P_{IT} = 1\,000$ MW IT. En bane er et antall anlegg N^*, bygd så fort (S22) tillater. Modellen regner en fast stige av baner: 1, 5, 10, 20 og 40 anlegg (modellvalg). Hvilke trinn som gir dommen, står i avsnitt 2.3. Er ikke alle anleggene i banen satt i drift innen T_s, lar banen seg ikke bygge. Da regnes ingen netto nåverdi for den (avklaring 30), og det er et resultat (presisering 1). Utbygging med stopp, der anlegg $k+1$ bare bygges hvis marginen (S19) for siste årgang i drift er positiv, skulle etter spesifikasjonen regnes for seg, utenfor dommen. Den er ikke kodet og ikke regnet i denne versjonen (avsnitt 8.3).

Faste kostnader for et nytt kjernekraftland. A, B og B' belastes én gang per program

$$K_{\text{prog}}(t) = \frac{s_{\text{mynd}}\, N_{\text{årsverk}}\, c_{\text{årsverk}}}{t_1 - T_0}, \qquad T_0 < t \le t_1 \tag{S41}$$

i kroner per år. $N_{\text{årsverk}} = 7\,700$ er utvalgets anslag for årsverkene det tar å bygge infrastrukturen for et nasjonalt program [K05-023]. Om lag 75 % ligger hos eier og operatør og er med i

eierkostnadene i $c_{N,\text{ref}}$. Modellen regner myndighetenes andel s_{mynd}: jevn 0,2–0,25 [K05-023, K16-003]. $c_{\text{årsverk}}$ er kostnaden per årsverk i myndighetsapparatet, med sosiale kostnader: jevn 1–2 mill. kr, en åpen forutsetning [K09-015]. Kostnaden fordeles likt på årene fram til første anlegg. Løpende tilsyn i driftsfasen er ikke med: kildebanken har bemanning for tilsyn i andre land [K05-024], men ingen kostnad for Norge. T-K belastes (S41) når det bygges kjernekraft (avsnitt 4.11).

4.5 Kraftsystemet

Avsnittet gir prisvirkningen, kraft- og effektbalansen og velferden i kraftmarkedet, som M3 og M4 og kraftprisen i kontantstrømmen bygger på (spesifikasjonen kapittel 5).

Prisvirkning. NVE har regnet tolv scenarioer for 2035, med kraftbalanse for Norge og pris per prisområde [K21-086, K21-087, K06-021, K06-005]. For hvert område og for Norge samlet tilpasses en rett linje $P_z(S) = \alpha_z + b_z S$ med minste kvadraters metode til de tolv punktene, der S er Norges kraftbalanse i et normalår (produksjon minus forbruk, i TWh). Hellingen er tatt på tvers av NVEs scenarioer, som skiller seg i mer enn kraftbalansen; den er derfor ikke en målt marginal prisvirkning. Rapporten oppgir ikke prisnivået. Prisene er tatt som 2023-kroner, fordi Basis er lik NVEs langsiktige analyse i 2023-kroner, og regnet om til 2025-kroner [K21-086]. Utenfor området NVE har regnet på, brukes

$$P_z(S) = \begin{cases} \alpha_z + b_z S & S \geq -3{,}6 \text{ TWh} \\ \alpha_z + b_z(-3{,}6) + b_{\text{ut}}\, b_z\,(S + 3{,}6) & S < -3{,}6 \text{ TWh} \end{cases} \tag{S38}$$

$P_z(S)$ er prisen i kr/MWh. b_{ut} er faktoren på prisvirkningen når balansen er svakere enn −3,6 TWh: jevn 1–3, en åpen forutsetning [K06-023, K06-K02, K06-006]. Prisvirkningen av løsning a i år t og værår v er

$$\Delta p_z(t,v) = m_v\, s_v \Big[P_z(S^0 - \Delta Q(t,v)) - P_z(S^0)\Big], \qquad \Delta Q = (1-\delta_V)\sum_k Q^{\text{nett}}_{D,k} - \sum_k Q^{\text{nett}}_{G,k} \tag{S23}$$

S^0 er kraftbalansen i nullalternativet, samme verdi alle år: PERT −15/14,4/19,6 TWh [K06-005, K21-087, K06-006]. ΔQ er nytt forbruk fra nettet minus ny produksjon til nettet, i MWh (regnet om til TWh i (S38)). δ_V er andelen av statens nettuttak som tar plass fra private datasentre som ellers ville brukt samme nettkapasitet (avsnitt 4.1). m_v er prisnivået i været mot normalåret, og s_v en faktor på virkningen i tørt år; i normalår er $m_v = s_v = 1$. Tørt år er det tørreste av NVEs værår, med $m_{\text{tørt}} = 1{,}49$, forholdet mellom prisen i tørreste år og i normalår i NVEs tall for 2030 [K06-010], og $s_{\text{tørt}}$ jevn 1–1,5, en åpen forutsetning [K06-021]. Tabell 6 viser hva som står i ΔQ.

Tabell 6. Uttak fra og produksjon til nettet i (S23), per løsning (spesifikasjonen kapittel 5.1).

Løsning	Q_D^{nett}	Q_G^{nett} i normalår	I tørt år
A	0	0	–
B	E_D	E_N	som normalår
B'	E_D	E_N for A-verket	som normalår
C	E_D	E_G (større enn E_D)	$\sum_i w_{i,\text{tørt}} E_{G,i} = E_D$
R	E_D	0	som normalår

T-F regnes som C, og kjernekraftmodulene i T-K som B (avsnitt 4.11). Et anlegg som står uten brikker, bruker ikke kraft og teller ikke i Q_D^{nett} (avklaring 26). M3 er i hver trekning den største av $\Delta p_z / p_z^0$, med $p_z^0 = m_v P_z(S^0)$, over prisområdene, de to værårene og alle driftsår, det vil si år der minst ett anlegg drives (avklaring 58 og 95). $m_{\text{tørt}}$ står da i teller og nevner

og påvirker ingen dom; er prisen uten satsingen null eller negativ i et område, er det en feil og ikke et tall (avklaring 58). Linjene for NO1–NO5 brukes bare i M3. Kontantstrømmen bruker linja for Norge samlet i normalår, $p(t) = P_{\text{Norge}}(S^0 - \Delta Q(t))$, fordi modellen ikke plasserer anleggene i et prisområde (avklaring 31). Kurven er kalibrert på nasjonal balanse i 2035 og gir en førsteordens virkning. Hvor i landet anleggene ligger, flaskehalser mellom områdene og programmer som er mye større enn NVEs scenarioer, fanges derfor dårlig (kapittel 9).

Kraftbalanse og effektbalanse. Kraftbalansen for resten av landet er ikke svakere enn i nullalternativet når $\Delta Q(t, v) \le 0$, i normalår og i tørt år. Effektbalansen i den knappeste timen, mot nullalternativet, for løsningene på nettet er

$$\Delta R(t) = \sum_i \kappa_i \, P_{G,i}(t) - (1-\delta_V) \, PUE \sum_k P_{IT,k}(t), \qquad \Delta R^{-1}(t) = \Delta R(t) - \max_i \kappa_i P_{u,i} \tag{S24}$$

i MW. κ_i er andelen av installert effekt som kan regnes med i den knappeste timen: for kjernekraft $1 - o_f$ for alle enhetene ($1 - o_f^A$ for små enheter i B', avklaring 3); for vind på land jevn 0,03–0,09 [K11-024]; 0,88 for vannkraft og 0 for havvind [K11-024]. $P_{G,i}$ er installert effekt i drift i år t: hele enheter på P_{ref} i B, $N_u P_u$ per anlegg i B', og $E_{G,i}/h_i$ i C. Summen over $P_{IT,k}$ gjelder anleggene som har en årgang i drift (avklaring 32). ΔR^{-1} er det samme med største nye enhet ute: når et kraftverk faller ut, trekker datasenteret fortsatt samme effekt. A har ingen forbindelse til nettet: $\Delta R = \Delta R^{-1} = 0$ og $F_A = 0$.

Effekten som mangler, dekkes med det billigste av to navngitte tiltak. Det ene er ny fast effekt for det som mangler uten utfall, og reserve for det som mangler i tillegg når største enhet er ute. Det andre er tilknytning på vilkår [K17-014]: datasenteret kobler ut eller går på egne aggregater i de knappe timene og taper inntekten for dem.

$$\begin{gathered} F_a = \min\Big(c_{\text{fast}} \, R^- + c_{\text{res}} \, (R^{-1,-} - R^-), \quad h_{\text{knapp}} \, \frac{\mu \, \bar{y}}{8760 \, PUE} \, R^{-1,-}\Big), \\ R^- = \max(0, -\Delta R), \qquad R^{-1,-} = \max(0, -\Delta R^{-1}) \end{gathered} \tag{S47}$$

F_a er i kroner per år for hele programmet. c_{fast} er kostnaden for ny fast effekt (en gassturbin, per MW som kan regnes med): PERT 1 296 000/1 421 000/1 461 000 kr/MW per år [K17-021, K17-K02]. Gassturbinen er en prisreferanse for fast effekt; utslipp fra drift i de knappe timene og leveringstiden er ikke regnet. c_{res} er kostnaden for reserve mot utfall av største enhet: jevn 800 000–1 696 000 kr/MW per år [K17-017, K17-020]. h_{knapp} er timene per år datasenteret må koble ut: jevn 0–200, en åpen forutsetning [K17-014, K15-010]. Andre arm er den tapte inntekten: prisen per MW IT og time, delt på PUE for å gjelde per MW uttak. F_a regnes hvert år ut fra $\Delta R(t)$ og $\Delta R^{-1}(t)$, og $\bar{y}$ er snittet av prisen for årgangene som er i drift det året, i samme prisscenario; med bortfall er det snittet av $\mu_d \, \bar{y}$ (avklaring 13 og 77). Er ingen årgang i drift, er $F_a = 0$ (avklaring 32). F_a fordeles på anleggene etter energibruk, og et anlegg uten brikker bærer ingenting. Største nye enhet gjelder kjernekraft; i C og R er leddet $\max_i \kappa_i P_{u,i}$ null. En følsomhet regner bare med den delen av største nye enhet som er større enn dagens dimensjonerende feil i Norden, $P_{\text{dim},0} = 1\,450$ MW [K17-016, K17-015]. Med enheter på høyst 1 000 MW faller leddet for største enhet da helt bort, så $R^{-1,-} = R^-$, og effektkostnaden blir lavere eller lik (avklaring 121).

M4 vurderes uten tiltak: «holder» krever $\Delta Q \le 0$ og $\Delta R^{-1} \ge 0$ i alle driftsår, der største nye enhet regnes som hele enheten (presisering 4). Tiltakene i (S47) er kostnadsført i M1 og har ingen øvre grense, så M4 kan bli «holder under betingelser», men ikke «holder ikke», på effekt alene. Likheter prøves med toleransen 10^{-12} ganger programmets årlige energibruk og største uttak (avklaring 58). Stresstimen er én time; en kald uke uten vind fanges ikke.

Velferd i kraftmarkedet. Datasenterets kjøp og kraftverkets salg står i kontantstrømmen. For resten av Norge er en prisendring en overføring mellom produsenter og forbrukere, bortsett

fra handelen med utlandet. Regnet for Norge samlet, med eksisterende produksjon Q^S og øvrig forbruk D, begge upåvirket av prisen (slik NVE regner førsteordens virkninger), er $Q^S - D = S^0$ før og etter, og

$$\Delta W(t) = \Delta\bar{p}(t)\; S^0 \tag{S25}$$

i kroner per år, med $\Delta\bar{p}$ som prisendringen for Norge samlet i kr/MWh og S^0 i MWh. Sammen med kontantstrømmen gir det endringen i Norges eksportinntekt. En prisoppgang i et land som eksporterer, er en gevinst for landet samlet og et tap for forbrukerne. Hvor mye husholdninger og næringsliv betaler mer eller mindre, er ikke regnet; M3 viser prisendringen per prisområde slik den følger av Norges samlede kraftbalanse, og hvor anlegget ligger, er ikke med (avsnitt 8.3). ΔW regnes for normalår. Flaskehalsinntekter mellom norske områder og på utenlandskablene, og statens utgifter til strømstøtte, er ikke med.

4.6 Samfunnsøkonomi (M1)

Netto nåverdi for Norge av løsning a, mot nullalternativet, på kontantstrømform, er

$$\begin{aligned} NNV_a = \sum_t D_D(t)\, KS_D(t) + \sum_t D_N(t)\Big[& KS_N(t) + \Delta W(t) - p_{CO_2}(t)\, U^{\mathrm{NO}}(t) \\ & - K_{\mathrm{prog}}(t) - V(t)\Big] - \varphi\, SE + RV \end{aligned} \tag{S26}$$

i kroner, med t fra T_0 til T_s, $D_D(t) = (1+\rho_D)^{-(t-T_0)}$ og $D_N(t) = (1+\rho_N)^{-(t-T_0)}$. KS_D er datasenterets kontantstrøm, diskontert med ρ_D, og KS_N kontantstrømmen for kraftverk, nett og effekt, diskontert med ρ_N og i A med ρ_A. Virkningene for resten av Norge (ΔW, utslipp, K_{prog} og V) diskonteres med ρ_N i alle løsningene, også i A (avklaring 36). Kontantstrømmene er til kalkulasjonspriser: uten skatter og avgifter, lønn med påslag for sosiale kostnader, og importerte brikker og reaktorer som kostnader. Kostnaden c_a fra (S9) og (S11) brukes aldri her. Nullalternativet har $NNV = 0$ per definisjon. Rundskrivets rente for andre statlige tiltak (4 % de første 40 årene etter T_0, så 3 % til år 75 og 2 % deretter) vises bare som følsomhet, merket som avvik fra rundskrivet; den erstatter da alle diskonteringsfaktorene i (S26) og (S40) (avklaring 118 (b)).

Datasenterets kontantstrøm. Kontantstrømmen for datasentrene i programmet er

$$\begin{aligned} KS_D(t) = \sum_k \Big[& \mu\, \Gamma\, \bar{y}(t_v)\, P_{IT} - (o_D + \Delta o_D)\, P_{IT} \\ & - (1+n_{\mathrm{tap}})\, p_z(t)\, E_D \cdot \mathbf{1}[a \neq A] - I_{\mathrm{bygg}}(t) - I_H(t)\Big] \end{aligned} \tag{S34}$$

i kroner per år. Første ledd er inntekten (S16). $p_z(t)$ er prisen for Norge samlet i normalår etter prisvirkningen (avklaring 31), her og i (S35). I_{bygg} og I_H er investeringene i bygg og IT-utstyr i året de betales, med tillegget δ_{bygg} i I_{bygg}. Kraftkjøpet gjelder løsningene på nettet, til prisen etter prisvirkningen og med marginale nettap. Et anlegg uten brikker har ikke kraftkjøp (avklaring 26). Bygg og første årgang betales over τ_D før anleggets første driftsår; eiendeler uten egen byggetid (senere årganger, nettilknytning, buffer, aggregater og linjer) betales ved slutten av året før de settes i drift. Ingen betaling kan falle før T_0 (avklaring 33).

Kontantstrømmen for kraftverk, nett og effekt. Kontantstrømmen for kraftverkene, nettet og effekten i programmet er

$$\begin{aligned} KS_N(t) = & \sum_k \sum_i \Big[\varsigma_i\, \psi_i\, p_z(t)\, E_{G,i} \cdot \mathbf{1}[a \neq A] - I_{G,i}(t) - \mathrm{drift}_i(t) - D_{\mathrm{avv},i}(t)\Big] \\ & - \sum_k \Big[q_N E + I_k^{\mathrm{nett}}(t) + I_{\mathrm{buf}}(t) + f_{\mathrm{buf}} P_{\mathrm{buf}} + I_g(t)\Big] - F_a(t) \end{aligned} \tag{S35}$$

i kroner per år. Første sum er kraftverkene: salg med faktoren ς_i fra (S45), investering $I_{G,i}$ i året den betales, drift og avvikling. Drift$_i$ er fast og variabel drift, brensel og avfallsavgift for kjernekraft, og drift etter parameterfila for vind, vannkraft og havvind. I A regnes variabel drift, brensel og avfallsavgift på energien datasenteret bruker, E_D, ikke på ΓE_D (avklaring 35). D_{avv} betales ved slutten av kjernekraftverkets siste driftsår; kommer det etter sluttåret, står det i (S40). Andre sum er ulykkeskostnaden fra (S6), nettinvesteringen $I_k^{\text{nett}} = I_{\text{nett}}\,[(1-\delta_V)\,PUE\,P_{IT} + P_G^N]$, og i A bufferen og den eksterne forsyningen fra (S36). Leddene for buffer og ekstern forsyning gjelder bare A, og nett og effekt bare løsningene på nettet. I R er $KS_N = -\sum_k I_k^{\text{nett}} - F_R$.

De andre leddene i (S26).

- U^{NO} er utslipp i Norge. Skatter og avgifter er tatt ut av kontantstrømmen, så ingen norske utslipp er priset der. Modellen regner utslippene fra bygging som skjer i Norge: $U^{\text{NO}}(t) = s_B^{\text{NO}}\,u^B\,P_{IT}$ for hvert bygg, første og fornyet, som settes i drift i år t (avklaring 37). s_B^{NO} er andelen av utslippene fra bygging som skjer i Norge: jevn 0,2–0,6, en åpen forutsetning uten post. u^B står i (S32). $p_{CO_2}(t)$ er karbonprisen for utslipp utenfor kvotesystemet, Finansdepartementets sentrale bane, for eksempel 1 588 kr per tonn i 2026, 3 367 i 2035 og 10 956 i 2100, lineært mellom årene i tabellen [K09-013, K09-014]. Utslipp i utlandet står i M5.

- $V(t) = \delta_V\,Q_D^{\text{nett}}\,t_{\text{el}}$ er verdien av det satsingen fortrenger når den tar nettkapasitet private datasentre ellers ville brukt. Verdien for Norge av et privat, utenlandskeid datasenter er satt til elavgiften det betaler, $t_{\text{el}} = 69$ kr/MWh [K06-044, K15-028, K21-071]. Det er en forutsetning; δ_V har ingen kilde og starter ikke i null. Den delen av uttaket som fortrenger, trenger ikke nytt nett; resten gjør det. Skatt på overskuddet og eiendomsskatt fra et slikt datasenter er ikke med. Verdien trekkes fra satsingens nåverdi, så en høyere verdi per MWh ville gitt lavere netto nåverdi for den statlige satsingen.

- K_{prog} er de faste kostnadene for et nytt kjernekraftland (S41).

- SE er subsidieelementet, det prosjektet ikke tjener inn igjen. Prosjektet er programmet for løsningen, samlet (avklaring 39): $SE = \max\left(0,\ -[\sum_t D_D\,KS_D + \sum_t D_N\,KS_N + RV]\right)$. Skattekostnaden $\varphi = 0{,}20$ kroner per krone belastes det [K09-009, K09-010]. At salget regnes med ς_i også her, gir et høyere subsidieelement når tilleggsregelen binder. Ingen kilde avgjør om skattekostnaden gjelder kapital staten skyter inn som egenkapital eller lån [K14-013]. Tre andre lesninger vises som følsomhet: subsidieelementet regnet med statens lånerente, φ på all innskutt kapital, og $\varphi = 0$ (avklaring 118 (c) og (d)).

- RV er restverdien etter (S40).

Dommene regnes med ett heleid statlig selskap (presisering 3). Da går ingenting til eiere utenfor Norge. Netto nåverdi diskonteres likt for alle eierformer; eierformene sammenlignes for seg i avsnitt 4.8.

Restverdi og avvikling etter sluttåret. Et anlegg som har driftstid igjen ved sluttåret, får verdien av kontantstrømmen det ville gitt i resten av driftstiden, hvis den er positiv. Restverdien regnes for anlegget samlet, datasenter og kraftverk:

$$RV_k = \left[\max\left(0,\ \sum_{x=1}^{L_k^{\text{rest}}} \frac{\overline{NK}_k}{(1+\rho_D)^x}\right) - \frac{D_{\text{avv}}\,N_u P_u}{(1+\rho_N)^{L_k^{\text{rest}}}}\right](1+\rho_D)^{-(T_s-T_0)} \tag{S40}$$

i kroner, i nåverdi ved T_0. $L_k^{\text{rest}} = t_k + L_N - 1 - T_s$ er driftsårene som står igjen etter sluttåret for anlegget med første driftsår t_k; et anlegg med $L_k^{\text{rest}} \le 0$ har ingen restverdi og intet ledd

(avklaring 21). $\overline{NK}_k$ er snittet av anleggets netto kontantstrøm i årene $T_s - L_H + 1, \ldots, T_s$, med fornyelsene i de årene; snittet går over alle årene i vinduet, også år anlegget ikke var i drift. Anleggets netto kontantstrøm er alle anleggets ledd i (S34) og (S35), også $q_N E$, nettinvesteringen og andelen av F_a (avklaring 38). Et anlegg som taper penger, får ingen restverdi, men avviklingen trekkes alltid fra, også når den kommer etter sluttåret, diskontert med ρ_N (med ρ_A i A, avklaring 8). Restverdien kan derfor bli negativ. Følgen av ligningen er at et anlegg som starter mindre enn L_H år før sluttåret, sjelden får restverdi, og at snittet avhenger av om en utskifting faller i vinduet. I B hører enhetene til programmet: kjernekraftens kontantstrøm for året deles likt på anleggene som drives det året, og avviklingsleddet regnes for hver gruppe enheter som går ut etter T_s, med enhetenes egne gjenværende driftsår (avklaring 29). Kraftverkets del av restverdien, som tilleggsregelen bruker, er (S40) regnet på kraftverkets salg, investering og drift, uten ulykkeskostnad og nettilknytning; datasenterets del er resten (avklaring 22).

4.7 Bedriftsøkonomi (M2)

M2 spør om tokenfabrikken er konkurransedyktig, ikke om staten kan låne billig. Kostnaden regnes med markedets avkastningskrav, som er ρ_D, ρ_N og ρ_A uendret, fordi de allerede er private krav (avklaring 43), og med det en bedrift faktisk betaler: nettariff t_{nett} og elavgift t_{el} i stedet for marginale nettap. Nettariffen for stort forbruk er PERT 204/342/407 kr/kW per år [K17-008, K17-009], regnet per kW av anleggets største uttak, $PUE\, P_{IT}$. Elavgiften gjelder også kraft bak måleren, så A betaler den på E_D, men ikke nettariff. Bedriften betaler tariffen hvert år anlegget drives, også år det står uten brikker, og elavgiften bare på kraft som brukes. I $LCOC^{\text{bed}}$ er tariffen bare med i årene en årgang er i drift; år uten brikker hører ikke til noen årgang. Det er lite og i favør av løsningene på nettet i M2 (avklaring 67). I (S28) og (S30) er tariffen med hvert år. $LCOC_a^{\text{bed}}$ er (S15) med disse byttene, uten (S45), uten nettinvesteringen H_a, som tariffen dekker, og med bare utkoblingsarmen i (S47): en bedrift som er tilknyttet på vilkår, betaler ikke for ny fast effekt. q_N står i $LCOC^{\text{bed}}$, fordi eieren er staten, som bærer det forsikringen ikke dekker; det er i disfavør av A, B, B' og T-K i M2. Norske skatter utover elavgift og nettariff (for eksempel eiendomsskatt) har ingen parameter og er ikke med; det er i favør av satsingen. Prisen i (S18) bygger på konkurrentens kraftpris og skatter slik de betales.

$$LCOC_a^{\text{bed}}(t_v) \le \mu\, \Gamma\, \bar{y}(t_v) \tag{S27}$$

Begge sider er i kroner per MW IT og år. Forhåndsregistreringen sier «kostnaden under prisen». Modellen leser det slik at M2 er oppfylt i en trekning når ulikheten holder nåverdivektet over alle årgangene i banen (presisering 2):

$$\sum_{t_v} D_D(t_v)\, \left[\mu\, \Gamma\, \bar{y}(t_v) - LCOC_a^{\text{bed}}(t_v)\right] \ge 0 \tag{S42}$$

Summen er i kroner per MW IT. Hver årgang i hvert anlegg har ett ledd med vekten $D_D(t_v)$, uansett hvor mange år den går: $LCOC^{\text{bed}}(t_v)$ er en nivåisert kostnad over full levetid, så hver årgang prøves som en investeringsbeslutning (avklaring 44). Med bortfall av etterspørsel står $\mu\, \mu_d(t_v)$ i stedet for μ (avklaring 83). Kjent egenskap: kjernekraftverkets nettilknytning $I_{\text{nett}}\, P_G^N$ står i H_a og ikke i tariffen, så den er ikke med i M2, i (S28) eller i (S30). For fornybar kraft ligger nettkostnaden i investeringstallet og er med. Regelen er i favør av B, B' og T-K mot C, T-F og A i M2 og i sammenligningen av eierformer; netto nåverdi berøres ikke (avklaring 87 og 94 (e)).

Nåverdi etter skatt. Prosjektets nåverdi etter skatt med eierformens kapitalkostnad r_e (S29) regnes som tillegg:

$$NV_e = \sum_t \frac{Y(t) - K^{\text{drift}}(t) - I(t) - Skatt_e(t)}{(1 + r_e)^{t - T_0}} \tag{S28}$$

i kroner, med t fra T_0 til T_s. $NK = Y - K^{\text{drift}} - I$ er bedriftens kontantstrøm for programmet, med byttene over (avklaring 45). Y er inntekten fra regnekraft. K^{drift} er drift utenom kraft, kraftkjøp til p_z (uten marginale nettap), elavgift, nettariff, kraftverkenes drift, avvikling når den betales, $q_N E$, utkoblingsarmen i (S47) og faste kostnader for buffer, minus kraftverkenes salg; i (S28) regnes salget uten (S45). I er alle investeringer unntatt nettilknytningen. Det som kommer etter T_s, føres som en restverdi RV^{bed} i $NK(T_s)$: (S40) regnet på bedriftens kontantstrøm, uten faktoren tilbake til T_0, og behandlet som ett salg av hele programmet ved T_s (avklaring 62).

Skatten regnes som om prosjektet ikke har gjeld, fordi rentefradraget ligger i r_e (avklaring 48). Hver betaling avskrives lineært fra eiendelens første driftsår over levetiden; en eiendel som går ut før levetiden er ute, får resten avskrevet i sitt siste driftsår, og alt som står bokført ved T_s, avskrives der (avklaring 46 og 62). Selskapsskatten er $\tau_s = 0{,}22$ [K09-036] av $Y - K^{\text{drift}}$ minus avskrivningene, etter fremførte underskudd. Avskrivninger og fremførte underskudd står i kronene fra året de oppsto og taper derfor realverdi med prisveksten $\iota = 0{,}02$ [K14-028, K14-029, K14-030]: fradraget i år t for en betaling B i år t_b er $(B/L)\,(1+\iota)^{-(t-t_b)}$, og et fremført underskudd deles på $1+\iota$ for hvert år (avklaring 47). Særskatten i den fjerde eierformen treffer bare avkastning utover r_e: grunnlaget er $Y - K^{\text{drift}}$ minus avskrivningen i faste kroner, minus årets selskapsskatt, minus r_e ganger bokført kapital ved årets start; negativt grunnlag føres fram med renten r_e, og særskatten er $\tau_{g,e}/(1-\tau_s)$ ganger det som står igjen, aldri negativ (avklaring 48). Med satsen 0,56 i parameterfila er det den formelle satsen 71,8 % på grunnlaget etter selskapsskatt, og én krone mer i overskudd betaler da 78 % i skatt. Ved direkte eierskap betales ikke inntektsskatt.

4.8 Eierskap

Fire eierformer sammenlignes: direkte statlig eierskap, ett heleid statlig selskap, statlig majoritet med børsnotert privat minoritet, og et statlig selskap i kombinasjon med statens direkte andeler, særskatt og fond (her kalt petroleumsmodellen; fondet har ingen størrelse i modellen). Tabell 7 viser parameterne. De er en åpen forutsetning som helhet: statens andel og særskatten har kilde, mens gjeldsandelen, den direkte andelen og egenkapitalkravene er forutsetninger innenfor spennet i kildene [K10-012, K10-019, K10-026, K10-028, K10-030, K09-036, K14-014, K14-016]. Lånerentene i fila og egenkapitalkravene er nominelle, egenkapitalkravet etter skatt; r_{stat} er reell.

Tabell 7. Parameterne per eierform, fra parameterfila. s_e: statens andel i selskapet. ϑ_e: statens direkte andel i anleggene utenom selskapet. $\tau_{g,e}$: særskatt. h_e: gjeldsandel. $r_{d,e}$: lånerente. $r_{q,e}$: egenkapitalkrav. ζ_e: statens andel av overskridelser. Ved direkte eierskap brukes den trukne lånerenten r_{stat}, ikke lånerenten i fila (avklaring 49). Tallene er de samme som i tabell 5.

Eierform	s_e	ϑ_e	$\tau_{g,e}$	h_e	$r_{d,e}$	$r_{q,e}$	ζ_e
Direkte	1	0	0	1	r_{stat}	–	1
Heleid	1	0	0	0,5	0,0516	0,10	1
Majoritet	0,67	0	0	0,5	0,055	0,115	1
Petroleumsmodellen	0,67	0,3	0,56	0,5	0,055	0,115	1

Kapitalkostnaden. Kapitalkostnaden for eierform e er

$$r_e^{\text{nom}} = h_e\, r_{d,e}\,(1-\tau_s) + (1-h_e)\, r_{q,e}, \qquad r_e = \frac{1 + r_e^{\text{nom}}}{1+\iota} - 1 \tag{S29}$$

r_e er eierformens kapitalkostnad, reell og etter skatt, per år: et vektet snitt av lånerenten etter skattefradraget og egenkapitalkravet, gjort om fra nominell til reell med prisveksten ι. Ved direkte eierskap er hele kapitalen statens lån, og staten betaler ikke selskapsskatt: $r_e = r_{\text{stat}}$,

den trukne lånerenten, PERT 0,0196/0,0225/0,026 reelt [K10-030, K14-028]. Med satsene i tabell 7 er r_e 4,9 % for heleid selskap og 5,8 % for de to formene med private eiere; tallene er regnet ut av parameterfila og er ikke modellresultater. Kriteriet «kapitalkostnad» viser r_e og hva den gjør med kostnaden per enhet regnekraft. $LCOC^{\text{bed}}$ regnes da med kravet før skatt, $r_e^{\text{før}} = r_e/(1-\tau_s)$, for formene som betaler selskapsskatt, og med r_{stat} for direkte eierskap (avklaring 66); det gir 6,3 og 7,4 %. Direkte eierskap er alltid best på dette kriteriet, fordi statens lånerente brukes. Det er ikke en gevinst for samfunnet: statens lave lånerente gjør ikke prosjektet mindre risikabelt, men flytter risikoen til skattebetalerne [K10-036, K10-037, K10-038].

Statens netto kontantstrøm. Statens netto kontantstrøm med eierform e er

$$\begin{aligned} KS_e^{\text{stat}}(t) = {} & Skatt_e(t) + s_e\,(1-\vartheta_e)\,FKE_e(t) + \vartheta_e\,NK(t) \\ & - (\zeta_e - s_e)(1-\vartheta_e)\,\max\big(0,\, I(t) - I^{\text{bud}}(t)\big) \end{aligned} \tag{S30}$$

i kroner per år.

- $NK(t)$ er prosjektets netto kontantstrøm før skatt og finansiering (avklaring 45); i (S30) ganges kraftsalget med ς_i.
- $FKE_e(t)$ er selskapets frie kontantstrøm til eierne etter skatt og gjeldsbetjening. Den er negativ når eierne skyter inn kapital. Gjelden er h_e ganger bokført kapital ved slutten av hvert år, med reell rente $(1+r_{d,e})/(1+\iota)-1$ på gjelden ved årets start, og betales ned i T_s: $FKE_e(t) = NK(t) - \text{selskapsskatt}(t) - \text{særskatt}(t) - \text{rente}(t) + G(t) - G(t-1)$, med G gjelden ved slutten av året. Ved direkte eierskap er $FKE = NK$ (avklaring 49).
- $Skatt_e(t)$ er selskapsskatt og særskatt etter avsnitt 4.7. Staten får inntektsskatt bare av selskapets del, $(1-\vartheta_e)$ av prosjektets skatt, og elavgiften for hele prosjektet (avklaring 48). Nettariffen er ikke statens inntekt: den er betaling til netteieren for nett og nettap, som er kostnader i (S26) (avklaring 63).
- I^{bud} er investeringen med $\xi_N = 1$. Siste ledd er den delen av overskridelsene staten dekker utover sin eierandel.

Rettelsene i avklaring 62 til 66 retter svakhetene uavhengige lesere fant i sammenligningen. Restverdien ved T_s står i $NK(T_s)$, slik den står i (S26) (avklaring 62). De private eierne betaler det andelen er verdt (avklaring 64): deres kontantstrøm er

$$P_e(t) = (1-s_e)(1-\vartheta_e)\,FKE_e(t) + (\zeta_e - s_e)(1-\vartheta_e)\,\max\big(0,\, I(t) - I^{\text{bud}}(t)\big),$$

og de kjøper seg inn til forventet verdi, verdsatt med ρ_D og med gjeldsstrømmene til lånerenten:

$$O_e = \frac{1}{N}\sum_{\omega}\sum_{t} \frac{P_e(t) - (1-s_e)(1-\vartheta_e)\big[G(t) - G(t-1) - \text{rente}(t)\big]}{(1+\rho_D)^{\,t-T_0}},$$

der summen går over de N trekningene der banen lar seg bygge. O_e føres i statens kontantstrøm i T_0. Statens, de privates og långivernes strømmer summerer seg da til NK pluss elavgiften hvert år. Nåverdien av statens kontantstrøm regnes med ρ_D, likt for alle eierformer, fordi kontantstrømmen er like usikker som prosjektet (avklaring 65):

$$NV_e^{\text{stat}} = \sum_{t} \frac{KS_e^{\text{stat}}(t) - V(t) - s_e(1-\vartheta_e)\big[G(t) - G(t-1) - \text{rente}(t)\big]}{(1+\rho_D)^{t-T_0}}.$$

Summen går over t fra T_0 til T_s. V fra (S26) trekkes fra, fordi elavgiften fra private datasentre som fortrenges, er en inntekt staten går glipp av (avklaring 63). Statens lånerente r_{stat} vises som følsomhet, og oppgjøret priset med egenkapitalkravet $r_{q,e}$ likeså (avklaring 64 og 65). I den første kommer formene med private eiere dårligere ut av seg selv, og i den andre leses rangeringen etter verdi ikke (avsnitt 3.2).

Kriteriene og regelen. Kriteriene gjelder trekningene der banen lar seg bygge, og antallet oppgis (avklaring 50). Verdi for fellesskapet er snittet av NV_e^{stat}, og fellesskapets andel er summen av NV_e^{stat} delt på summen av nåverdiene, med ρ_D, av $NK + t_{\text{el}}E_D - V$, når den er positiv. Kapitalkostnad er r_e og $LCOC^{\text{bed}}$ regnet med kravet før skatt. Risiko for staten er andelen trekninger med negativ NV_e^{stat}, snittet av de $\lceil 0{,}05\,N \rceil$ dårligste, og snittet av største innskutte kapital, $\max(0, -\min_t \sum_{s \le t} KS_e^{\text{stat}}(s))$. Regelen står ordrett i avsnitt 3.2: en form går ut når den ikke består EØS-vurderingen, eller når den er strengt dårligere enn en annen på hvert mål (avklaring 51 og 67); den sammenlignes bare med former som består eller er «usikker». Resten rangeres etter verdi blant formene med tapssannsynlighet strengt under 25 %, og formene over grensen vises for seg. Alle fire har «usikker» i EØS-vurderingen (avklaring 136). Hvordan rangeringen endrer seg med vektingen og grensen, er ikke regnet (avsnitt 8.3). Styring og effektivitet er en følsomhet: for direkte eierskap og heleid selskap ganges investeringene og driften utenom kraftkjøp, elavgift, nettariff, $q_N E$ og effektkostnaden med $1 + \epsilon_e$, med ϵ_e jevn $-0{,}05$ til 0,1, en åpen forutsetning [K10-049, K10-050]; netto nåverdi og dommene berøres ikke (avklaring 52 og 122).

Med oppgjøret i avklaring 64 får alle eierformene samme forventede verdi for fellesskapet i hovedkjøringen, og fellesskapets andel er 1 når overskuddet er positivt: de private betaler for det de får, og formene er like effektive. Lik verdi er en følge av forutsetningene og ikke et funn. Formene skiller seg i risiko, i hvor mye kapital staten har ute, og i kapitalkostnad, og de forskjellene følger direkte av s_e, ϑ_e og ζ_e sammen med prisen O_e; de er ikke et funn om hvilken eierform som er best (avklaring 67). Det som står igjen etter rettelsene (avklaring 67), står i avsnitt 3.2: blant annet at avgiftene etter T_s ikke er med, at et negativt skattegrunnlag i T_s faller bort, at O_e er lagt til T_0 og priset som om de private visste at banen lar seg bygge og hvilket prisscenario som gjelder, at långiverne ikke bærer risiko, at skatten regnes uten rentefradrag, og at prisscenarioene følger hver løsnings første anlegg. EØS-vurderingen står i avsnitt 3.2.

4.9 Skala (M6)

Det årlige nettobidraget til Norges inntekt, utover vanlig avkastning på kapitalen, er

$$\mathcal{B}_6(t) = (1 - u_e) \sum_k \left[Y_k - K_k^{\text{drift}} - \text{ann}_k \right] + \Delta W(t) - K_{\text{prog}}(t) - V(t) - p_{CO_2}(t)\, U^{\text{NO}}(t) \quad \text{(S31)}$$

i kroner per år. $Y_k - K_k^{\text{drift}}$ er regnet til kalkulasjonspriser (med marginale nettap, uten avgifter) og omfatter alt i (S34) og (S35) som ikke er investering: inntekten, drift utenom kraft og kraftkjøpet, kraftverkenes drift, brensel og avfallsavgift, $q_N E$, faste kostnader for buffer og salget fra kraftverk på nettet; F_a trekkes fra for programmet (avklaring 53). Når tilleggsregelen binder for en teknologi, er alle kraftverkets ledd null unntatt $-q_N E$ (avklaring 41). ann_k er årskostnaden for all kapital i anlegget og kraftverket på nivåisert form, slik den står i (S15), (S5), (S9) og (S11): bygg og årgangen i drift med ρ_D; kraftverkets investering med renter i byggetiden og avsetningen til avvikling med ρ_N på nettet og ρ_A i A; og nettilknytning, eller buffer og ekstern forsyning. u_e er andelen eid utenfor Norge, null i dommen. Lønn utover alternativ bruk er null (full sysselsetting). Slik kan ikke M6 nås bare ved at satsingen er stor.

Første år med stabil drift er første år der alle anleggene i banen er startet og ingen er gått ut, også om et anlegg står uten brikker. M6 er $\mathcal{B}_6$ i det året, delt på statens netto kontantstrøm fra petroleum: snittet for 2016–2025, 536,3 mrd. kr i 2025-kroner (482,4 mrd. kr i løpende kroner) [K18-018, K18-001]. Da er 5 % 26,8 og 25 % 134,1 mrd. kr per år (presisering 6). Finnes ikke et slikt år, har banen ingen verdi for M6 og teller som under 5 % (avklaring 53). Ved siden av rapporteres snittet over L_H år fra samme år (kuttet ved T_s), fordi bidraget hopper når en årgang byttes; måltallet for 2050 og for toppåret, søkt blant årene der minst ett anlegg drives; M6 mot medianen av de ti årene, 330,1 mrd. kr i 2025-kroner; og statens netto

kontantstrøm etter investeringer, (S30) for heleid selskap i det stabile året delt på samme nevner (avklaring 53 og 123).

4.10 Miljø (M5)

Utslipp over livsløpet, i tonn CO_2-ekvivalenter i år t, er

$$U^{\text{liv}}(t) = \sum_{k} u_a^{\text{kraft}}\, E_{D,k}(t) + \sum_{\substack{\text{årganger satt}\\ \text{i drift i } t}} u^H\, P_{IT} + \sum_{\substack{\text{bygg ferdig}\\ \text{i } t}} u^B\, P_{IT} \tag{S32}$$

Utslippene fra IT-utstyr og bygg føres i året utstyret settes i drift. u_a^{kraft} er utslippene over livsløpet for krafta, i tonn per MWh, og omfatter bygging og avvikling av kraftverket. Kjernekraft: PERT 3,7/12/110 g CO_2e/kWh [K04-046, K04-047, K21-001, K21-004]. Vind på land: PERT 7/11/56 [K11-045, K21-002, K04-047]. Havvind: PERT 8/12/35 [K11-045, K21-002]. Norsk vannkraft: PERT 1/3,33/24 [K21-008, K21-003, K11-045]. I C er u_a^{kraft} snittet for anleggets egen portefølje, og i R brukes porteføljen anlegget med samme nummer ville hatt i C (avklaring 42). u^H er utslippene fra produksjon av IT-utstyr per årgang: PERT 340/1 300/1 500 tonn per MW IT [K19-004, K19-012, K19-001]. u^B er utslippene fra bygg og teknisk anlegg: jevn 1 320–2 400 tonn per MW IT [K19-K02, K19-010]; den gjelder bare datasenteret. Utslippene fra IT-utstyr og bygg er like for alle kraftløsningene. Samlede utslipp rapporteres i tonn per år, ikke bare per kWh, og uten fradrag for regnekraft som ellers ville blitt laget med skitnere kraft; regnestykket med fradrag står i (S53).

M5 er egenskaper ved teknologien og kan ikke dimensjoneres bort. Det avgjøres uten trekninger; fordelingene i parameterfila brukes bare til tonn per år.

- *M5 (i)* avgjøres kilde for kilde med kildens egne sentralverdier (tabell 8). Kjernekraften sammenlignes med den laveste av vind på land og vannkraft i samme kilde. «Holder» krever at kjernekraften ikke ligger høyere i noen av de tre kildene. «Klart brutt» er når kjernekraftens sentralverdi i minst én kilde ligger over den høyeste verdien kilden oppgir for vind på land (presisering 7). Likhet leses som ordene står: lik er «ikke høyere» og ikke «over» (avklaring 88).

- *M5 (ii)* er areal, $\alpha_a E_D$ pluss tomt. Kjernekraft bruker 0,071 km^2 per TWh per år, og vind på land 1,5 km^2 direkte og 35 km^2 med hele planområdet [K04-048, K11-032, K11-034]; tomten er 0,001 km^2 per MW IT [K07-045], lik for alle, og faller bort. «Holder» når kjernekraftens areal per energi ikke er høyere enn det direkte arealet for vind på land; «klart brutt» når det er høyere enn hele planområdet; ellers «holder under betingelser». Vannkraft og havvind har ingen post for areal, så kjernekraft sammenlignes med vind på land (presisering 7, avklaring 55).

- *M5 (iii)*: brukt brensel og sluttlagring ligger i d_N, avvikling i D_{avv}, ulykkesrisiko i q_N og myndighetsapparatet i K_{prog}, og alle står i (S26). *M5 (iv)*: utslippene fra brikker og bygg står i (S32). Begge er oppfylt ved at leddene står der. For (iii) er det ett forbehold: avfallshåndteringen er ikke skalert med antall små reaktorer (kapittel 9, punkt 8).

- *Samlet*: «holder» når (i) og (ii) holder; «holder ikke» når (i) eller (ii) er klart brutt; «holder under betingelser» når ett av dem er brutt uten å være klart brutt. Er begge brutt uten å være klart brutt, setter modellen «holder ikke», som er det strengeste (avklaring 55). C, R og T-F oppfyller (i) og (ii) per definisjon; A, B, B' og T-K vurderes som kjernekraft, T-K på alle trinn, også der (S49) sjelden er oppfylt (avklaring 88).

Spesifikasjonen sier at brukt brensel $\eta_N E_N$ skal rapporteres ved siden av: PERT 2,7/3/3,1 tonn uran per TWh [K04-029, K04-030], regnet på energien kraftverkene produserer, i A E_D (avklaring 54). Uttrykket står her, og koden har en funksjon som regner mengden. Mengden er likevel ikke regnet ut i resultatfilene, og derfor står den ikke i kapittel 6 (avsnitt 8.3). Kjølevann står i (S54). Dommen i M5 per løsning står i avsnitt 6.1.

Tabell 8. Kildenes sentralverdier for M5 (i), i g CO_2-ekvivalenter per kWh (spesifikasjonen avklaring 68). UNECE er kildens tabell for Europa med det representative vannkraftverket på 360 MW; NREL oppgir ett tall for vind, uten spenn.

Kilde	Kjernekraft	Vind på land	Vannkraft	Høyeste, vind	Poster
IPCC (AR5, 2014), median	12	11	24	56	[K04-046, K11-045]
UNECE (2022), Europa	5,1	12	11	16	[K21-001, K21-002, K21-003]
NREL (2021), median	13	13	21	13	[K04-047]

4.11 Tillegget: trinnvis utbygging, egne maskiner, fradrag og kjølevann

Avsnittet gir spesifikasjonen kapittel 17: løsning T i to utgaver, tidslinjen, AI-bruk på brukernes egne maskiner, utslipp «med fradrag» og kjølevann. Der kapittel 17 ikke sier noe annet, følger T reglene for C (moduler med fornybar kraft) og for B (kjernekraft på nettet). Gasskraft står i avsnitt 3.1.

Løsning T i moduler. T-F og T-K er tilknyttet nettet hele tiden. I T-F kommer krafta fra ny fornybar kraft etter hvert som den kan bygges. T-K er som T-F fram til kjernekraften tidligst kan komme; modulene som settes i drift fra da, får kjernekraft på nettet, slik som i B. Forskjellen mellom de to viser hva kjernekraften tilfører en satsing som alt er i gang. En modul er $P_m = 100$ MW IT (modellvalg [K22-K04, K22-005, K22-K02, K17-027]), og et trinn med N^* anlegg er $N^* P_{IT}/P_m$ moduler, altså samme antall MW IT som i de andre løsningene. Alt som ellers gjelder per anlegg, gjelder per modul med P_m i stedet for P_{IT}: årganger og utskifting, bygging over τ_D, driftstid L_N fra modulens eget første driftsår, restverdi, porteføljen av kraftverk og brikkene. Kostnadene per MW er de samme som for et anlegg på 1 000 MW; ingen kilde viser hva små anlegg koster mer per MW, så forutsetningen er i favør av T. T dimensjoneres som C: (S39) gjelder hvert år, og krafta til en modul settes i drift samme år som modulen. T bruker altså ikke kraftoverskuddet som finnes uten å bygge ny kraft; statlige datasentre som gjorde det, ville svekket kraftbalansen mot nullalternativet og vært felt i M4 per definisjon. Kjøp fra nettet uten ny kraft er referansekjøringen R. Moduler på 50 og 200 MW vises som følsomhet (avklaring 90).

Første trinn: start innenfor nettet som finnes. Første trinn er årene før $\lceil T_0 + \tau_{\text{nett}} \rceil$, da nytt nett tidligst kan være på plass (S33). Tidligste driftsår for første modul er

$$t_1^{\min}(\mathrm{T}) = T_0 + \max\big(\min(\tau_1,\ \tau_{\text{nett}}),\ 1 + \tau_D\big) \tag{S48}$$

τ_1 er tiden fra beslutningen til første modul kan være tilknyttet innenfor nettet som finnes: jevn 3–7 år, en åpen forutsetning med rammer fra kildene [K22-001, K22-K02, K21-089, K22-K04, K22-004]. Leddet $1+\tau_D$ sier at datasenteret ikke kan bygges før året etter beslutningen. Modul nummer j settes i drift det første året $t \geq \lceil t_1^{\min}(\mathrm{T}) \rceil$ der fire vilkår er oppfylt:

1. *Nett.* For $t < \lceil T_0 + \tau_{\text{nett}} \rceil$ har programmet en saldo $N(t)$ i MW uttak. Den er null før $\lceil t_1^{\min}(\mathrm{T}) \rceil$, og ved inngangen til hvert år fra da er $N(t) = \min\big(N(t-1) - \text{brukt}(t-1) + \bar{n}_1,\ \bar{n}_1 + PUE\, P_m\big)$, der brukt$(t-1)$ er det modulene som startet året før, tok. En modul som starter, bruker $PUE\, P_m$ av saldoen. Det som er til overs, tas med videre, men aldri mer enn det én modul trenger: en reservasjon holdes bare med fremdrift [K24-013]. $\bar{n}_1$ er uttaket staten kan få tilknyttet per år innenfor nettet som finnes: jevn 18–268 MW per år,

en åpen forutsetning; rammen er det som er tilknyttet av alle datasentre per år [K22-005, K22-006]. Fra og med $\lceil T_0 + \tau_{\text{nett}} \rceil$ er det ikke noe tak, slik som i C og R (avklaring 71).

2. *Kraft.* $\bar{g}\,(t - T_0)$ rommer porteføljene til modul $1, \ldots, j$, innenfor potensialene i (S12), fylt i rekkefølgen i (S39).

3. *Brikker.* Lageret, regnet fra og med $\lceil t_1^{\min}(\mathrm{T}) \rceil$, rommer P_m etter utskiftingene, og ingen eksportregel gjelder.

4. *Betalinger.* Ingen betaling for kraftverkene i modulens portefølje faller før året $T_0 + 1$ (avklaring 72).

Flere moduler kan starte samme år når vilkårene rommer dem. Modulene i første trinn regnes ellers som alle andre: andelen δ_V av uttaket tar plass fra private, og nettinvesteringen $I_{\text{nett}}\,(1 - \delta_V)\,PUE\,P_m$ betales for hver modul. Hvilken vei det trekker, avhenger av hvor dyrt nettet er mot avgiften de fortrengte ville betalt. Følsomheten «full fortrengning i første trinn» setter $\delta_V = 1$ for disse modulene i hele driftstiden (avklaring 89). Taket er nasjonalt, fordi modellen ikke plasserer anleggene i et prisområde.

Kjernekraften i T-K. Kjernekraften kan tidligst komme i året $t_N = \lceil T_0 + \max(\tau_F,\ \tau_{\text{reg}}^{\min} + \tau_N) \rceil$. Fram til t_N er T-K lik T-F. J_F er antall moduler som starter før t_N (fornybarmoduler), og $J = N^* P_{IT}/P_m$ antall moduler i banen. Kjernekraft bygges bare når det som gjenstår av banen, trenger minst én hel enhet:

$$(J - J_F)\,\lambda\,PUE\,P_m \;\geq\; KF\,P_{\text{ref}} \tag{S49}$$

Venstre side er snitteffekten de gjenstående modulene trekker, og høyre side snitteffekten én enhet på P_{ref} gir, begge i MW. Er (S49) ikke oppfylt, bygges ingen kjernekraft, og T-K er lik T-F i den trekningen. Uten vilkåret ville T-K bygd en hel enhet og båret hele kostnaden for et nytt kjernekraftland for noen få moduler. Er (S49) oppfylt, bygges ingen nye fornybare porteføljer fra og med t_N. Modul $j > J_F$ er en kjernekraftmodul og settes i drift det første året $t \geq t_N$ der reaktorleddet rommer den, $\bar{n}_{\text{reaktor}}\,(t - T_0) \geq (j - J_F)\,\lambda\,PUE\,P_m/KF$, og brikkene rekker. Kjernekraften er felles for kjernekraftmodulene og regnes som i B, med (S39) over kjernekraftmodulene som drives det året. Kjernekraftmodulene kan bare bruke brikker levert fra og med t_N, slik som i B: lageret deles i to ved inngangen til t_N, og det gamle lageret kan bare brukes til utskifting i fornybarmodulene. (S41) belastes T-K når (S49) er oppfylt, med første driftsår for første kjernekraftenhet i stedet for t_1. Ingen modul bytter kraft: en modul beholder nettilknytningen og kraftverkene den fikk. Med spennene i parameterfila ligger t_N alltid etter at nytt nett kan være på plass (avklaring 70). Følsomheten «T-K uten vilkåret (S49)» bygger kjernekraft når minst én modul gjenstår ved t_N (avklaring 73 og 80).

T i resten av modellen. t_1 i (S43) er første driftsår for første modul. Kraftkostnaden (S11) regnes per fornybarmodul med modulens egen portefølje, som i C, og for kjernekraftmodulene samlet, som i B; en kjernekraftmodul betaler i tillegg nettinvesteringen $I_{\text{nett}}\,P_G^N$ med $P_G^N = \lambda\,PUE\,P_m/KF$ (avklaring 76 og 82). ΔQ, ΔR, F_a og tilleggsregelen (S45) regnes for programmet samlet, per teknologi, og F_a deles likt på modulene med en årgang i drift. I M3 og M4 er driftsår år der minst én modul drives. Første år med stabil drift i M6 er første år der alle modulene i banen er startet og ingen er gått ut; på høye trinn kan de første modulene gå ut før de siste er startet, og banen har da ikke noe slikt år (avklaring 53 og 85). M5 avgjøres som beskrevet i avsnitt 4.10. Stigen, hypotesen og sammenligningen i M7 omfatter A, B, C, T-F og T-K (avklaring 88 og 135), og eierformene sammenlignes for T som for de andre. I (S42) har hver årgang i hver modul ett ledd, så et trinn i T har om lag ti ganger så mange ledd som samme trinn i de andre løsningene; fortegnet, som avgjør M2, berøres ikke (avklaring 84).

Tidslinjen. For hver løsning, hvert trinn i stigen og hvert år rapporteres hvor mye regnekraft som er i drift, og hvilken kraft den går på:

$$P^{\text{drift}}_{a,x}(t) = \sum_k P_k \cdot \mathbf{1}\big[\text{anlegg eller modul } k \text{ har en årgang i drift i } t \text{ og kraft av type } x\big] \quad \text{(S50)}$$

i MW IT. P_k er P_m for en modul og P_{IT} for et anlegg. Type x er eget kjernekraftverk uten nett (A), kjernekraft på nettet (B, B' og kjernekraftmodulene i T-K), ny fornybar kraft (C, T-F og fornybarmodulene i T-K) eller kjøp fra nettet uten ny kraft (R). En modul eller et anlegg som venter på brikker, teller ikke (avklaring 75). Tidslinjen rapporteres som median og 10- og 90-persentil over trekningene, sammen med andelen av trekningene som har minst 100 MW og minst 1 000 MW i drift, for hvert år, for hver type kraft og for summen. Trekninger der banen ikke lar seg bygge, er med, med det som faktisk ble bygd (avklaring 99). Tidslinjen inngår ikke i noen dom. Den svarer på hva som kan settes i gang raskt.

AI-bruk på brukernes egne maskiner. Ingen kilde måler eller framskriver hvor stor del av AI-bruken som skjer på brukernes egne maskiner [K25-001, K25-002]. Modellen har ingen etterspørselskurve, så lavere etterspørsel etter regnekraft i datasentre virker bare gjennom inntekten per MW. $d(t_v) \in [0,1]$ er andelen av etterspørselen som faller bort for årgang t_v, mot hovedforløpet. Andelen solgt kapasitet μ ganges med

$$\mu_d(t_v) = \max\left(0,\ 1 - \varepsilon_d\, d(t_v)\right) \quad \text{(S51)}$$

ε_d sier hvor mye Norges inntekt per MW faller når etterspørselen faller med én prosent. Den har ingen kilde og er en åpen forutsetning: $\varepsilon_d = 1$, med 0,5 og 2 som følsomheter. Lavere enn 1 betyr at bortfallet rammer dyrere leverandører først; høyere enn 1 at prisen faller i tillegg til mengden. Faktoren står overalt der μ står sammen med prisen $\bar{y}$: i (S16), (S19), (S27), (S31), (S34), (S42) og i utkoblingsarmen i (S47) (avklaring 77 og 83). Kostnadene er ellers uendret: programmet bygges og drives som i banen, og usolgt kapasitet bruker kraft. Bare effektkostnaden kan falle, der utkobling er det billigste tiltaket. Kontrakter har fast pris gjennom årgangens levetid, så faktoren følger årgangen. Uten bortfall er faktoren nøyaktig 1.

For hver løsning er terskelen d^*_a det bortfallet, likt for alle årganger, som gir median netto nåverdi lik null i «normalisering»:

$$d^*_a = \min\left(1,\ \max\left(0,\ \frac{1 - k_a}{\varepsilon_d}\right)\right) \quad \text{(S52)}$$

k_a er pristerskelen k_g fra avsnitt 4.3 for løsning a i «normalisering», på trinnet dommene leses av på og med heleid selskap. Fordi μ_d står alle steder prisen står, er et bortfall d for alle årganger det samme som å gange prisen med $1 - \varepsilon_d\, d$, så terskelen er pristerskelen uttrykt som bortfall. Er $k_a \geq 1$, er $d^*_a = 0$: satsingen tåler ikke noe bortfall. Har k_a ingen verdi, har d^*_a det heller ikke (avklaring 107). Terskelen hviler på en forutsetning uten kilde og teller aldri som betingelse (presisering 5).

To merkede scenarioer, det ene i to utgaver, regnes i «normalisering», med alle mål og dommer, og vises ved siden av de tre prisscenarioene uten å endre dommen som teller (tabell 9). Bortfallet er lineært mellom $d(2025) = 0$, $d(2030) = d_{30}$ og $d(2035) = d_{35}$, og fast etterpå. Scenarioet «80 % på egne maskiner» er prosjekteiers og har ingen kilde: andelen av AI-bruken utenom trening som er flyttet, er 0,4 i 2030 og 0,8 fra 2035 (en åpen forutsetning), og bortfallet er den andelen ganger én minus treningens andel av AI-lasten. Kildene er uenige om treningens andel, 0,53 eller 0,20 [K25-K01, K25-005, K25-006], så scenarioet regnes i begge ender. At flyttingen er fullført i 2035 og halvveis i 2030, er konstruert. IEAs lave forløp gjelder alle datasentre og skyldes ikke flytting til egne maskiner; det er det nærmeste kildene har.

Tabell 9. Bortfall av etterspørsel i de to merkede scenarioene (spesifikasjonen kapittel 17.3 og parameterfila).

Scenario	d_{30}	d_{35}	Grunnlag
«Kildenes lave forløp»	0,119	0,210	IEAs laveste forløp for datasentrenes kraftbruk mot hovedforløpet [K25-033, K25-034]
«80 % på egne maskiner», lav	0,188	0,376	Uten kilde; trening 53 % av AI-lasten: $0{,}8 \cdot (1 - 0{,}53)$ i 2035
«80 % på egne maskiner», høy	0,320	0,640	Uten kilde; trening 20 % av AI-lasten: $0{,}8 \cdot (1 - 0{,}20)$ i 2035

Utslipp «med fradrag». Regel 5 sier at utslipp regnes uten fradrag, og at regnestykket med fradrag vises ved siden av, merket. Fradraget er utslippene fra krafta den samme regnekrafta ellers ville brukt et annet sted:

$$U^{\text{unngått}}(t) = u^{\text{alt}}(t) \sum_k \mu\, \mu_d\, \Gamma \cdot 8760\, \lambda\, PUE^v\, P_k(t), \qquad U^{\text{med}}(t) = U^{\text{liv}}(t) - U^{\text{unngått}}(t) \quad \text{(S53)}$$

i tonn per år. Summen går over anlegg og moduler med en årgang i drift, P_k i MW IT, med μ_d for årgangen i drift, Γ fra (S44) og konkurrentens PUE^v: bare regnekraft som er solgt og levert, erstatter regnekraft et annet sted (avklaring 78). $u^{\text{alt}}(t)$ er i tonn per MWh i ligningen; parameterfila oppgir g CO_2 per kWh, og 1 g per kWh er 0,001 tonn per MWh. Hovedanslaget er krafta verdens datasentre bruker: 430 g per kWh i 2024, 340 i 2030 og 270 i 2035 (midten av kildenes 250–290), og deretter i takt med verdens kraftmiks i IEAs forløp Stated Policies (i forhåndsregistreringen «vedtatt politikk»), 201,2 i 2040 og 131,2 i 2050 [K26-001, K26-K01, K26-006]. Det lave anslaget er EUs kraftmiks, 170 i 2025 og 90 i 2030 [K26-005]; det høye er USA på marginen, 410 og 626, faste over tid og vist som spenn [K26-011, K26-007]; og fradraget kan være null [K26-013]. Banene er lineære mellom årene og faste før første og etter siste år (avklaring 74). Utslippene fra brikker og bygg ville også kommet et annet sted; de trekkes ikke fra, men vises som egen linje. $U^{\text{unngått}}$ og U^{med} står alltid for seg og inngår ikke i M5 eller noen annen dom. Der de vises, står det at standardene sier at unngåtte utslipp skal rapporteres atskilt og ikke trekkes fra, og at fradraget kan være null når alternativet ligger under et kvotetak [K26-013]. Kildenes tall er direkte CO_2, mens U^{liv} er CO_2-ekvivalenter over livsløpet; det gjør fradraget for lite, ikke for stort.

Kjølevann. Kjølevann rapporteres per løsning og år, som uttak og forbruk hver for seg, i m^3:

$$W_a^{\text{uttak}}(t) = w_D^{\text{uttak}}\, E_{IT}(t) + w_N^{\text{uttak}}\, E_N(t), \qquad W_a^{\text{forbruk}}(t) = w_D^{\text{forbruk}}\, E_{IT}(t) + w_N^{\text{forbruk}}\, E_N(t) \quad \text{(S54)}$$

$E_{IT}(t) = \sum_k 8760\, \lambda\, P_k(t)$ er IT-energien i MWh for anlegg og moduler med en årgang i drift. E_N er hele produksjonen fra kjernekraftenhetene som er i drift, også det som selges til andre; i A er den E_D, og null i år anlegget står uten brikker (avklaring 54 og 79). Vannuttaket i et datasenter i nordisk klima er jevn 0,07–0,10 m^3 per MWh IT [K26-026]. Hovedtallet for kjernekraft er sjøvann i gjennomstrømning, slik som i Sverige og Finland: uttaket er jevn 119–168 m^3 per MWh [K26-033, K04-049], ført tilbake varmere, og forbruket av ferskvann er 0, en åpen forutsetning, fordi kilden sier at kjølevannet er sjøvann uten å oppgi noe tall [K26-033, K04-049]. Ingen nordisk kilde oppgir hvor mye vann et datasenter forbruker, så w_D^{forbruk} har ingen verdi. Forbruket rapporteres derfor som to tall: ferskvann forbrukt i kjernekraftverkene, $w_N^{\text{forbruk}} E_N$, og en øvre grense der datasentrene forbruker alt de tar ut, $w_D^{\text{uttak}} E_{IT} + w_N^{\text{forbruk}} E_N$ (avklaring 79). Uttaket vises også delt i datasentrenes vann og sjøvannet gjennom kjernekraftverkene, og med sjøvannet regnet bare for den krafta datasentrene selv bruker (avklaring 92). Ved siden av vises kjernekraft med kjøletårn, med

forbruk 2,2/2,5/3,2 og uttak 3,0/4,2/9,8 m^3 per MWh (lav/median/høy) [K04-049, K26-033], og et datasenter kjølt med sjøvann i gjennomstrømning, om lag 98 m^3 per MWh IT [K26-030]. Vindkraft bruker ikke kjølevann [K26-031], og for vannkraft oppgis ikke noe tall, fordi kildene er uenige om metoden [K26-031, K26-032]. Kjølevann inngår ikke i noen dom.

5 Usikkerhet: trekningene, scenarioene, følsomhetslista og tersklene

5.1 Trekningene

Modellen regnes over 10 000 trekninger med fast frø og fast generator. De samme trekningene brukes for alle løsninger, eierformer, scenarioer og baner. 91 størrelser trekkes. Hendelser som trekkes per år (eksportregelen for brikker), har en egen strøm av tilfeldige tall. Trekningene og strømmen ligger som datafiler sammen med koden (`data/trekninger.npy`, `data/aarshendelser.npy`) (spesifikasjonen kapittel 11).

Fordelingene. Hver størrelse som trekkes, har én fordeling, valgt etter en fast regel. Gir kildene en lav, en sentral og en høy verdi, brukes en beta-PERT-fordeling: en fordeling mellom lav og høy verdi med toppen i den sentrale, her med formparameter 4. Gir kildene bare et spenn, er fordelingen jevn, og jevn i logaritmen når spennet går over flere tierpotenser. Jevn er den også for 27 av de 30 åpne forutsetningene. Overskridelser er lognormalfordelte. Av de 91 størrelsene er 39 PERT-fordelte og 48 jevnt fordelte. Én er jevn i logaritmen: hvor ofte en ulykke med stort utslipp inntreffer, $5{,}6 \cdot 10^{-8}$ til 10^{-4} per reaktorår [K04-038, K04-039, K21-034]. Én er lognormal: overskridelsen i referanseklassen for kjernekraft, med median 0,648 og avkortet ved den største observerte overskridelsen, 12,8 [K03-044, K03-045, K16-017]. To følger ikke regelen og har noen få faste verdier med vekter: levetiden for IT-utstyr, 3 til 7 år med vektene 1, 2, 3, 2 og 1 [K07-003, K07-006, K07-015, K08-042], og tilgjengeligheten reserveenhetene i A dimensjoneres for, 99, 99,5 eller 99,995 % med lik vekt (åpen forutsetning). Én av de jevne, antallet enheter av designet som er bygd i verden før Norges første, trekkes som et helt tall fra 1 til 20 med lik sannsynlighet (åpen forutsetning; avklaring 18 i spesifikasjonen). Faste verdier bruker ingen tilfeldige tall. Av de 91 har 60 kilde, 30 er åpne forutsetninger, og én er et valg av oppsett: tallet som avgjør om overskridelsen inntreffer i en trekning (ligning (S46)). Tallene er telt i parameterfila.

Korrelasjonene. Fire par av størrelser trekkes med rangkorrelasjon: overskridelsen for kjernekraft og byggetiden (0,5), avkastningskravet for kraft og for regnekraft (0,5), kapasitetsfaktoren for kjernekraft og utfallsraten for enheter på 300 MW og mer ($-0{,}5$), og forholdet mellom kraft inn og kraft til IT (PUE) i Norge og hos konkurrenten (0,5). Alle fire koeffisientene er åpne forutsetninger. Rangkorrelasjon betyr at det er rekkefølgen av verdiene, ikke verdiene selv, som henger sammen. Den lages med en gaussisk kopula: hver størrelse får et standardnormalt tall, tallene i et par gjøres korrelerte, gjøres om til jevnt fordelte tall mellom 0 og 1 og settes inn i den inverse fordelingsfunksjonen for hver størrelse. Korrelasjonen mellom de normalfordelte tallene settes til $2\sin(\pi r/6)$, som gir rangkorrelasjonen r (avklaring 17 i spesifikasjonen). Av de fire parene er det bare avkastningskravene der den ene siden, kravet for regnekraft, mangler kilde; det har betydning for tersklene (avsnitt 5.4).

Avkortingen. En avkortet fordeling trekkes med den inverse fordelingsfunksjonen til den avkortede fordelingen, ikke ved å trekke på nytt. Slik trekkes overskridelsen for kjernekraft. Kapasitetsfaktoren for kjernekraft settes lik $(1 - o_p)(1 - o_f)$, der o_p er planlagt stans og o_f tvungen utfallsrate for enheter på 300 MW og mer, når den trukne verdien er høyere (ligning (S4)); det gjøres i trekningene.

Eksportregelen. Hver trekning har ett jevnt fordelt tall per kalenderår fra 2028 til 2100, fra en egen strøm med eget frø. En eksportregel innføres i et år når tallet er lavere enn den trukne sannsynligheten per år. De samme tallene brukes for alle løsninger, baner og følsomheter. Strømmen er ikke en trukket størrelse og har ingen Sobol-indeks; følsomheten «ingen eksportregel» viser hva den betyr.

Slik gjenskapes trekningene. Frøet er 20261111 og generatoren PCG64 i numpy; strømmen for eksportregelen har frøet 20261112 (parameterfila). Størrelsene trekkes i den rekkefølgen de står i parameterfila, og en sammensatt størrelse felt for felt. Tabellen har én rad per trekning og én kolonne per størrelse, i parameterfilas enheter. Ved siden av ligger en beskrivelse (`data/trekninger.json` og `data/aarshendelser.json`) med navn og enhet for hver kolonne (for strømmen: årene), oppsettet, versjonen av numpy (og av scipy for trekningene) og sjekksummene for tabellen og parameterfila. Kommandoen

```
PYTHONPATH=src .venv/bin/python -m tokenfabrikker.trekninger kontroll
```

lager trekningene på nytt fra parameterfila og sammenligner dem med de lagrede. Den skal skrive «identisk», eller «innenfor toleranse» (relativt 10^{-12}) på en annen maskin; samme kommando med `tokenfabrikker.hendelser` kontrollerer strømmen. Alle senere beregninger leser de lagrede filene og lager ingen nye trekninger.

Hva andelene sier. Mange av resultatene oppgis som andeler av trekningene. En slik andel er ikke en sannsynlighet for hva som vil skje: den gjelder spennene og fordelingene i parameterfila, fra kildene der de finnes og ellers satt av prosjektet, og er ikke bedre enn dem. Der rapporten, som forhåndsregistreringen, kaller et resultat en sannsynlighet, som i «sannsynlighet for tap», er det en slik andel. Prisforløpet for regnekraft trekkes ikke, men legges inn som scenarioer (avsnitt 5.2); innenfor et scenario følger prisen av trukne størrelser, som konkurrentens kostnad. Hver andel gjelder derfor ett scenario. Trekningene prøver usikkerheten i tallene, ikke i oppbygningen av modellen, for eksempel regelen for prisen på regnekraft (ligning (S18)). Hvor mye valget av fordelinger betyr, og hva det betyr at alle størrelser utenom de fire parene trekkes uavhengig av hverandre, er ikke regnet; ingen linje i følsomhetslista prøver andre fordelingstyper eller korrelasjoner.

5.2 Scenarioene

Hovedkjøringen regner seks scenarioer: de tre prisscenarioene «knapphet varer», «normalisering» og «overkapasitet», og tre merkede scenarioer for AI-bruk på brukernes egne maskiner, regnet i «normalisering»: «kildenes lave forløp» (bortfall 11,9 % i 2030 og 21,0 % fra 2035) [K25-033], og «80 % på egne maskiner», som er prosjekteiers scenario og ikke har kilde, regnet med trening som 53 % og som 20 % av AI-lasten, som gir bortfall på 37,6 og 64,0 % (presisering 14). Dommen som teller, er dommen i «normalisering» uten bortfall.

Utbyggingen er den samme i alle seks, fordi verken prisen eller bortfallet inngår i den (avklaring 95). Scenarioene får ingen sannsynligheter og vektes ikke. Trinnet dommene leses av på, bestemmes én gang, fra M6 i «normalisering»; de fem andre scenarioene leses av på samme trinn og vises ved siden av (avklaring 97). Står det at skalaen ikke nås, gjelder det derfor hovedforløpet, ikke scenarioet. Tabell 10 viser de seks.

Tabell 10. De seks scenarioene i hovedkjøringen. Bortfallet er andelen av etterspørselen etter regnekraft i datasentre som faller bort, i 2030 og fra 2035.

Scenario	Knapphetspåslag	Bortfall	Grunnlag og status
«Normalisering»	ingen	ingen	Dommen som teller

Scenario	Knapphetspåslag	Bortfall	Grunnlag og status
«Knapphet varer»	dagens påslag i ti år fra løsningens første anlegg	ingen	Konstruert; vises ved siden av
«Overkapasitet»	prisen 25–45 % under kostnaden i ti år fra løsningens første anlegg	ingen	Konstruert; vises ved siden av
«Kildenes lave forløp»	ingen	11,9 og 21,0 %	IEAs laveste forløp for datasentrenes kraftbruk [K25-033]; LBNLs laveste for USA ligger 19,6 % under i 2030 [K25-034]; merket
«80 % på egne maskiner», lav	ingen	18,8 og 37,6 %	Prosjekteiers scenario uten kilde; trening 53 % av AI-lasten [K25-K01]; merket
«80 % på egne maskiner», høy	ingen	32,0 og 64,0 %	Som over, med trening 20 % av AI-lasten [K25-005]; merket

Knapphetspåslaget. Prisen på regnekraft er i hovedkjøringen kostnaden hos den som bygger neste anlegg et annet sted (konkurrenten, låst til USA), pluss et knapphetspåslag som følger prisscenarioet (ligning (S18)). Dagens påslag regnes i hver trekning fra prisen i femårskontrakter fra 2025 og 2026, 101–229 mill. kr per MW IT og år (9,7–22 mill. USD) [K08-033, K13-005, K13-006]: prisen delt på konkurrentens årskostnad for årgang 2025, minus én. Blir påslaget negativt, settes det til null (ligning (S43)). I «knapphet varer» står dagens påslag ved lag for årganger som settes i drift før det har gått ti år fra løsningens første anlegg; deretter er det null. I «overkapasitet» ligger prisen 25–45 % under kostnaden for de samme årgangene (åpen forutsetning; størrelsen er hentet fra observerte prisfall [K08-030, K13-012]). I «normalisering» er påslaget null for alle årganger: det er borte før første anlegg er i drift.

Påslaget avtar altså ikke gradvis i scenarioene. Det står i ti år og faller så bort. Varigheten på ti år er et valg (presisering 8), og den er den samme i de to konstruerte scenarioene. Et varig påslag har ingen kilde. Den eneste tallfestede analogien kildebanken har, er fra tørrlastfrakt, der etterspørselen etter et sjokk er halvert etter om lag to år ifølge kilden (1,4 år regnet fra persistensen den anslår) [K13-016]. Et varig påslag og et påslag som avtar gradvis, regnes som følsomheter (linje 12 og 13 i tabell 11). De ti årene regnes fra hver løsnings første anlegg, så løsningene møter ulike markeder i «knapphet varer» og «overkapasitet». I T er det første modul, så de ti årene kommer tidlig og gjelder få MW. Dommen som teller, berøres ikke.

AI-bruk på brukernes egne maskiner. Ingen kilde måler eller framskriver hvor stor del av AI-bruken som skjer på brukernes egne maskiner [K25-001, K25-002]. Modellen har ingen etterspørselskurve, så lavere etterspørsel etter regnekraft i datasentre virker bare gjennom inntekten per MW. Andelen solgt kapasitet ganges med $\mu_d(t_v) = \max(0,\ 1 - \varepsilon_d\, d(t_v))$, der $d(t_v)$ er bortfallet for årgangen t_v (ligning (S51)). Faktoren står overalt der prisen på regnekraft står, også i M2. Hvor mye inntekten faller når etterspørselen faller, har ingen kilde. $\varepsilon_d = 1$ i scenarioene er en åpen forutsetning: inntekten faller i takt med etterspørselen. 0,5 og 2 vises som følsomheter (linje 31). Kostnadene er uendret: programmet bygges og drives som i banen, og kapasitet som ikke selges, bruker likevel kraft. Kontraktene har fast pris gjennom årgangens levetid, så faktoren følger årgangen. Bortfallet går lineært fra null i 2025 til verdien for 2030, videre til verdien for 2035, og er fast etterpå.

IEAs lave forløp gjelder alle datasentre og skyldes ikke flytting til egne maskiner [K25-033]; det er det nærmeste kildene har. Kildene er uenige om hvor stor del av AI-lasten som er

trening, 20–53 % [K25-005, K25-006, K25-K01], så scenarioet «80 %» regnes i begge ender. At flyttingen er fullført i 2035 og halvveis i 2030, er konstruert; ingen kilde har et forløp. Begge scenarioene er merket der de vises.

5.3 Følsomhetslista

Følsomhetslista er låst i parameterfila og vises i én fast tabell med samme format for alle. Ingen dom i en følsomhet teller, og sammendraget og konklusjonen i rapporten inneholder bare hovedkjøringens dommer. Lista har 37 linjer, som gir 42 rader i kjøringen (avklaring 116 til 125, godkjent av prosjekteier 13. november 2026). Ett valg kan trekke i favør av løsning A og står ved raden: raden for inntekt etter standardvilkår følger lista, så anlegget får full inntekt når tilgjengeligheten når kravet.

Slik regnes en rad. En rad er hovedkjøringen med én endring, over de samme trekningene. Linje 11, 17, 19, 31 og 32 har to verdier hver og gir to rader. En verdi som byttes, settes inn etter trekningen: de andre størrelsene beholder sine trukne verdier, også de den er korrelert med. Åtte av de 37 linjene sa for lite til å regnes uten valg (forhåndsregistreringen, «Endringer», 13. november 2026); der er lesningen valgt som endrer minst ut over det linja nevner, slik at raden viser virkningen av den ene tingen. Raden leses av på trinnet hovedkjøringens dommer leses av på, med samme grunnlag for trinnet, i «normalisering» på hovedforløpet. Trinnet velges ikke på nytt, fordi et eget trinn per rad ville sammenlignet programmer av ulik størrelse; M6 på trinnet står i tabellen, så det synes når trinnet ville blitt et annet. Unntakene er radene for påslaget, som leses av i «knapphet varer», radene for ε_d, som leses av i de tre merkede scenarioene, og de fire radene som bare gjelder eierformene, som leses av i tabellene for eierformene (avklaring 112 og 116).

En løsning raden ikke gjelder, regnes ikke på nytt og har hovedkjøringens utfall. Dommene per mål settes fra radens utfall slik som i hovedkjøringen; M5 er hovedkjøringens. Sammenligningen av kraftløsningene (M7) og dommen over hypotesen settes fra radens utfall for de fem løsningene, uten terskler, så langt dommen følger av målene. Har hovedkjøringen ikke noe trinn, har lista ingen tabell. Tersklene, Sobol-indeksene, flatene og pristerskelen regnes ikke for radene; unntaket er terskelen for bortfall i linje 31.

Tabell 11 viser hva hver rad endrer, hvilke løsninger den gjelder, og hvor den leses av. «Alle» er de sju løsningene A, B, B', C, R, T-F og T-K; «de fem» er A, B, C, T-F og T-K. Under «Leses av» står «norm.» for «normalisering» på hovedforløpet, «knapphet» for «knapphet varer», «egne maskiner» for de tre merkede scenarioene og «eierformer» for tabellene for eierformene.

Tabell 11. Følsomhetslista, rad for rad. Nummeret er linjas plass i lista i parameterfila; a og b er to verdier på samme linje. Endringen er lesningen i avklaring 117 til 122 i spesifikasjonen. Merknaden ved rad 10 er den koden skriver (avklaring 125); de andre bygger på avklaringen som gjelder raden, og ved rad 1 og 2 på parameterfila.

Rad	Hva raden endrer	Gjelder	Leses av	Merknad
1	Kostnadsspennet for kjernekraft er sluttkostnader: ingen overskridelse i noen trekning ($w_\xi = 0$, S46)	A, B, B', T-K	norm.	Kildene er uenige om hvilken lesning som gjelder; hovedkjøringen trekker w_ξ jevnt mellom 0 og 1 (åpen forutsetning)
2	Kostnadsspennet er et budsjett: overskridelsen inntreffer i alle trekninger ($w_\xi = 1$)	A, B, B', T-K	norm.	Som rad 1
3	Avkastningskravet for kraftverket i A lik trekningens krav for kraft som selges i markedet, alle steder kravet for A står	A	norm.	

Rad	Hva raden endrer	Gjelder	Leses av	Merknad
4	Kravet for kjernekraftverk på nettet 2 prosentpoeng høyere enn for annen kraft, der renten gjelder kjernekraftverket selv	B, B', T-K	norm.	A er uendret
5	Skalaeksponenten for investering $\nu = 0{,}6$ i alle trekninger	A, B'	norm.	I B og T-K har enhetene referansestørrelsen
6	Læringsraten $\ell = -0{,}23$ i alle trekninger	A, B, B', T-K	norm.	
7	Minstelasten i S7 er 20 % av merkeeffekten i stedet for snittlasten	A, B'	norm.	Gir mindre enheter
8	Fritt valg av enhetsstørrelse: den som gir lavest kraftkostnad, med en buffer som dekker tapet av største enhet	A, B'	norm.	Valget ser ikke inntektsfaktoren, så lavere kostnad per MWh kan gi lavere netto nåverdi
9	Halv byggetid for enheter under 300 MW	A, B'	norm.	B og T-K har store enheter
10	Inntektsfaktoren er trinnet i standardvilkårene for skyregnekraft [K15-023] i stedet for S44: 1 når tilgjengeligheten når kravet, 0,9 når den er minst 99 %, 0,7 når den er minst 95 % og 0 under det	A	norm.	Vilkårene erstatter regelen i hovedkjøringen: anlegget får full inntekt når tilgjengeligheten når kravet. Raden kan derfor trekke i favør av A
11a	Norges andel solgt kapasitet mot konkurrentens 0,90	alle	norm.	
11b	Samme andel 0,95	alle	norm.	
12	Varig knapphet: dagens påslag for alle årganger	alle	knapphet	Hovedkjøringens tall fra samme scenario
13	Avtakende knapphet: påslaget avtar med tiden, $\pi_0 e^{-(t_v-2026)/\tau_\pi}$, med τ_π trukket 2,0–2,8 år [K13-016]	alle	knapphet	Som rad 12
14	Konkurrentens kraftpris lik EU-snittet for de største kundene, 1 198 kr/MWh [K02-044]	alle	norm.	
15	PUE hos konkurrenten 1,45; PUE i Norge beholder sin trekning	alle	norm.	
16	Rundskrivets rente: 4 % i år 1–40, 3 % i år 41–75 og 2 % deretter, for alle kontantstrømmene i netto nåverdi	alle	norm.	Avvik fra rundskrivet. Endrer bare netto nåverdi (M1 og M7)
17a	Skattekostnaden lik null	alle	norm.	
17b	Skattekostnaden 0,20 på all innskutt kapital (nåverdien av alle investeringene) i stedet for på subsidieelementet	alle	norm.	
18	Subsidieelementet regnet med statens lånerente	alle	norm.	
19a	Karbonprisens lave bane i stedet for den sentrale [K09-013, K09-014]	alle	norm.	
19b	Karbonprisens høye bane	alle	norm.	
20	Ulykkeskostnaden uten skalering etter enhetsstørrelse (S6)	A, B'	norm.	I B og T-K er faktoren 1
21	Effektkostnaden (S47) regner bare det største nye enhet er større enn dimensjonerende feil i Norden, 1 450 MW [K17-016]	B, B', T-K	norm.	M4 er uendret. Med enheter på høyst 1 000 MW faller reserveleddet bort
22	Uten tilleggsregelen (S45): kraftverk på nettet krediteres overskudd	B, B', C, T-F, T-K	norm.	Samme tall som vises ved siden av dommene
23	Ingen eksportregel	alle	norm.	Samme tall som vises ved siden av dommene

Rad	Hva raden endrer	Gjelder	Leses av	Merknad
24	Statens kontantstrøm og samlet overskudd verdsettes med statens lånerente; oppgjøret med de private fortsatt med kravet for regnekraft	de fem	eierformer	Former med private eiere kommer dårligere ut av seg selv: staten antas da å verdsette en usikker kontantstrøm høyere enn markedet
25	Oppgjøret med de private eierne priset med deres egenkapitalkrav på kontantstrømmen med gjeld	de fem	eierformer	Forskjellen i verdi er en overføring til de private; rangeringen etter verdi leses ikke her
26	Beslutningsår 2030; eksportregelen følger kalenderåret	alle	norm.	Nåverdiene er regnet til 2030 og kan ikke sammenlignes i størrelse med hovedkjøringens
27	Anlegg på 300 MW IT, i alle sju løsningene (i T tre moduler per anlegg)	alle	norm.	Programmet er 30 % av hovedkjøringens på hvert trinn, og M6 faller tilsvarende
28	For direkte eierskap og heleid selskap ganges investeringene, også I^{bud} og fornyelser, og driften utenom kraftkjøp, elavgift, nettariff, $q_N E$ og effektkostnaden med $1+\epsilon_e$ (avklaring 52), ϵ_e trukket fra $-0{,}05$ til 0,10 (åpen forutsetning; kildene gir retning og at null er mulig, ikke tall [K10-049, K10-050])	de fem	eierformer	Dommene og netto nåverdi for Norge har ikke faktoren
29	Statens andel av overskridelsene lik statens eierandel	de fem	eierformer	
30	M6 mot medianen av de ti årene, 330,1 mrd. kr i 2025-kroner (272,2 mrd. i løpende kroner), i stedet for snittet; samme grenser	alle	norm.	Ingen egen kjøring
31a	$\varepsilon_d = 0{,}5$: inntekten faller halvt så mye som etterspørselen	alle	egne maskiner	Terskelen for bortfall regnes om fra samme pristerskel
31b	$\varepsilon_d = 2$: inntekten faller dobbelt så mye	alle	egne maskiner	Som rad 31a
32a	Moduler på 50 MW	T-F, T-K	norm.	
32b	Moduler på 200 MW	T-F, T-K	norm.	
33	Taket i første trinn 650 MW per år, det som er planlagt tilknyttet av andres reservasjoner i 2027 [K22-006]	T-F, T-K	norm.	
34	Full fortrengning i første trinn: hele uttaket til modulene der tar plass fra private og trenger ikke nytt nett	T-F, T-K	norm.	
35	C bygd i moduler på 100 MW: T-F uten første trinn, med første modul tidligst året nytt nett kan være på plass	C	norm.	En egen bane på plassen til C; M7 og dommen over hypotesen er hovedkjøringens
36	T-K uten vilkåret om minst én hel enhet (S49)	T-K	norm.	
37	Ny fornybar kraft ut over nullalternativet først fra 2031 [K23-006]	C, T-F, T-K	norm.	

Hva datafila og resultatkapitlet viser. Fila `data/resultater/folsomheter.json` har for hver rad og løsning andelen trekninger som oppfyller vilkåret for «holder» i M1, M2, M3, M4 og M6, og dommen i hvert; medianen av netto nåverdi; andelen trekninger der banen ikke lar seg bygge; tallene ved siden av M6 (også M6 mot medianen av de ti årene); sammenligningen av de fem løsningene (andelen der hver er best alene, andelen der plassen deles, og andelen der

ingen lar seg bygge); og ordet for hypotesen på trinnet, uten terskler. Resultatkapitlet viser andelene og medianen rad for rad med hovedkjøringens tall fra samme scenario, dommeordene som endres, sammenligningen for hver rad og ordet for hypotesen der det endres. En løsning raden ikke gjelder, har hovedkjøringens tall. Tabellene står i avsnitt 6.6: tabell 39 rad for rad, tabell 40 for sammenligningen av kraftløsningene og tabell 37 for ordet for hypotesen.

5.4 Tersklene, betingelsene og den globale følsomheten

Ved siden av dommene regner modellen hvilken pris på regnekraft satsingen tåler, hvilke verdier av de usikre størrelsene et mål holder under, og hvilke størrelser som betyr mest for utfallet. Alt regnes fra de samme trekningene som dommene; ingen nye trekninger lages (avklaring 105 til 115). Tersklene og indeksene gis på trinnet dommene leses av på. Finnes det ikke noe trinn, gis ingen av dem.

Pristerskelen. Prisen på regnekraft kan ingen kilde forutsi, og dommen skal også uttrykkes som en terskel: hvilken pris satsingen tåler (regel 3). Prisen ganges med en faktor k for alle årganger, alle steder prisen står i modellen. Påslaget i ligning (S43) regnes som før, og utbyggingen og kostnadene er uendret. For hver løsning er $f(k)$ medianen av netto nåverdi over alle trekningene med faktoren k; en trekning der banen ikke lar seg bygge, rangeres under alle verdier. Netto nåverdi øker ikke når prisen faller, så pristerskelen er den minste k som gir median netto nåverdi null eller høyere. Den oppgis med en nøyaktighet på 10^{-6}. Det søkes opp til $k = 100$; ligger terskelen over, står det «over 100». Lar banen seg ikke bygge i minst halvparten av trekningene, har medianen ingen verdi, og terskelen finnes ikke, uansett pris. Terskelen gis for de sju løsningene i hvert av de tre prisscenarioene (avklaring 105).

Terskelen holdes mot kontraktsprisene i kildene, slik spesifikasjonen kapittel 3.2 sier. Den er «innenfor spennet i kontraktsprisene» når k ganger medianen over trekningene av konkurrentens årskostnad for årgang 2025 ikke er høyere enn den høyeste kontraktsprisen, 229 mill. kr per MW IT og år [K08-033, K13-005, K13-006]. Ved siden av står andelen trekninger der det holder i trekningen. Kontrollen endrer ingen dom (avklaring 106). Den er en øvre grense, fordi den bruker den høyeste kontraktsprisen, og gjelder prisen uten påslag: i «knapphet varer» er prisen ved terskelen høyere for årgangene med påslag.

Terskelen for bortfall av etterspørsel. Fordi faktoren for bortfall står alle steder prisen står, er et bortfall d likt for alle årganger det samme som å gange prisen med $1 - \varepsilon_d d$. Terskelen for bortfall er derfor pristerskelen uttrykt som bortfall: $d^* = \min(1, \max(0, (1 - k)/\varepsilon_d))$, med pristerskelen k i «normalisering» (ligning (S52)). Er k én eller mer, tåler satsingen ikke noe bortfall, og $d^* = 0$. $d^* = 1$ betyr at medianen ikke er negativ selv om hele etterspørselen faller bort, ikke at den er null der. Har k ingen verdi, har heller ikke d^* det. Med ε_d lik 0,5 og 2 regnes d^* om fra samme k (avklaring 107). Terskelen hviler på en forutsetning uten kilde og teller aldri som betingelse (presisering 14). Den vises sammen med bortfallet i de merkede scenarioene.

Tersklene i de trukne størrelsene. En terskel gjelder én løsning, ett mål med dommen «holder under betingelser», én trukket størrelse og én retning (avklaring 108). Vilkåret i hver trekning er vilkåret for «holder» i målet; en trekning der banen ikke lar seg bygge, oppfyller det ikke. Kandidatene er de trukne verdiene av størrelsen som ligger mellom 10- og 90-persentilen over alle trekningene. Betingelsen «høyst c» gjelder trekningene der størrelsen er c eller lavere, og «minst c» dem der den er c eller høyere. Målet holder under betingelsen når vilkåret er oppfylt i minst 80 % av trekningene betingelsen gjelder. Terskelen er den minst strenge betingelsen innenfor spennet: i retningen «høyst» den største kandidaten målet holder under, og i retningen «minst» den minste. Den sier ikke at målet holder under hver strengere verdi.

Ved siden av hver terskel står sannsynligheten for at betingelsen er oppfylt, og andelen som oppfyller vilkåret blant trekningene den gjelder.

Det søkes blant alle de 91 trukne størrelsene, én om gangen; to størrelser samtidig vises som flater (under). Tersklene søkes for M1, M2, M3, M4 og M6, for hver løsning målet er «holder under betingelser» for, i hvert scenario. For sammenligningen av kraftløsningene søkes ingen terskel, fordi den ikke har noen dom (avklaring 135).

Når en terskel teller som betingelse. De tre kravene i avsnitt 2.5 gjelder. Størrelsen må ha kilde (presisering 5). En terskel i en åpen forutsetning rapporteres som «avhenger av en forutsetning uten kilde». En terskel i tallet som avgjør om overskridelsen inntreffer, vises som «trekninger med (eller uten) overskridelse»; forutsetningen bak er vekten w_ξ. Virkningen må være påvist (presisering 22). Det trengs fordi søket går over mange størrelser og mange kandidater: en uavhengig leser målte på oppdiktede tall at størrelser uten noen virkning ofte fikk en terskel når andelen lå mellom om lag 77 og 80 %. Prøven er Pearsons kjikvadratprøve for uavhengighet mellom størrelsen, delt i 50 klasser etter verdien, og vilkåret, på 0,1 %-nivå. Med 10 000 trekninger og 50 klasser må indeksen i avsnittet om Sobol-indekser under være større enn 0,0085. En terskel som ikke består prøven, vises med «virkning ikke påvist» og teller ikke. Til sist teller en terskel i avkastningskravet for kraft bare når målet holder under den samme betingelsen både blant trekningene der kravet for regnekraft ligger til og med medianen, og blant dem der det ligger over (presisering 23). Kravet for regnekraft er en åpen forutsetning og korrelert med kravet for kraft, og en terskel i kravet for kraft kunne ellers bære virkningen av det.

Betingelsene for hypotesen settes fra tersklene etter reglene i avsnitt 2.5: for hvert av M1 til M4 som er «holder under betingelser», minst én terskel som teller, og for M5 at kildene der kjernekraften ikke ligger høyere, legges til grunn (presisering 17). M6 trenger ingen terskel, fordi M6 ikke alene kan felle en løsning (presisering 21). For hvert mål skrives betingelsene som teller, ut med størrelse, retning, terskel, sannsynlighet og andel, og for seg tersklene i størrelser uten kilde. Hvert mål prøves for seg, så en løsning kan få betingelser som ikke kan være oppfylt samtidig. Derfor vises det for hver løsning med betingelser hvor stor andel av trekningene som oppfyller betingelsene samtidig (for hvert mål den som teller med høyest sannsynlighet), og blant dem andelen der vilkårene for «holder» i M1 til M4 alle er oppfylt. Tallene endrer ingen dom (avklaring 115).

Terskelflatene. Tre flater viser to størrelser samtidig, på trinnet dommene leses av på og i «normalisering» (avklaring 111 og 134). Trekningene deles i fem om lag like store klasser etter hver størrelse. (a) *Pris på regnekraft mot reaktorkostnad:* pristerskelen regnet i hver av de fem klassene av investeringen for en stor reaktor, for A, B, B' og T-K. (b) *Kraftpris hos konkurrenten mot kostnaden for norsk kraft:* konkurrentens kraftpris mot kraftkostnaden bedriften betaler, nåverdivektet over årgangene, for de sju løsningene, over trekningene der banen lar seg bygge. (c) *Avkastningskrav mot reaktorkostnad:* kravet for regnekraft og kravet for kraft, hver mot reaktorkostnaden, for A, B, B' og T-K. Flatene (b) og (c) har 25 ruter, og for hver rute gis antall trekninger, andelen med positiv netto nåverdi og medianen av netto nåverdi; flaten er grensen mellom rutene med positiv og ikke positiv median. For hver klasse langs aksene gis antall trekninger og medianen av størrelsen. Flatene (b) og (c) er fordelinger i de lagrede trekningene, ikke kjøringer med størrelsene satt til faste verdier, og holder seg derfor innenfor spennene i parameterfila; flate (a) regner modellen på nytt med prisfaktoren, men på de samme trekningene. Flatene endrer ingen dom.

Sobol-indeksene. Sobol-indeksen av første orden for en størrelse er den delen av variansen i et utfall som kan føres til den størrelsen alene. Den anslås fra de lagrede trekningene uten nye kjøringer (avklaring 110). Trekningene deles i $\max(2, \lfloor\sqrt{N}/2\rfloor)$ klasser etter størrelsens verdi, der N er antall trekninger som inngår, altså 50 med 10 000 trekninger, og indeksen

er variansen mellom klassesnittene av utfallet, vektet med antallet i hver klasse, delt på variansen i utfallet. Anslaget er skjevt oppover: uten noen virkning er det om lag antall klasser med trekninger minus én delt på antall trekninger minus én: 0,0049 for en kontinuerlig størrelse med 10 000 trekninger, lavere for en størrelse med få verdier (avklaring 114 g). Tallet står ved tabellen, og ingen indeks rettes for det.

Indeksen regnes for hver av de 91 trukne størrelsene, også vekten w_ξ, og for hver av de sju løsningene på trinnet dommene leses av på, i «normalisering». Utfallene er: netto nåverdi, blant trekningene der banen lar seg bygge; om banen lar seg bygge; vilkåret for «holder» i M1, M2, M3, M4 og M6, og for M3, M4 og M6 også vilkåret for «holder ikke»; og for hver av de fem løsningene om den er blant de beste i sammenligningen, alene eller delt (avklaring 135 og 137). M5 har ingen indeks. Totalindekser, som også tar med samspillet med andre størrelser, kan ikke anslås fra gitte trekninger uten en erstatningsmodell og gis ikke; én minus summen av førsteordensindeksene viser hvor mye som ikke kan føres til én størrelse alene. For de fire korrelerte parene inneholder indeksen for den ene det den deler med den andre. Metoden er kjent som anslag fra gitte data (Plischke, Borgonovo og Smith 2013). Prosjektet har ikke lest artikkelen; det som gjelder, er formelen i avklaring 110.

Resultatene står i avsnitt 6.5: pristerskelen i tabell 26, terskelen for bortfall i tabell 27, tersklene i de trukne størrelsene i tabell 28, betingelsene i tabell 29, flatene i figur 8 og tabell 30, og Sobol-indeksene i tabell 31.

6 Resultater

Resultatene leses fra de åtte datafilene hovedkjøringen og kommandoen etter den skrev (`data/resultater/`): de seks filene fra hovedkjøringen (`dommer.json`, `tidslinje.json`, `eierformer.json`, `terskler.json`, `folsomheter.json` og innholdslista `innhold.json`) og de to ekstra filene `fordelinger.json` og `miljo.json` med sjekksummene sine i `tillegg.json` (avklaring 140 til 142 i spesifikasjonen). Dommene leses mot forhåndsregistreringen slik den står. Hvert tall fra kjøringen i tabellene, figurene og teksten er hentet maskinelt fra disse filene, og en liste sier for hvert tall hvilken fil og hvilket felt det står i. Bare tersklene og de faste størrelsene i forhåndsregistreringen og opplysningene om kjøringen under (tid, commit, kommando) er skrevet inn for hånd. Alle alternativer og alle resultater rapporteres, også de som går imot hypotesen (regel 6).

Kjøringen. Hovedkjøringen ble satt i gang 14. november 2026 kl. 09.11 med kommandoen `hovedkjoring --frys` på åtte prosesser. Den gikk fra en egen kopi av koden, hentet ut på commit `085b642` (`085b64282b124fc27e704930833efa4b9cc33349`) og ikke rørt mens kjøringen gikk, fordi arbeidsprosessene leser koden fra disk (avklaring 140 c). Kjøringen regnet 10 000 trekninger, 7 løsninger (A, B, B', C, R, T-F og T-K) og stigen med 1, 5, 10, 20 og 40 anlegg, i 6 scenarioer: de tre prisscenarioene og de tre merkede scenarioene for AI-bruk på brukernes egne maskiner. Grunnlaget er merket «frosset» og bygd fra frysen: parameterfila, trekningene og strømmen for årlige hendelser, med sjekksummene `4b8809bc56ab…`, `0306f838dfbf…` og `b2a8c282629f…` (SHA-256, de første tolv tegnene). Sjekksummen for parameterfila er den forhåndsregistreringen fører for versjon 1.1 (avsnitt 2.7). De to ekstra filene ble laget etter hovedkjøringen med kommandoen `tilleggsfiler --frys` fra en egen kopi av koden på commit `f17d4d2`, med det samme hodet som de seks filene. Tabell 12 viser sjekksummene for filene slik innholdslistene fører dem.

Gjenskapingen. Etterpå laget kommandoen `kontroll --frys` de seks filene på nytt fra den samme kopien av koden (commit `085b642`) og sammenlignet dem med de lagrede. Alle seks var `identisk`, med største relative avvik null, og grunnlaget var merket «frosset». Det er prøvd på samme maskin. Gjenskaping på en annen maskin er ikke gjort ennå. De to ekstra

Tabell 12. Sjekksummene (SHA-256, de første tolv tegnene) for datafilene, slik `innhold.json` fører dem for de fem filene fra hovedkjøringen og `tillegg.json` for de to ekstra. De to innholdslistene har ingen sjekksum i noen fil.

Fil	Sjekksum	Ført i
`dommer.json`	`d61a8411edf1`	`innhold.json`
`tidslinje.json`	`b5e2c5eb6837`	`innhold.json`
`eierformer.json`	`561ed23db060`	`innhold.json`
`terskler.json`	`32323efc73e4`	`innhold.json`
`folsomheter.json`	`2f38e4e59130`	`innhold.json`
`fordelinger.json`	`09356b458195`	`tillegg.json`
`miljo.json`	`0088d9e67682`	`tillegg.json`

filene er laget én gang; de er ikke laget på nytt og sammenlignet (avklaring 142 e sier hvordan det gjøres).

6.1 Dommene

Dommen som teller, er dommen i scenarioet «normalisering» på trinnet dommene leses av på. Der er hypotesen «holder ikke». Hver av de fem kraftløsningene A, B, C, T-F og T-K er felt av sine egne mål: M1 er «holder ikke», og medianen av netto nåverdi er negativ. Skalaen nås ikke på noe trinn, så hypotesen holder heller ikke i den formen den er stilt. Dette avsnittet viser hvordan dommen er satt: trinnet, dommen per mål og løsning, dommen over hypotesen, de andre scenarioene, tallene ved siden av M6, de andre trinnene i stigen og fordelingen av netto nåverdi.

Løsningene er de sju i forhåndsregistreringen (avsnitt 3.1). A, B, C, T-F og T-K er kraftløsningene hypotesen gjelder. B' er det samme kraftverket som i A, koblet til nettet, og er sammenligningen regel 4 krever. R er referansekjøringen: statlige datasentre som kjøper kraft fra nettet uten ny kraftproduksjon. B' og R regnes på alle trinnene i stigen og får dom per mål, men kan ikke gi «holder» for hypotesen, teller ikke når trinnet dommene leses av på, bestemmes, og er ikke med i sammenligningen M7 (presisering 3, avklaring 88).

Trinnet dommene leses av på. Forhåndsregistreringen bruker en fast stige av programstørrelser: 1, 5, 10, 20 og 40 anlegg, hvert med 1 000 MW IT-last (presisering 1). Dommene leses av på 25 %-trinnet: det laveste trinnet med mer enn ett anlegg der minst 80 % av alle trekningene når 25 % i M6 i «normalisering» for minst én av A, B, C, T-F og T-K (presisering 19, avklaring 104). Finnes det ikke, leses de av på 5 %-trinnet, som bestemmes på samme måte, også med ett anlegg; hypotesen kan da høyst bli «holder under betingelser». Finnes heller ikke det, leses dommene av på det høyeste trinnet der minst én av de fem har et år med stabil drift i minst 80 % av trekningene, og det står at skalaen ikke nås (presisering 1 og 11, avklaring 57). Trinnet bestemmes én gang, fra «normalisering», og dommene i de andre scenarioene leses av på det samme trinnet (avklaring 97).

Kjøringen leser dommene av på trinnet med 1 anlegg, med grunnlaget «høyeste trinn (skalaen nås ikke)». Verken 25 %-trinnet eller 5 %-trinnet finnes: i «normalisering» ligger M6 under 5 % i 100,0 % av trekningene for hver av de fem på trinnet med ett anlegg (tabell 13), og like mange på de høyere trinnene. Trinnet med fem anlegg er ikke høyeste trinn som lar seg bygge: den av de fem som oftest har et år med stabil drift der, T-K, har det i 47,8 % av trekningene, under kravet på 80 %. Andelen er lest fra `fordelinger.json` og står ikke i tabellen over stigen, som viser andelen som ikke lar seg bygge (tabell 17); en bane kan la seg bygge uten å ha et år med stabil drift. Dermed er det trinnet med ett anlegg som gjelder. At M6 er under 5 % på alle trinn, betyr etter presisering 12 at 5 %-trinnet ikke finnes, og da står det i forhåndsregistreringen at hypotesen ikke holder i den formen den er stilt (stor

skala, «den nye oljen»), også når en mindre satsing lønner seg (avsnitt 2.5).

Et enkelt anlegg kan ikke alene gi «holder» for hypotesen. Det betyr at hypotesen på dette trinnet høyst kunne blitt «holder under betingelser», uansett hvordan målene falt ut. Det betyr ikke at regelen har avgjort dommen her: dommen per mål settes på trinnet med ett anlegg etter de samme reglene som på andre trinn, og hver av de fem løsningene er felt av M1 og medianen, ikke av trinnet. Når et av de andre scenarioene leses av på dette trinnet, sier «skalaen nås ikke» noe om «normalisering», ikke om scenarioet (avklaring 103 f).

Dommen per mål i «normalisering». Tabell 13 viser dommen for hvert mål og hver av de sju løsningene, med andelene den er satt fra. Under dommen står andelen av alle trekningene som oppfyller vilkåret for «holder»: positiv netto nåverdi (M1), kostnad under prisen nåverdivektet over årgangene (M2, S42), høyst 5 % økning i strømprisen i alle prisområder (M3), kraftbalansen og effektbalansen ikke svakere enn i nullalternativet i noe driftsår (M4), og minst 25 % i M6. For M3, M4 og M6 står også andelen som oppfyller vilkåret for «holder ikke»: over 15 % i minst ett prisområde (M3), svakere også med tiltak i drift (M4), og under 5 % (M6). For M1 og M2 er «holder ikke» en andel under 20 %, så der er det første tallet nok (presisering 2; avklaring 69). På dette trinnet lar banen seg bygge i alle trekningene for alle løsningene, så andelen blant trekningene der banen lar seg bygge, er den samme som andelen av alle.

Tabell 13. Dommen per mål og løsning i «normalisering» på trinnet med 1 anlegg. Under dommen står andelen av alle 10 000 trekninger som oppfyller vilkåret for «holder», i prosent, og for M3, M4 og M6 etter skråstreken andelen som oppfyller vilkåret for «holder ikke». M5 avgjøres uten trekninger og har ingen andel. Medianen av netto nåverdi (M1) er i milliarder reelle 2025-kroner, som nåverdi i beslutningsåret 2027. «Ikke byggbar» er andelen trekninger der banen ikke lar seg bygge innen 2100.

Mål	A	B	B'	C	R	T-F	T-K
M1	holder ikke 0,0	holder ikke 0,0	holder ikke 0,0	holder ikke 1,1	holder ikke 0,7	holder ikke 0,1	holder ikke 0,1
M2	holder ikke 0,0	holder ikke 0,0	holder ikke 0,0	holder under betingelser 61,4	holder under betingelser 38,9	holder under betingelser 74,2	holder under betingelser 74,1
M3	holder 100,0 / 0,0	holder 100,0 / 0,0	holder 100,0 / 0,0	holder 100,0 / 0,0	holder under betingelser 33,4 / 8,4	holder 100,0 / 0,0	holder 100,0 / 0,0
M4	holder 100,0 / 0,0	holder under betingelser 36,3 / 0,0	holder 100,0 / 0,0	holder under betingelser 69,0 / 0,0	holder ikke 0,0 / 100,0	holder under betingelser 29,1 / 0,0	holder under betingelser 29,1 / 0,0
M5	holder under betingelser	holder under betingelser	holder under betingelser	holder	holder	holder	holder under betingelser
M6	holder ikke 0,0 / 100,0	holder ikke 0,0 / 100,0	holder ikke 0,0 / 100,0	holder ikke 0,0 / 100,0	holder ikke 0,0 / 100,0	holder ikke 0,0 / 100,0	holder ikke 0,0 / 100,0
Median M1, mrd. kr	−208,2	−109,8	−249,6	−19,5	−28,5	−34,3	−34,3
Ikke byggbar, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

I «normalisering» er M1 «holder ikke» for alle sju løsningene. Andelen trekninger med positiv netto nåverdi er høyest for C, 1,1 %, og for R 0,7 %; for T-F og T-K er den 0,1 %, og for A, B og B' 0,0 %. Medianen er negativ for alle: fra −19,5 mrd. kr for C til −249,6 mrd. kr

for B', og −208,2 mrd. kr for A. Prisen på regnekraft er i «normalisering» satt lik kostnaden til en ny konkurrent med vanlig avkastning (S18), og kraft er om lag 7 % av årskostnaden for et anlegg (avsnitt 4.3). Gevinsten er dermed begrenset av måten prisen er satt på, mens tapet er et funn: med ny fornybar kraft går medianen i null med 7 % høyere pris (avsnitt 6.5). Tapet er ikke delt opp etter ledd. Følsomhetslista viser noen av leddene hver for seg: for C blir medianen −14,9 mrd. kr uten eksportstans, −14,3 uten tilleggsregelen (S45) og −17,0 uten skattekostnad (avsnitt 6.6). M2 er «holder ikke» for A, B og B', og «holder under betingelser» for C, R, T-F og T-K. M2 er et annet regnestykke enn M1: det regner blant annet med nettariff og elavgift i stedet for marginale nettap, uten nettinvesteringen og tilleggsregelen (S45), med bare utkoblingsarmen i (S47) og med hver årgang regnet over hele sin levetid, som en egen investeringsbeslutning (avsnitt 4.7). Hvor mye hvert ledd forklarer av avstanden mellom andelene i M1 og M2, er ikke regnet; rad 22 i følsomhetslista viser virkningen av tilleggsregelen alene (avsnitt 6.6). M3 holder for alle unntatt R. For de andre følger det av dimensjoneringen: de er bygd med minst like mye ny kraft som datasentrene bruker, og eget kjernekraftverk tar ingenting fra nettet, så strømprisen kan ikke stige (kapittel 3). Prisen i hvert område er regnet fra Norges samlede kraftbalanse, ikke fra hvor anlegget ligger (avsnitt 4.5). For R hviler andelen nesten bare på hvor mye av statens uttak som tar plassen til private datasentre i nettkøen, δ_V, en åpen forutsetning (indeks 0,8443); den forutsetningen sparer nettinvestering bare for løsningene på nettet. M4 holder for A og B', for A per definisjon, fordi verket ikke er koblet til nettet. M4 vurderes uten tiltakene som er kostnadsført i M1, og er «holder under betingelser» for B, C, T-F og T-K, og «holder ikke» for R, som bygger ingen ny kraft og svekker kraftbalansen i 100,0 % av trekningene også med tiltak. M6 er «holder ikke» for alle sju. Telleren i M6 er bidraget utover vanlig avkastning på kapitalen, og nevneren er statens netto kontantstrøm fra petroleum. Målt som statens kontantstrøm i første år med stabil drift, samme slags størrelse som nevneren, er ett anlegg i medianen 5,9 til 9,5 % av oljeinntektene; det tallet er ikke målet som ble satt på forhånd (avsnitt 6.4). I et normalt marked kunne grensen i M6 i praksis ikke nås, fordi prisen er satt lik kostnaden og store programmer ikke rekker å bli bygget (over og tabell 17). Neiet til hypotesen kommer fra lønnsomheten (M1).

M5 er en dom etter regler, uten trekninger og uten andeler. Den bygger på kildenes egne tall for utslipp over livsløpet (i) og areal (ii), er den samme på alle trinn og i alle scenarioer, og gir C, R og T-F «holder» per definisjon (presisering 7, 9 og 13; avklaring 55, 68 og 88). For løsningene med kjernekraft (A, B, B' og T-K, som vurderes som kjernekraft) er M5 «holder under betingelser». I tabellen over kildenes tall (avklaring 68) ligger kjernekraften høyere enn den laveste av vind på land og vannkraft i én av de tre kildene, IPCC (12 mot 11 g CO_2-ekvivalenter per kWh for vind på land), men ikke over den høyeste verdien kilden oppgir for vind på land; (ii) holder, for var begge brutt, ville M5 vært «holder ikke» (presisering 9). Betingelsen er da at kildene der kjernekraften ikke ligger høyere, legges til grunn, og den regnes som navngitt (presisering 17, avklaring 93).

Dommen over hypotesen. Hypotesen «holder ikke» når hver av A, B, C, T-F og T-K er felt: har minst ett av M1–M5 som «holder ikke», eller negativ median i M1 (presisering 12). «Holder under betingelser» krever at betingelsene kan navngis for minst én løsning som ikke er felt; kan de ikke det, er dommen «holder ikke», og rapporten skal skille mellom de to grunnene (presisering 12, 17 og 21). Tabell 14 viser dommen i hvert scenario og hva som feller hver løsning, slik datafila fører det. Lest etter regelen gir målene og medianene det samme som fila, i alle seks scenarioer og for alle fem løsningene.

I «normalisering» er hypotesen «holder ikke» fordi målene ikke nås: alle fem er felt av M1 og den negative medianen, og A og B også av M2. Det samme gjelder i «overkapasitet» og i de tre merkede scenarioene, der M1 og M2 feller alle fem. I «knapphet varer» er hypotesen også «holder ikke», men av en annen grunn. Der er C, T-F og T-K ikke felt, men betingelsene

Tabell 14. Dommen over hypotesen per scenario på trinnet med 1 anlegg, og for hver av de fem løsningene om den er felt, og av hva: målene blant M1–M5 som er «holder ikke», og negativ median i M1. For en løsning som ikke er felt, står det om betingelsene kan navngis. Dommen som teller, er den i «normalisering»; de andre vises ved siden av.

Scenario	Hypotesen	A	B	C	T-F	T-K
«knapphet varer»	holder ikke	felt: M1, negativ median	felt: negativ median	ikke felt; betingelsene kan ikke navngis	ikke felt; betingelsene kan ikke navngis	ikke felt; betingelsene kan ikke navngis
«normalisering»	holder ikke	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, negativ median	felt: M1, negativ median	felt: M1, negativ median
«overkapasitet»	holder ikke	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median
«kildenes lave forløp»	holder ikke	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median
«80 % på egne maskiner», lav	holder ikke	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median
«80 % på egne maskiner», høy	holder ikke	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median	felt: M1, M2, negativ median

kan ikke navngis for noen av dem. Alle tre har M4 som «holder under betingelser» (T-K også M5). For C fant kjøringen 2 terskler i M4, og 0 av dem gjelder en størrelse med kilde, så ingen teller som betingelse (presisering 5). For T-F og T-K fant den ingen terskel i M4 (0 og 0). I «knapphet varer» er hypotesen altså «holder ikke» fordi betingelsene ikke kan navngis; tersklene og størrelsene uten kilde står i avsnitt 6.5. Dommen i «knapphet varer» teller ikke.

De andre scenarioene. Tabell 15 viser de to andre prisscenarioene og de tre merkede scenarioene på samme trinn. Prisscenarioene får ingen sannsynlighet og vektes ikke. «Knapphet varer» betyr at dagens knapphetspåslag på prisen for regnekraft står ved lag til ti år etter løsningens første anlegg, og «overkapasitet» varer like lenge (presisering 8). De tre merkede scenarioene regnes i «normalisering» med et bortfall av etterspørselen etter regnekraft i datasentre (presisering 14). «Kildenes lave forløp» har et bortfall på 11,9 % i 2030 og 21,0 % fra 2035 [K25-033]. «80 % på egne maskiner» er prosjekteiers scenario og har ingen kilde: 80 % av all AI-bruk som ikke er trening, flytter til brukernes egne maskiner innen 2035. Det regnes med trening som 53 % av AI-lasten (lav, bortfall 37,6 %) og som 20 % (høy, bortfall 64,0 %). Inntekten per MW faller i takt med etterspørselen (S51); det har heller ingen kilde. Ingen av de fem scenarioene endrer dommen som teller.

I «knapphet varer» er M1 «holder» for C, R, T-F og T-K, med positiv netto nåverdi i 87,9, 89,7, 84,8 og 84,7 % av trekningene og medianer på 68,9, 157,9, 88,5 og 88,3 mrd. kr. For B er M1 «holder under betingelser», med negativ median (−15,7 mrd. kr), og for A og B' «holder ikke». M6 er «holder under betingelser» for alle sju i «knapphet varer». I «overkapasitet» og de tre merkede scenarioene har ingen av løsningene positiv netto nåverdi i noen trekning (andelen er 0,0 % for alle), og alle medianene er negative.

Ved siden av M6. Dommen i M6 settes i første år med stabil drift: første år der alle anleggene i banen er startet og ingen er gått ut, også om et anlegg står uten brikker (avklaring 53). Ved siden av vises fire andre måter å lese skalaen på (kapittel 9 i spesifikasjonen, avklaring 53

Tabell 15. Dommene i de fem andre scenarioene på trinnet med 1 anlegg. «Positiv NNV» er andelen av alle trekningene med positiv netto nåverdi (vilkåret for «holder» i M1), og medianen er i milliarder reelle 2025-kroner. De tre siste kolonnene viser hvilke av M1–M6 som har hver dom. På dette trinnet lar banen seg bygge i alle trekningene.

Løsning	Positiv NNV	Median M1, mrd. kr	«holder»	«holder under betingelser»	«holder ikke»
«knapphet varer»					
A	19,2 %	−104,1	M3, M4	M2, M5, M6	M1
B	43,4 %	−15,7	M3	M1, M2, M4, M5, M6	–
B'	14,1 %	−145,4	M3, M4	M2, M5, M6	M1
C	87,9 %	68,9	M1, M2, M3, M5	M4, M6	–
R	89,7 %	157,9	M1, M2, M5	M3, M6	M4
T-F	84,8 %	88,5	M1, M2, M3, M5	M4, M6	–
T-K	84,7 %	88,3	M1, M2, M3	M4, M5, M6	–
«overkapasitet»					
A	0,0 %	−273,3	M3, M4	M5	M1, M2, M6
B	0,0 %	−174,7	M3	M4, M5	M1, M2, M6
B'	0,0 %	−314,5	M3, M4	M5	M1, M2, M6
C	0,0 %	−86,3	M3, M5	M4	M1, M2, M6
R	0,0 %	−150,4	M5	M3	M1, M2, M4, M6
T-F	0,0 %	−117,9	M3, M5	M4	M1, M2, M6
T-K	0,0 %	−118,1	M3	M4, M5	M1, M2, M6
«kildenes lave forløp»					
A	0,0 %	−274,3	M3, M4	M5	M1, M2, M6
B	0,0 %	−176,0	M3	M4, M5	M1, M2, M6
B'	0,0 %	−315,0	M3, M4	M5	M1, M2, M6
C	0,0 %	−87,2	M3, M5	M4	M1, M2, M6
R	0,0 %	−153,3	M5	M3	M1, M2, M4, M6
T-F	0,0 %	−154,2	M3, M5	M4	M1, M2, M6
T-K	0,0 %	−154,4	M3	M4, M5	M1, M2, M6
«80 % på egne maskiner», lav					
A	0,0 %	−326,5	M3, M4	M5	M1, M2, M6
B	0,0 %	−225,5	M3	M4, M5	M1, M2, M6
B'	0,0 %	−367,9	M3, M4	M5	M1, M2, M6
C	0,0 %	−138,1	M3, M5	M4	M1, M2, M6
R	0,0 %	−249,0	M5	M3	M1, M2, M4, M6
T-F	0,0 %	−244,7	M3, M5	M4	M1, M2, M6
T-K	0,0 %	−244,8	M3	M4, M5	M1, M2, M6
«80 % på egne maskiner», høy					
A	0,0 %	−406,2	M3, M4	M5	M1, M2, M6
B	0,0 %	−302,6	M3	M4, M5	M1, M2, M6
B'	0,0 %	−449,0	M3, M4	M5	M1, M2, M6
C	0,0 %	−218,2	M3, M5	M4	M1, M2, M6
R	0,0 %	−401,7	M5	M3	M1, M2, M4, M6
T-F	0,0 %	−390,4	M3, M5	M4	M1, M2, M6
T-K	0,0 %	−390,9	M3	M4, M5	M1, M2, M6

og 103 c): snittet over L_H år fra det samme året, fordi bidraget hopper når en årgang IT-utstyr byttes; det samme bidraget målt mot medianen av statens netto kontantstrøm fra petroleum de ti årene 2016–2025 (330,1 mrd. kr i 2025-kroner) i stedet for snittet (536,3 mrd. kr; presisering 6); andelen i 2050; og andelen i toppåret, året bidraget er høyest blant årene der minst ett anlegg drives. Tabell 16 viser dem i «normalisering» på trinnet. Alle er andeler av petroleumsinntekten, i prosent. Ingen av dem når 5 % i medianen for noen løsning, og ingen

90-persentil gjør det heller. For T-F og T-K har 9 991 av trekningene et år med stabil drift, og M6, snittet og tallet mot medianen gjelder dem; 2050 og toppåret har verdi i alle.

Tabell 16. M6 og de fire tallene ved siden av i «normalisering» på trinnet med 1 anlegg, i prosent av statens netto kontantstrøm fra petroleum. Hvert tall er medianen over trekningene der tallet har verdi, med 10- og 90-persentilen under. M6 i første år med stabil drift er fra `fordelinger.json`, de fire andre fra `dommer.json`.

Løsning	M6, første år med stabil drift	Snitt over L_H år	Mot medianen av de ti årene	I 2050	I toppåret
A	−12,5	−12,1	−20,3	−8,5	−12,0
	[−33,0; −6,5]	[−32,5; −6,1]	[−53,5; −10,6]	[−26,4; 0,0]	[−32,4; −6,0]
B	−4,3	−3,9	−7,0	−2,7	−3,8
	[−10,1; −2,4]	[−9,7; −2,1]	[−16,5; −4,0]	[−8,0; 0,0]	[−9,6; −2,0]
B'	−9,9	−9,6	−16,1	−6,7	−9,5
	[−26,1; −5,2]	[−25,7; −4,8]	[−42,3; −8,5]	[−21,1; 0,0]	[−25,6; −4,7]
C	−0,6	−0,3	−1,0	0,0	−0,2
	[−1,1; −0,3]	[−0,7; 0,1]	[−1,8; −0,4]	[−0,7; 0,1]	[−0,6; 0,2]
R	−0,4	−0,1	−0,7	0,0	0,0
	[−0,8; −0,1]	[−0,4; 0,2]	[−1,3; −0,2]	[−2,9; 0,3]	[−0,3; 0,3]
T-F	−0,2	−0,3	−0,4	−0,2	0,0
	[−0,7; 0,1]	[−0,8; 0,1]	[−1,1; 0,1]	[−1,8; 0,1]	[−0,1; 0,2]
T-K	−0,2	−0,3	−0,4	−0,2	0,0
	[−0,7; 0,1]	[−0,9; 0,1]	[−1,1; 0,1]	[−1,9; 0,1]	[−0,1; 0,2]

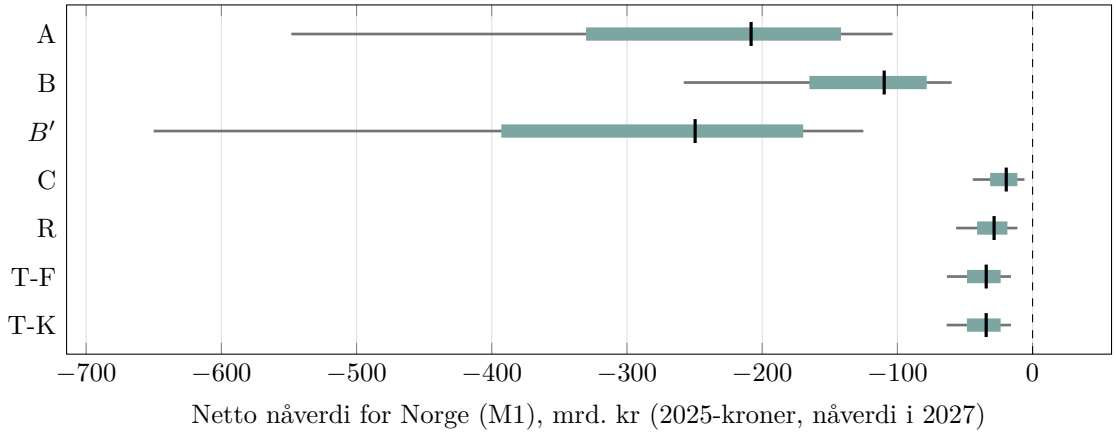
De andre trinnene i stigen. Tabell 17 viser hvordan andelen trekninger der banen ikke lar seg bygge, og medianen av netto nåverdi endrer seg oppover stigen i «normalisering». Med fem anlegg lar banen seg ikke bygge i mer enn halvparten av trekningene for A, B, B', C og T-F, og med tjue og førti anlegg lar ingen av de fem seg bygge i noen trekning. En bane som ikke lar seg bygge, er et resultat og teller i nevneren: den oppfyller aldri vilkåret for «holder», og i medianen av M1 rangeres den under alle verdier (presisering 10). Lar banen seg ikke bygge i minst halvparten av trekningene, har medianen derfor ingen verdi (–). Der under halvparten ikke lar seg bygge, ligger medianen langt nede blant trekningene som lar seg bygge, fordi de andre står under dem. Det er grunnen til at medianen for T-K med fem anlegg er −2 113,3 mrd. kr: den er ikke medianen blant trekningene der banen lar seg bygge. Dommene per mål på de høyere trinnene er drevet av baner som ikke lar seg bygge. M3 og M4 blir for eksempel «holder under betingelser» for A med fem anlegg fordi bare 47,7 % av trekningene oppfyller vilkåret for «holder», mens andelen blant trekningene der banen lar seg bygge, er 100,0 %.

Fordelingen av netto nåverdi. Figur 1 viser fordelingen av netto nåverdi for hver løsning i «normalisering» på trinnet, og figur 2 de tre prisscenarioene ved siden av hverandre. Persentilene er tatt over trekningene der banen lar seg bygge (avklaring 140 e), mens andelene bak dommene er tatt over alle trekningene, med trekninger der banen ikke lar seg bygge talt som at vilkåret ikke er oppfylt. På trinnet med ett anlegg er det samme trekninger, alle 10 000, og medianen i figuren er den samme som i tabell 13; på høyere trinn ville de vært ulike for hver løsning. Halene er lange, særlig for løsningene med kjernekraft. Figurene viser derfor båndene fra 10- til 90-persentilen og fra 25- til 75-persentilen, ikke de ytterste trekningene. For A i «normalisering» er 1-persentilen −1 490,3 mrd. kr og 99-persentilen −55,5 mrd. kr. I «normalisering» ligger hele båndet fra 10- til 90-persentilen under null for alle sju løsningene. For C, R, T-F og T-K er 90-persentilen −6,0, −11,2, −16,0 og −16,0 mrd. kr, for A −103,6 mrd. kr. Prisscenarioet flytter hele fordelingen: i «knapphet varer» ligger

Tabell 17. Andelen trekninger der banen ikke lar seg bygge (i prosent), og medianen av netto nåverdi (M1, mrd. kr), for hvert trinn i stigen i «normalisering». Medianen regner trekningene der banen ikke lar seg bygge, som lavere enn alle verdier, og har ingen verdi (–) når minst halvparten ikke lar seg bygge.

	Ikke byggbar, %					Median M1, mrd. kr				
Løsning (anlegg:)	1	5	10	20	40	1	5	10	20	40
A	0,0	52,3	97,9	100,0	100,0	−208,2	–	–	–	–
B	0,0	52,3	97,9	100,0	100,0	−109,8	–	–	–	–
B'	0,0	52,3	97,9	100,0	100,0	−249,6	–	–	–	–
C	0,0	82,7	100,0	100,0	100,0	−19,5	–	–	–	–
R	0,0	42,3	89,5	99,9	100,0	−28,5	−272,3	–	–	–
T-F	0,0	83,8	100,0	100,0	100,0	−34,3	–	–	–	–
T-K	0,0	49,6	97,4	100,0	100,0	−34,3	−2 113,3	–	–	–

10-persentilen for C på −4,2 mrd. kr, i «overkapasitet» ligger 90-persentilen på −32,3 mrd. kr. Figur 3 viser M6 på samme måte, mot tersklene på 5 og 25 %.

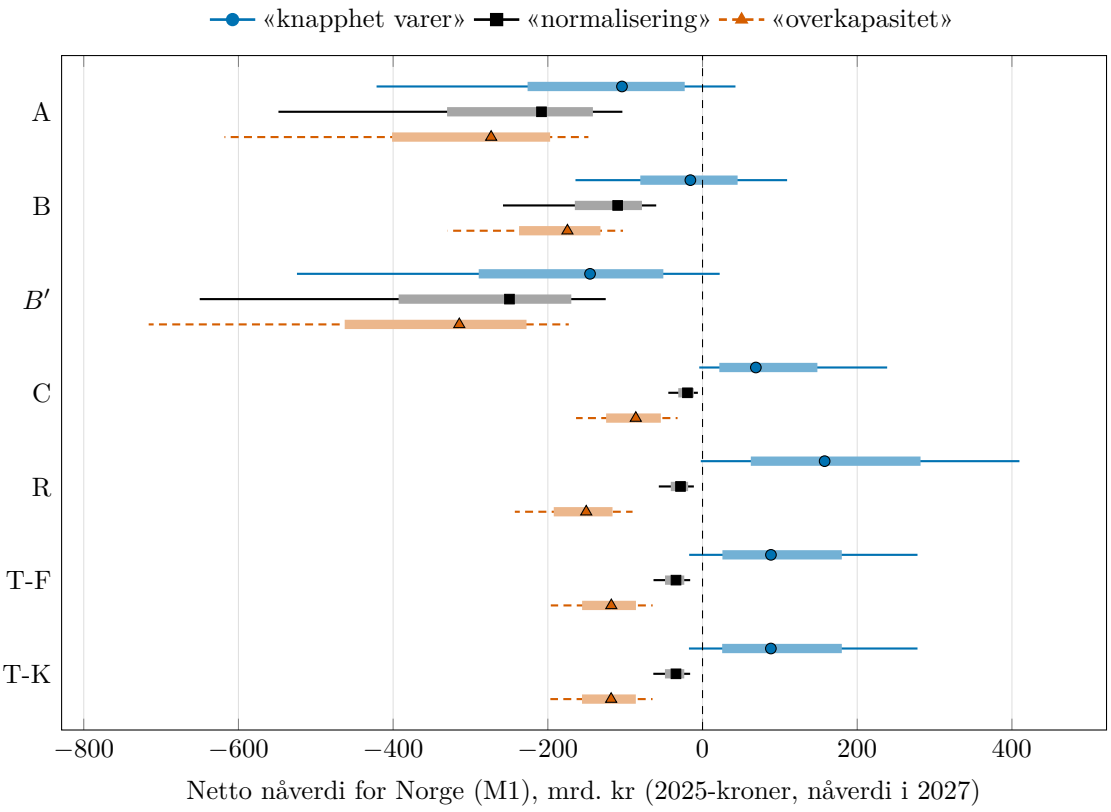


Figur 1. Netto nåverdi for Norge (M1) per løsning i «normalisering» på trinnet med 1 anlegg. Den tynne streken går fra 10- til 90-persentilen, det tykke båndet fra 25- til 75-persentilen, og den loddrette streken er medianen. Persentilene er tatt over trekningene der banen lar seg bygge (her alle). Den stiplede linjen er null.

6.2 Sammenligningen av kraftløsningene

Ved siden av dommen står en sammenligning av kraftløsningene (M7). For hver av A, B, C, T-F og T-K oppgis andelen av trekningene der løsningen alene har høyest netto nåverdi (M1), og andelen der den deler plassen med en annen. Det oppgis også i hvor stor andel ingen løsning lar seg bygge. Sammenligningen har ingen terskler og gir ingen dom (avsnitt 2.2). B' og R er ikke med.

I hver trekning er de beste løsningene de av de fem som lar seg bygge og har den høyeste netto nåverdien blant dem som lar seg bygge. Er det én, er den best alene. Har flere nøyaktig samme verdi, deler de plassen. Lar ingen seg bygge, er ingen best (avklaring 137). Andelene «best alene» for de fem, andelen der plassen er delt, og andelen der ingen lar seg bygge, summerer til én. At T-F og T-K ofte deler plassen, følger av hvordan de er bygd: «de to trinnvise løsningene er like i trekninger der ingen modul får kjernekraft» (forhåndsregistreringen, M7). I slike trekninger er T-K den samme banen som T-F og har nøyaktig den samme netto nåverdien. Ved siden av hver andel står andelen der løsningens bane ikke lar seg bygge, og andelen der den er best alene blant trekningene der den lar seg bygge (avklaring 69).

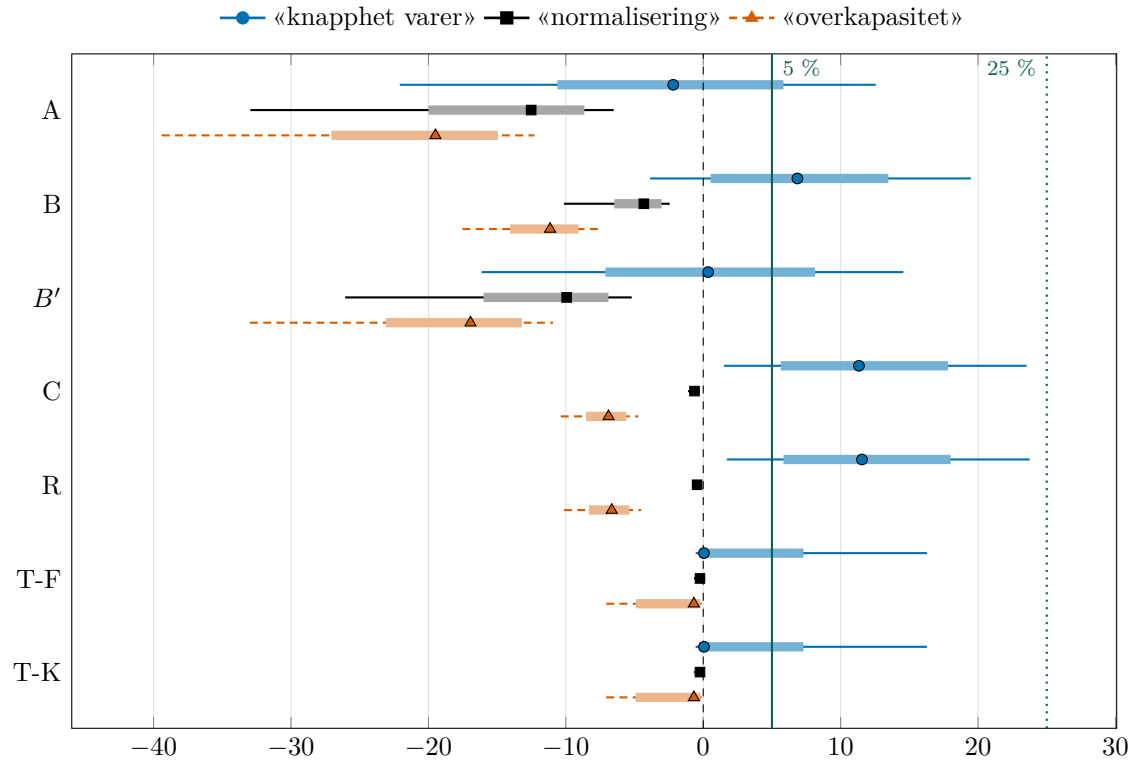


Figur 2. Netto nåverdi for Norge (M1) per løsning i de tre prisscenarioene på trinnet med 1 anlegg. For hver løsning står «knapphet varer» øverst (sirkel), «normalisering» i midten (kvadrat) og «overkapasitet» nederst (trekant, stiplet). Den tynne streken går fra 10- til 90-persentilen, det tykke båndet fra 25- til 75-persentilen, og merket er medianen, over trekningene der banen lar seg bygge (her alle). Den stiplede loddrette linjen er null. Bare «normalisering» teller.

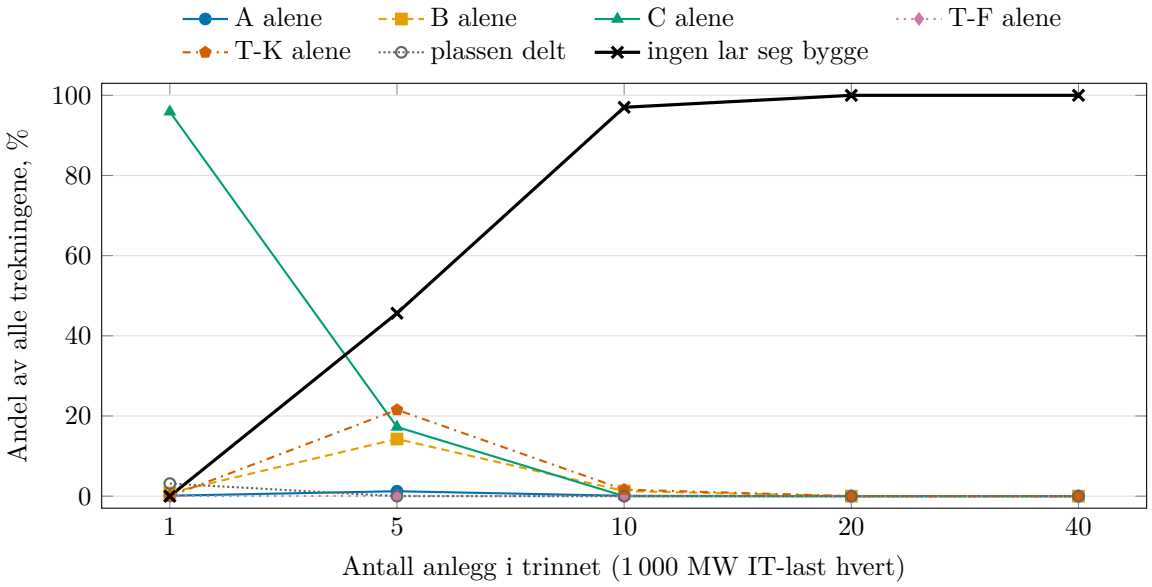
I «normalisering» på trinnet dommene leses av på. Med 1 anlegg lar alle fem løsningene seg bygge i alle trekningene, og ingen trekning er uten løsning (0,00 %). C er best alene i 95,90 % av trekningene, B i 0,82 %, A i 0,11 % og T-F alene i 0,03 %. Plassen er delt i 3,14 % av trekningene; T-F og T-K deler den i 3,13 %. Sammenligningen sier hvilken løsning som har høyest netto nåverdi i hver trekning, ikke at den har positiv netto nåverdi: i «normalisering» er medianen negativ for alle fem (avsnitt 6.1).

Oppover stigen. Tabell 18 og figur 4 viser sammenligningen i «normalisering» på hvert trinn i stigen. Bildet endrer seg mye fra ett til fem anlegg, og det skyldes i stor grad hvilke baner som lar seg bygge. Med fem anlegg lar ingen av de fem seg bygge i 45,64 % av trekningene. T-K er best alene i 21,54 %, C i 17,26 % og B i 14,26 %. Blant trekningene der C lar seg bygge, er C best alene i 99,65 %, men C lar seg ikke bygge i 82,68 % av trekningene. Andelene på dette trinnet er altså drevet av baner som ikke lar seg bygge: en løsning kan være best i en trekning fordi de andre ikke lar seg bygge der. Med ti anlegg er ingen best i 97,01 % av trekningene, og med tjue og førti i 100,00 og 100,00 %. Med flere enn ett anlegg deler ingen plassen i noen trekning (0,00 % med fem anlegg).

I de andre scenarioene. Tabell 19 viser sammenligningen på trinnet dommene leses av på, i alle seks scenarioene. I «knapphet varer» deler T-F og T-K plassen i 63,01 % av trekningene og C er best alene i 34,86 %. I «overkapasitet» er C best alene i 83,95 % og B i 9,44 %. I de tre merkede scenarioene deler T-F og T-K plassen sjeldnere enn i «normalisering» (0,17,



Figur 3. M6 per løsning i de tre prisscenarioene på trinnet med 1 anlegg: netto bidrag til Norges inntekt i første år med stabil drift, i prosent av statens netto kontantstrøm fra petroleum (snittet 2016–2025 i 2025-kroner). Merkene og strekene er som i figur 2, over trekningene der banen har et år med stabil drift (andelene bak dommen i M6 er tatt over alle trekningene). De loddrette linjene er null (stiplet) og tersklene på 5 % (hel) og 25 % (prikket). Bare «normalisering» teller.



Figur 4. Sammenligningen av kraftløsningene (M7) i «normalisering» for hvert trinn i stigen: andelen av alle trekningene der hver løsning er best alene, der plassen er delt, og der ingen av de fem lar seg bygge. De sju andelene summerer til 100 % på hvert trinn. Strekene mellom trinnene er bare for å lede øyet. Dommene leses av på trinnet med 1 anlegg.

Tabell 18. Sammenligningen av kraftløsningene (M7) i «normalisering» på hvert trinn i stigen, i prosent. «Best alene» og «deler plassen» er andeler av alle 10 000 trekninger. «Best alene blant trekningene der løsningen lar seg bygge» har ingen verdi (–) når banen ikke lar seg bygge i noen trekning. «Best alene» for de fem, «plassen er delt» og «ingen lar seg bygge» summerer til 100 %.

Antall anlegg i trinnet	1	5	10	20	40
Best alene, andel av alle trekningene					
A	0,11 %	1,23 %	0,08 %	0,00 %	0,00 %
B	0,82 %	14,26 %	1,28 %	0,00 %	0,00 %
C	95,90 %	17,26 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
T-F	0,03 %	0,07 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
T-K	0,00 %	21,54 %	1,63 %	0,00 %	0,00 %
Deler plassen, andel av alle trekningene					
A	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
B	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
C	0,01 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
T-F	3,14 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
T-K	3,13 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Best alene blant trekningene der løsningen lar seg bygge					
A	0,11 %	2,58 %	3,83 %	–	–
B	0,82 %	29,91 %	61,24 %	–	–
C	95,90 %	99,65 %	–	–	–
T-F	0,03 %	0,43 %	–	–	–
T-K	0,00 %	42,76 %	61,51 %	–	–
Løsningen lar seg ikke bygge					
A	0,00 %	52,32 %	97,91 %	100,00 %	100,00 %
B	0,00 %	52,32 %	97,91 %	100,00 %	100,00 %
C	0,00 %	82,68 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
T-F	0,00 %	83,84 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
T-K	0,00 %	49,62 %	97,35 %	100,00 %	100,00 %
Plassen er delt	3,14 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Ingen lar seg bygge	0,00 %	45,64 %	97,01 %	100,00 %	100,00 %

0,15 og 0,11 %), og B er oftere best alene enn der (10,27, 18,90 og 27,83 %). Ingen av disse andelene er en dom, og bare «normalisering» er scenarioet dommen leses av i.

6.3 Tidslinjen

Tidslinjen viser hvor mange megawatt IT-last som er i drift år for år, for hver løsning og hvert trinn i stigen, og hvilken kraft den går på (ligning (S50)). Den svarer på tillegget til retningen: hva som kan settes i gang raskt, og hvordan satsingen kan bygges opp trinnvis. Tidslinjen inngår ikke i noen dom (presisering 16). Tallene står i `tidslinje.json`: for hvert år fra 2028 til 2100 medianen og 10- og 90-persentilen over alle 10 000 trekningene, og andelen av trekningene med minst 100 MW og med minst 1 000 MW i drift. Tidslinjen er lik i alle seks scenarioene, fordi utbyggingen ikke avhenger av prisen (avklaring 99). Trekninger der banen ikke lar seg bygge, er med, med det som faktisk ble bygd (kapittel 17.2 i spesifikasjonen). Et anlegg eller en modul som står med utlevd IT-utstyr og venter på brikker, teller ikke som i drift (avklaring 75).

Hva som kommer i drift først. Tabell 20 gjelder trinnet dommene leses av på, 1 anlegg (1 000 MW IT; i T-F og T-K ti moduler på 100 MW). På dette trinnet lar banen seg bygge i alle trekningene for alle sju løsningene (andelen «ikke byggbar» er 0,0 % for hver av dem i `dommer.json`). De trinnvise løsningene har de første modulene i drift i noen trekninger fra

Tabell 19. Sammenligningen av kraftløsningene (M7) i alle seks scenarioene på trinnet med 1 anlegg, i prosent av alle trekningene. På dette trinnet lar alle fem løsningene seg bygge i alle trekningene. «Par som deler plassen» teller en trekning der tre deler, én gang for hvert par. «80 % på egne» er scenarioet «80 % på egne maskiner».

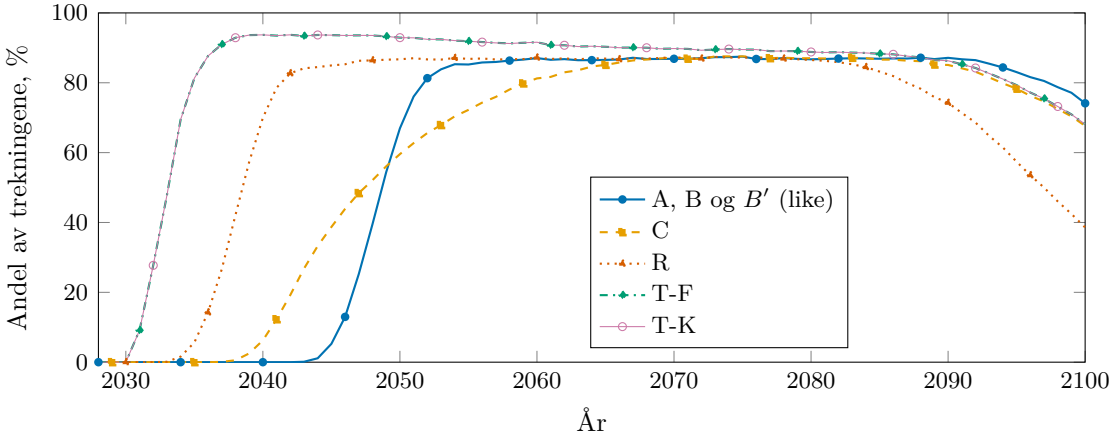
	Knapphet varer	Normali-sering	Overkapa-sitet	Kildenes lave forløp	80 % på egne, lav	80 % på egne, høy
Best alene						
A	0,16 %	0,11 %	0,44 %	0,43 %	1,21 %	2,41 %
B	1,84 %	0,82 %	9,44 %	10,27 %	18,90 %	27,83 %
C	34,86 %	95,90 %	83,95 %	89,12 %	79,73 %	69,63 %
T-F	0,13 %	0,03 %	0,01 %	0,00 %	0,01 %	0,00 %
T-K	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Deler plassen						
A	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
B	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
C	0,05 %	0,01 %	0,04 %	0,05 %	0,10 %	0,10 %
T-F	63,01 %	3,14 %	6,16 %	0,18 %	0,15 %	0,13 %
T-K	63,01 %	3,13 %	6,14 %	0,17 %	0,15 %	0,11 %
Par som deler plassen						
A og B	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
A og C	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
A og T-F	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
A og T-K	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
B og C	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
B og T-F	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
B og T-K	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
C og T-F	0,05 %	0,01 %	0,04 %	0,05 %	0,10 %	0,10 %
C og T-K	0,05 %	0,00 %	0,02 %	0,04 %	0,10 %	0,08 %
T-F og T-K	63,01 %	3,13 %	6,14 %	0,17 %	0,15 %	0,11 %
Plassen er delt	63,01 %	3,14 %	6,16 %	0,18 %	0,15 %	0,13 %
Ingen lar seg bygge	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %

2031, og medianen er over null fra 2034. R, som kjøper fra nettet uten ny kraft, følger med median over null fra 2039, C fra 2048, og A, B og B' fra 2049. Hele 1 000 MW i drift i minst halvparten av trekningene når T-F og T-K først i 2049, samme år som A (2049) og etter C (2048) og R (2039). De trinnvise løsningene kommer altså tidlig i gang med noen få moduler, men de når ikke hele trinnet før de andre. Hvor tidlig C kommer i drift, avhenger blant annet av hvor mye ny fornybar kraft staten kan sette i drift per år ut over nullalternativet (ligning (S12)). Det er en åpen forutsetning, trukket jevnt mellom 0,2 og 0,6 TWh i året; øvre grense er den faktiske takten for alle teknologier samlet etter 2022 [K11-020] (vedlegg B). Figur 5 viser andelen med minst 100 MW år for år.

Et større trinn. Trinnet over i stigen er 5 anlegg. Der lar banen seg ikke bygge i en stor del av trekningene (tabell 21). Det som er bygd i de trekningene, er med i tidslinjen, så medianen og persentilene der er lavere enn i en bane som lar seg bygge. Største median er 3 600 MW for T-K (første gang i 2056), 3 000 MW for A, B og B' (2054), 3 000 MW for R (2044), 2 500 MW for T-F (2090) og 2 000 MW for C (2068). Ingen median når de 5 000 MW banen ber om. Figur 6 viser medianen med 10- og 90-persentilen. Bildet er et annet enn på trinnet dommene leses av på: T-F bygger seg sakte opp over flere tiår, mens T-K får et sprang når kjernekraften kommer.

Tabell 20. Når løsningene kommer i drift, på trinnet dommene leses av på (1 anlegg), over alle 10 000 trekningene. Likt i alle scenarioene. «Først» er første år der noen trekning har minst 100 MW i drift; «median» første år med median over null; «1 000 MW» første år der minst halvparten av trekningene har minst 1 000 MW i drift. «Høyest» er den høyeste andelen trekninger med minst 100 MW i drift, og året den nås første gang. Årene er lest av seriene i `tidslinje.json`; prosentene står der.

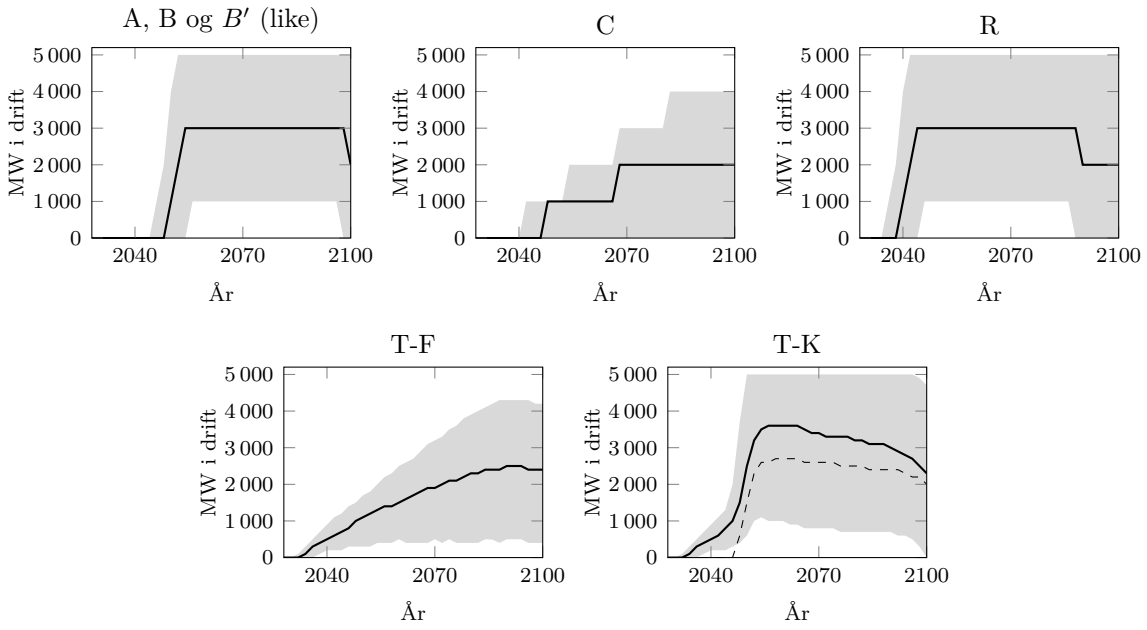
	Første år			Høyest, minst 100 MW		Minst 100 MW
Løsning	først	median	1 000 MW	andel	år	i 2100
A	2043	2049	2049	87,5 %	2075	74,1 %
B	2043	2049	2049	87,5 %	2075	74,1 %
B'	2043	2049	2049	87,5 %	2075	74,1 %
C	2037	2048	2048	87,6 %	2074	67,7 %
R	2033	2039	2039	87,4 %	2073	38,6 %
T-F	2031	2034	2049	93,7 %	2042	68,1 %
T-K	2031	2034	2049	93,7 %	2042	68,1 %



Figur 5. Andelen av trekningene med minst 100 MW IT i drift, år for år, på trinnet dommene leses av på (1 anlegg). Likt i alle scenarioene, også i «normalisering». A, B og B' har nøyaktig like serier i `tidslinje.json` og er tegnet som én linje. T-K ligger nesten oppå T-F. Ingen bånd: andelen er ett tall per år over alle trekningene.

Tabell 21. Tidslinjen på trinnet med 5 anlegg (5 000 MW IT), over alle 10 000 trekningene, også dem der banen ikke lar seg bygge. «Ikke byggbar» er andelen trekninger der ikke alle anleggene eller modulene er i drift innen 2100, fra `dommer.json` i «normalisering» (den er lik i alle scenarioene). «Største median» er den høyeste medianen over årene og året den nås første gang. MW IT.

		Median over	Største median		I 2100	
Løsning	Ikke byggbar	null fra	MW	år	median	p90
A	52,3 %	2049	3 000	2054	2 000	5 000
B	52,3 %	2049	3 000	2054	2 000	5 000
B'	52,3 %	2049	3 000	2054	2 000	5 000
C	82,7 %	2048	2 000	2068	2 000	4 000
R	42,3 %	2039	3 000	2044	2 000	5 000
T-F	83,8 %	2034	2 500	2090	2 400	4 200
T-K	49,6 %	2034	3 600	2056	2 300	4 700



Figur 6. Megawatt IT i drift på trinnet med 5 anlegg, over alle 10 000 trekningene, også dem der banen ikke lar seg bygge. Likt i alle scenarioene, også i «normalisering». Heltrukken linje: medianen; grått bånd: 10- til 90-persentilen. I T-K er den stiplede linjen medianen for modulene på kjernekraft på nettet. Hvert annet år fra 2028.

Når T-K går over til kjernekraft. T-K bygger moduler på fornybar kraft fram til kjernekraften tidligst kan komme, og moduler på kjernekraft på nettet etter det, men bare når det som gjenstår av banen, trenger minst én hel enhet på 1 000 MW (ligning (S49)). Ingen modul bytter kraft. På trinnet dommene leses av på, med ti moduler, får T-K nesten aldri kjernekraft: den høyeste andelen trekninger med minst 100 MW på kjernekraft er 0,16 % (2077), og den første kjernekraftmodulen kommer i 2045. Der er T-K altså i praksis T-F. På trinnet med 5 anlegg kommer de første kjernekraftmodulene i noen trekninger i 2043. Medianen for kjernekraft er over null fra 2048 (600 MW), minst halvparten av trekningene har minst 100 MW på kjernekraft fra 2048, og medianen for kjernekraft når 2 700 MW i 2058. Medianen for fornybarmodulene står da på 800 MW og når aldri mer enn 800 MW (første gang i 2045): når kjernekraften kan komme og (ligning (S49)) er oppfylt, bygges ingen nye fornybare porteføljer (kapittel 17.1 i spesifikasjonen).

Hvorfor andelen har et tak og faller mot 2100. Ingen løsning har regnekraft i drift i alle trekningene, selv mange år etter at de første har startet. På trinnet dommene leses av på er den høyeste andelen med minst 100 MW i drift 87,5 % for A, B og B' (2075), 87,6 % for C (2074), 87,4 % for R (2073) og 93,7 % for T-F og T-K (2042). I 2100 er andelen 74,1 % for A, B og B', 67,7 % for C, 68,1 % for T-F og T-K og 38,6 % for R (tabell 20). Det skyldes ikke baner som ikke lar seg bygge: på dette trinnet lar banen seg bygge i alle trekningene. Vi fører det tilbake til to regler i modellen; hva som er kontrollert, og hva som ikke er det, står til slutt.

Eksportstopp. IT-utstyret i et anlegg varer 3 til 7 år og må da byttes. Med en sannsynlighet per år mellom 0 og 24 % innføres en eksportregel som stanser leveransene av brikker i 1 til 4 år (begge åpne forutsetninger). Mens regelen gjelder, leveres ingenting, og ingen årgang kan byttes (avklaring 27). Et anlegg der årgangen går ut i den tiden, står uten last til den kan byttes (avklaring 26), og teller ikke i tidslinjen (avklaring 75). Etter stoppen må lageret av brikker fylles opp igjen før byttet kan gjøres (avklaring 25). Regnet etter regelen slik koden

har den, på de lagrede trekningene og strømmen av årlige tall (`data/trekninger.npy`, `data/aarshendelser.npy`), og ikke gjennom modellen, gjelder en stopp i 25,8 % av trekningene i 2075 og i 25,6 % i 2100, og 94,4 % av trekningene har minst ett år med stopp. Et anlegg mister lasten når årgangen går ut mens stoppen varer, eller når lageret ikke rekker til et helt bytte; andelen uten last er derfor ikke den samme som andelen med stopp. Med ti moduler i T-F og T-K er det nok at én modul har last for å ha minst 100 MW i drift; det gir et høyere tak.

Slutten av levetiden. Et anlegg drives i L_N år fra første driftsår, 40 til 80 år med 60 som mest sannsynlig, og det bygges ikke på nytt (avklaring 21 og 34). Andelen trekninger med stopp er nesten lik over årene, så stoppene gir taket, men ikke fallet mot 2100. Fallet kommer av at anlegg som startet tidlig, når slutten av levetiden. Rekkefølgen stemmer med det: R starter tidligst av løsningene med ett anlegg og faller mest, A starter senest og faller minst. Regnet fra de lagrede trekningene ville et anlegg som startet i det tidligste året det kan starte (ligning (S33)), vært utlevd før 2100 i 20,2 % av trekningene i A, B og B' og i 64,6 % i R. Det er en øvre grense, for et anlegg starter aldri tidligere.

Hva som er kontrollert, og hva som ikke er det. Kontrollert i filene: at ingen bane på dette trinnet er «ikke byggbar»; at intet anlegg i A kan ha nådd slutten av levetiden i 2075, fordi det første er i drift i 2043 og levetiden er minst 40 år (siste mulige driftsår da er 2082). Det som mangler opp til 100 % i 2075, er altså anlegg som er bygd, men står uten last, eller som ennå ikke har startet; at andelen ligger nesten flat i flere tiår rundt 2075 (figur 5), tyder på at nesten alle har startet. Kontrollert i koden: reglene over (`src/tokenfabrikker/utbygging.py`: anleggets driftsår, byttet av årganger og eksportstoppen). Kontrollert på det oppdiktede grunnlaget (`tests/oppdiktet/grunnlag.json`), der modellen kan kjøres: med eksportregelen slått av og en levetid lengre enn horisonten hadde anlegget last hvert år etter oppstart i alle trekningene, og med regelen på falt hvert år uten last før slutten av levetiden i et år med stopp. Ikke kontrollert: hvor stor del av fallet hver regel gir på de frosne tallene. Modellen er ikke kjørt på dem for dette, og ingen resultatfil deler andelen etter grunn. At stoppene gir taket og levetiden fallet, er derfor vår lesning av reglene og tallene over; at stoppene gir taket, er bekreftet i en kontroll (under). Andelen i T-F og T-K faller litt fra toppen i 2042 i årene før noen modul kan ha nådd slutten av levetiden (den første er i drift i 2031, og levetiden er minst 40 år). Det kommer av eksportstoppene: like etter utbyggingen har alle modulene nytt utstyr, senere må det byttes hvert 3 til 7 år, og et bytte som faller i en stopp, gir år uten last (avklaring 26 og 27). En kontroll med de committede verktøyene på 200 av de frosne trekningene, med sannsynligheten for eksportregel satt til null, ga 100 % hvert år fra utbyggingen til levetiden begynte å gå ut, for T-K og for A (fagfelleloggen del 30; tallene står ikke i resultatfilene). Hvordan fallet fordeler seg over årene, er ikke regnet ut.

6.4 Eierformene

Eierformene sammenlignes for hver av løsningene A, B, C, T-F og T-K for seg, på trinnet dommene leses av på, i «normalisering», over trekningene der løsningens bane lar seg bygge (presisering 20; avklaring 98). Trinnet er trinnet med 1 anlegg, og grunnlaget for det er «høyeste trinn (skalaen nås ikke)» (avsnitt 6.1). B' og R er ikke med. De fire eierformene er de forhåndsregistreringen nevner (avsnitt 3.2): direkte statlig eierskap («direkte» i tabellene); ett heleid statlig selskap («heleid selskap»); statlig majoritet med børsnotert privat minoritet («majoritet med børs»); og et statlig selskap i kombinasjon med statens direkte eierandeler, grunnrenteskatt (særskatten i modellen) og et fond for gevinsten («petroleumsmodellen»). Tallene står i `eierformer.json`. Hele tabellen vises, slik forhåndsregistreringen krever, i tabellene 22 og 23.

Hva tallene er. Alle beløp er reelle 2025-kroner. Nåverdiene er regnet til beslutningsåret 2027 med avkastningskravet for regnekraft ρ_D, likt for alle eierformer (avklaring 65). Alle

tallene er tatt over trekningene der banen lar seg bygge, og antallet står i tabell 24.

- *Verdi* er snittet over trekningene av nåverdien av statens netto kontantstrøm (ligning (S30)): skatt, utbytte og direkte andeler minus innskutt kapital, med oppgjøret med de private eierne og minus elavgiften private datasentre ville betalt for nettkapasiteten satsingen tar (avklaring 50, 63 til 65).
- *Oppgjør* er det de private eierne betaler staten for sin andel, verdsatt slik statens del verdsettes. Det er ett beløp per eierform og løsning, likt i alle trekningene. Negativt betyr at staten må betale de private for å være med (avklaring 64).
- *Andel av samlet overskudd* er summen av nåverdiene av statens kontantstrøm delt på summen av nåverdiene av samlet overskudd (prosjektets kontantstrøm før avgiftene), når den er positiv; *andel før oppgjør* er det samme uten oppgjøret (avklaring 63 og 64). Begge står med tankestrek for alle løsninger og eierformer: summen av samlet overskudd er ikke positiv for noen av dem, og da har andelen ingen verdi.
- r_e er avkastningskravet eierformen gir, reelt og etter skatt, som snitt over trekningene (ligning (S29)). For direkte eierskap er det statens trukne lånerente. *Kostnad for regnekraft* er bedriftens kostnad per MW IT og år regnet med kravet før skatt, $r_e/(1-\tau_s)$, og med statens lånerente for direkte eierskap, som snitt over årgangene og så over trekningene (avklaring 50 og 66).
- *Sannsynlighet for tap* er andelen av trekningene der nåverdien av statens kontantstrøm er negativ. Ordet er forhåndsregistreringens; hva en slik andel sier, står i avsnitt 5.1. *Snittet av de 5 % dårligste* er snittet av den nåverdien i de 5 % dårligste trekningene. *Største kapital ute* er snittet over trekningene av den største samlede, ikke diskonterte netto utbetalingen fra staten over tid (avklaring 50 og 65).

Tabell 22. Verdi for fellesskapet per eierform og løsning, trinnet med 1 anlegg, «normalisering». Mrd. 2025-kr, nåverdi i 2027. Andelene i prosent; tankestrek: ingen verdi, fordi samlet overskudd ikke er positivt.

Løsning	Eierform	Verdi	Oppgjør	Andel av samlet overskudd	Andel før oppgjør
A	Direkte	−240,7	0,0	–	–
	Heleid selskap	−240,7	0,0	–	–
	Majoritet med børs	−240,7	−55,5	–	–
	Petroleumsmodellen	−240,7	−38,9	–	–
B	Direkte	−96,1	0,0	–	–
	Heleid selskap	−96,1	0,0	–	–
	Majoritet med børs	−96,1	−25,0	–	–
	Petroleumsmodellen	−96,1	−17,5	–	–
C	Direkte	−15,2	0,0	–	–
	Heleid selskap	−15,2	0,0	–	–
	Majoritet med børs	−15,2	−10,8	–	–
	Petroleumsmodellen	−15,2	−7,6	–	–
T-F	Direkte	−26,2	0,0	–	–
	Heleid selskap	−26,2	0,0	–	–
	Majoritet med børs	−26,2	−18,9	–	–
	Petroleumsmodellen	−26,2	−13,3	–	–
T-K	Direkte	−26,4	0,0	–	–
	Heleid selskap	−26,4	0,0	–	–
	Majoritet med børs	−26,4	−18,9	–	–
	Petroleumsmodellen	−26,4	−13,3	–	–

Tabell 23. Kapitalkostnad og risiko for staten per eierform og løsning, trinnet med 1 anlegg, «normalisering». r_e og sannsynligheten for tap i prosent; kostnaden for regnekraft i mill. 2025-kr per MW IT og år; snittet av de dårligste og kapitalen ute i mrd. 2025-kr.

		Kapitalkostnad		Risiko for staten		
Løsning	Eierform	r_e	Kostnad for regnekraft	Tap	5 % dårligste	Kapital ute
A	Direkte	2,3	114,1	100,00	−1 046,3	1 185,7
	Heleid selskap	4,9	167,4	100,00	−1 046,3	932,5
	Majoritet med børs	5,8	186,6	100,00	−997,7	779,6
	Petroleumsmodellen	5,8	186,6	100,00	−1 011,6	846,0
B	Direkte	2,3	95,0	100,00	−380,0	737,4
	Heleid selskap	4,9	123,2	100,00	−380,0	422,1
	Majoritet med børs	5,8	133,0	100,00	−371,9	345,5
	Petroleumsmodellen	5,8	133,0	100,00	−374,2	456,1
C	Direkte	2,3	83,9	96,99	−48,5	489,3
	Heleid selskap	4,9	97,0	96,99	−48,5	251,4
	Majoritet med børs	5,8	100,8	99,29	−37,1	179,5
	Petroleumsmodellen	5,8	100,8	99,12	−40,4	272,4
T-F	Direkte	2,3	83,3	99,23	−66,2	255,4
	Heleid selskap	4,9	96,3	99,23	−66,2	120,1
	Majoritet med børs	5,8	100,1	99,86	−54,9	96,2
	Petroleumsmodellen	5,8	100,1	99,80	−58,2	142,2
T-K	Direkte	2,3	83,3	99,23	−69,2	256,2
	Heleid selskap	4,9	96,4	99,23	−69,2	120,8
	Majoritet med børs	5,8	100,2	99,86	−57,7	96,9
	Petroleumsmodellen	5,8	100,2	99,80	−61,1	142,9

Det tabellene viser. Verdien for fellesskapet er negativ for alle fire eierformer i alle fem løsningene, og den er lik for de fire eierformene innen hver løsning: −240,7 mrd. kr for A, −96,1 for B, −15,2 for C, −26,2 for T-F og −26,4 for T-K. At verdien er lik, er en følge av forutsetningene og ikke et funn. De private eierne betaler det andelen er verdt i forventning, verdsatt med samme rente som statens del, og eierformene er like effektive i hovedkjøringen; da får alle eierformene samme forventede verdi (avklaring 64). Oppgjøret er negativt for de to formene med private eiere i alle fem løsningene: staten må betale de private for at de skal være med, for eksempel −10,8 mrd. kr med majoritet med børs i C.

Sannsynligheten for at staten taper penger ligger mellom 96,99 % (direkte og heleid selskap i C) og 100,00 % (alle eierformene i A og B). Kapitalkostnaden er lavest ved direkte eierskap, fordi statens lånerente brukes der. Det er ikke en gevinst for samfunnet: statens lave lånerente gjør ikke prosjektet mindre risikabelt, men flytter risikoen til skattebetalerne (spesifikasjonen kapittel 8; avklaring 67). Forskjellene i risiko og kapital følger direkte av statens eierandel, den direkte andelen, statens andel av overskridelser og prisen de private betaler (avklaring 64 og 67). De er ikke et funn om hvilken eierform som er best.

Rangeringen. Regelen er forhåndsregistreringens (avsnitt 3.2): en eierform går ut hvis den ikke består EØS-vurderingen, eller hvis den er dårligere enn en annen på alle de tre første kriteriene. Resten rangeres etter verdi for fellesskapet, blant formene der sannsynligheten for tap er under 25 %. Tabell 24 viser hva fila sier for hver løsning.

For alle fem løsningene ligger alle fire eierformene over grensen på 25 % for sannsynligheten for tap. Ingen eierform er rangert for noen løsning. Ingen går ut: EØS-vurderingen tar ikke ut noen (under), og ingen eierform er dårligere enn en annen på alle tre kriteriene, fordi verdien er den samme for alle fire. Der kriteriene skiller eierformene, trekker de hver sin

Tabell 24. Rangeringen av eierformene, trinnet med 1 anlegg, «normalisering». Rekkefølgen eierformene står i, betyr ingenting (avklaring 67).

Løsning	Trekninger	Rangert	Over grensen på 25 %	Går ut	Står likt
A	10 000	ingen	alle fire	ingen	ingen
B	10 000	ingen	alle fire	ingen	ingen
C	10 000	ingen	alle fire	ingen	ingen
T-F	10 000	ingen	alle fire	ingen	ingen
T-K	10 000	ingen	alle fire	ingen	ingen

vei, og avveiingen står derfor åpen, slik forhåndsregistreringen sier. Med majoritet med børs har staten minst kapital ute og det minst dårlige snittet av de 5 % dårligste utfallene i alle fem løsningene; i C, T-F og T-K har den samtidig høyere sannsynlighet for tap enn direkte eierskap og heleid selskap, og den har høyere kapitalkostnad. Direkte eierskap har mest kapital ute og lavest kapitalkostnad, av grunnen over.

Forhåndsregistreringen sier at det skal vises hvordan rangeringen endrer seg med vektingen og med grensen på 25 %. Det er ikke regnet som egne kjøringer, og det er en mangel ved denne versjonen (kapittel 8). For grensen kan svaret leses av tabell 23: den laveste sannsynligheten for tap for noen eierform i noen løsning er 96,99 %, så ingen grense under det ville gitt noen eierform en plass i rangeringen. For vektingen finnes ingen regning. Verken `eierformer.json` eller følsomhetslista har en kjøring som endrer vektingen eller grensen. De fire radene i følsomhetslista som gjelder eierformene, endrer andre ting: statens lånerente i stedet for ρ_D, oppgjøret priset med de private eiernes eget egenkapitalkrav, forskjell i effektivitet etter eierform, og statens andel av overskridelser lik eierandelen. De står i avsnitt 6.6.

EØS-spørsmålet står åpent. Alle fire eierformene har «usikker» i EØS-vurderingen (avklaring 136; avsnitt 3.2). Vurderingen er kvalitativ og regnes ikke. Etter regelen går en eierform ut bare når den ikke består; «usikker» tar ikke ut noen og skiller ikke mellom dem. Ingen av de fire er vurdert mot EØS-retten i noen kilde i kildebanken.

Statens kontantstrøm ved siden av M6. Ved siden av M6 vises statens netto kontantstrøm etter investeringer (forhåndsregistreringen, M6; avklaring 123). Tallet er statens netto kontantstrøm (ligning (S30)) med heleid selskap i første år med stabil drift, delt på nevneren i M6: snittet av statens netto kontantstrøm fra petroleum 2016–2025, 536,3 mrd. kr per år i 2025-kroner (presisering 6). Det er altså en andel av petroleumsinntektene, i prosent. Det regnes over trekningene der banen har et år med stabil drift (tabell 25), og endrer ingen dom.

Tabell 25. Statens netto kontantstrøm med heleid selskap i første år med stabil drift, i prosent av statens netto kontantstrøm fra petroleum (snitt 2016–2025, 2025-kroner). Trinnet med 1 anlegg, «normalisering». Median og 10- og 90-persentil over trekningene med et år med stabil drift.

Løsning	Trekninger	Median	10-persentil	90-persentil
A	10 000	5,9	1,6	10,6
B	10 000	8,1	5,2	12,6
C	10 000	9,5	6,6	13,9
T-F	9 991	7,0	0,5	12,2
T-K	9 991	7,0	0,5	12,2

Medianen er positiv for alle fem løsningene, fra 5,9 % for A til 9,5 % for C. Tallet er ikke M6 og kan ikke leses som M6. M6 måler det årlige bidraget til Norges inntekt utover vanlig

avkastning på kapitalen (ligning (S31)). Statens kontantstrøm er det staten får inn det ene året, etter årets investeringer, uten fradrag for avkastningen på kapitalen som er bundet, og uten de årene da kapitalen ble skutt inn. Nevneren i M6, statens netto kontantstrøm fra petroleum, er samme slags størrelse som statens kontantstrøm i tabell 25, mens telleren i M6 er bidraget utover vanlig avkastning. Forhåndsregistreringen begrunner telleren: målet skal ikke nås bare ved å være stor («Endringer», 11. november 2026). Hvorfor nevneren er en kontantstrøm, begrunner den ikke. I T-F og T-K har 9 991 av 10 000 trekninger et år med stabil drift; i de andre har alle det.

6.5 Tersklene og betingelsene

Her står pristerskelen, terskelen for bortfall av etterspørsel, tersklene i de trukne størrelsene og betingelsene for hypotesen, terskelflatene og Sobol-indeksene. Hvordan de regnes, står i avsnitt 5.4. Alt er regnet på trinnet dommene leses av på, trinnet med 1 anlegg («høyeste trinn (skalaen nås ikke)»), fra de samme 10 000 trekningene som dommene. Ingenting her endrer en dom, bortsett fra at betingelsene avgjør om en løsning som ikke er felt, kan gi «holder under betingelser». Tallene står i `terskler.json`, og betingelsene i `dommer.json`.

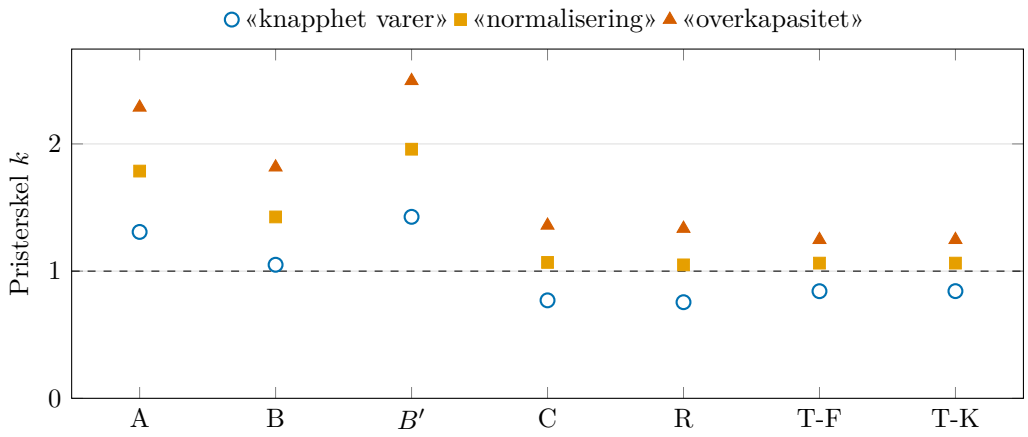
Pristerskelen. Pristerskelen k er faktoren prisen på regnekraft, $\bar{y}(t_v)$ i ligning (S18), må ganges med for alle årganger for at medianen av netto nåverdi over trekningene skal bli null (regel 3; avklaring 105). I «normalisering» er prisen konkurrentens kostnad per MW IT og år, uten påslag. Der betyr k over én at medianen er negativ med prisen modellen legger til grunn, og at prisen må være k ganger så høy før medianen blir null. k under én betyr at medianen er positiv, og at prisen kan falle til k ganger prisen før den blir null. I «knapphet varer» og «overkapasitet» ganges prisen med påslaget eller fradraget de første ti årene etter løsningens første anlegg, så k er en faktor på den prisen.

Terskelen holdes mot kontraktsprisene i kildene (avklaring 106). Den er «innenfor kontraktsprisene» når k ganger medianen over trekningene av konkurrentens kostnad for årgang 2025, 95,7 mill. kr per MW IT og år, ikke er høyere enn den høyeste kontraktsprisen, 229 mill. kr per MW IT og år (2025-kroner). Det gjelder når k er høyst 2,392. Ved siden av står andelen av trekningene der k ganger trekningens egen kostnad for årgang 2025 ikke er høyere enn den høyeste kontraktsprisen. I «knapphet varer» er prisen ved terskelen høyere enn dette for årgangene med påslag, så kontrollen er der bare en øvre grense (avklaring 114 (h)).

Tabell 26. Pristerskelen k per løsning og prisscenario, trinnet med 1 anlegg, med andelen trekninger der prisen ved terskelen er innenfor kontraktsprisene (prosent). *: terskelen er ikke innenfor spennet i kontraktsprisene.

	«knapphet varer»		«normalisering»		«overkapasitet»	
Løsning	k	Innenfor	k	Innenfor	k	Innenfor
A	1,308	100,0	1,786	92,0	2,287	60,0
B	1,050	100,0	1,426	99,9	1,817	90,6
B'	1,427	99,9	1,958	84,4	2,496*	40,1
C	0,770	100,0	1,068	100,0	1,359	100,0
R	0,756	100,0	1,049	100,0	1,335	100,0
T-F	0,842	100,0	1,063	100,0	1,246	100,0
T-K	0,843	100,0	1,063	100,0	1,247	100,0

I «normalisering» er k over én for alle sju løsningene, fra 1,049 for R og 1,063 for T-F til 1,958 for B' (tabell 26 og figur 7). Medianen av netto nåverdi er altså negativ for alle sju i scenarioet som teller. Pristerskelen rangerer ikke løsningene slik medianen gjør: C har høyest median av de sju, −19,5 mrd. kr, men k er 1,068 for C, høyere enn for R og T-F. k sier hvor mye prisen må opp, ikke hvor stort tapet er. I «knapphet varer» er k under én for C, R, T-F



Figur 7. Pristerskelen k per løsning i de tre prisscenarioene, trinnet med 1 anlegg. Den stiplede linja er $k = 1$: over den er medianen av netto nåverdi negativ med prisen i scenarioet, under den er den positiv. Hvert merke er ett tall, ingen bånd.

og T-K og over én for A, B og B'. I «overkapasitet» er k over én for alle. Alle tersklene har en verdi: ingen ligger over søkegrensen, og ingen mangler median. Alle er innenfor spennet i kontraktsprisene, unntatt B' i «overkapasitet».

Terskelen for bortfall av etterspørsel. Terskelen d^* er hvor stor del av etterspørselen etter regnekraft i datasentre som kan falle bort, likt for alle årganger, før medianen av netto nåverdi i «normalisering» blir null (ligning (S52); presisering 14). Den regnes fra pristerskelen i «normalisering» og ε_d, hvor mye inntekten per MW faller per fall i etterspørselen: 1,0 i hovedkjøringen, og to andre verdier som følsomhet (avklaring 107). Er k én eller mer, er d^* null. Tabell 27 viser at d^* er null for alle sju løsningene med alle tre verdiene av ε_d: ingen av dem tåler noe bortfall av etterspørsel i «normalisering», fordi medianen er negativ allerede uten bortfall. Terskelen hviler på ε_d, som ikke har kilde, og teller aldri som betingelse.

Tabell 27. Terskelen for bortfall av etterspørsel d^* (ligning (S52)), fra pristerskelen k i «normalisering», trinnet med 1 anlegg.

Løsning	k i «normalisering»	d^*, $\varepsilon_d = 1{,}0$	d^*, $\varepsilon_d = 0{,}5$	d^*, $\varepsilon_d = 2{,}0$
A	1,786	0,0 %	0,0 %	0,0 %
B	1,426	0,0 %	0,0 %	0,0 %
B'	1,958	0,0 %	0,0 %	0,0 %
C	1,068	0,0 %	0,0 %	0,0 %
R	1,049	0,0 %	0,0 %	0,0 %
T-F	1,063	0,0 %	0,0 %	0,0 %
T-K	1,063	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Tersklene i de trukne størrelsene. En terskel finnes for en løsning og et mål med dommen «holder under betingelser»: den minst strenge betingelsen på én trukket størrelse, innenfor 10- og 90-persentilen, som målet holder under (avklaring 108). Tabell 28 viser alle tersklene i «normalisering». *Sannsynlighet* er andelen av alle trekningene der betingelsen er oppfylt, under de frosne fordelingene, og *andel oppfylt* andelen av dem der vilkåret for «holder» i målet er oppfylt. *Indeks* er Sobol-indeksen for størrelsen og vilkåret, *kilde* om størrelsen har status «kilde» i parameterfila, *påvist* om virkningen består kjikvadratprøven (presisering 22), og *begge halvdeler* om målet også holder under betingelsen i begge halvdelene av trekningene etter avkastningskravet for regnekraft; det prøves bare for avkastningskravet for kraft ρ_N

(presisering 23). En terskel *teller* som betingelse bare når alle tre kravene er oppfylt. Størrelsene er forklart i tabell 33; tersklene står i enheten der.

Tabell 28. Tersklene i de trukne størrelsene, «normalisering», trinnet med 1 anlegg. Sannsynlighet og andel oppfylt (blant trekningene betingelsen gjelder) i prosent. «Halvdeler»: begge halvdeler. *: åpen forutsetning (ingen kilde). Tankestrek: prøven gjelder ikke størrelsen.

Løsning	Mål	Betingelse	Sannsynl.	Oppfylt	Indeks	Kilde	Påvist	Halvdeler	Teller
B	M4	$\lambda \geq 0{,}739$	33,4	80,0	0,5135	ja	ja	–	ja
C	M2	$\bar{E}_{\text{vann}}{}^{*} \geq 2{,}42$	51,5	80,0	0,2003	nei	ja	–	nei
C	M2	$\bar{E}_{\text{vind}}{}^{*} \geq 2{,}86$	59,2	80,0	0,2702	nei	ja	–	nei
C	M4	$\delta_V{}^{*} \geq 0{,}369$	69,2	80,0	0,1957	nei	ja	–	nei
C	M4	$\bar{E}_{\text{vann}}{}^{*} \geq 0{,}927$	81,7	80,0	0,4480	nei	ja	–	nei
R	M2	ingen terskel mellom 10- og 90-persentilen							
R	M3	$\delta_V{}^{*} \geq 0{,}622$	41,2	80,0	0,8443	nei	ja	–	nei
T-F	M2	$\delta_{\text{bygg}}{}^{*} \leq 0{,}0993$	69,7	80,0	0,0612	nei	ja	–	nei
T-F	M2	$\Delta o_D{}^{*} \leq 0{,}573$	40,5	80,0	0,0276	nei	ja	–	nei
T-F	M2	$\bar{E}_{\text{vann}}{}^{*} \geq 0{,}675$	86,6	80,0	0,2336	nei	ja	–	nei
T-F	M2	$\bar{E}_{\text{vind}}{}^{*} \geq 1{,}05$	85,0	80,0	0,1893	nei	ja	–	nei
T-F	M2	$\bar{g}^{*} \leq 0{,}372$	42,4	80,0	0,0193	nei	ja	–	nei
T-F	M2	$\rho_N \leq 0{,}0626$	40,9	80,0	0,0322	ja	ja	nei	nei
T-F	M2	$\rho_D{}^{*} \leq 0{,}0657$	10,5	80,1	0,0126	nei	ja	–	nei
T-F	M4	ingen terskel mellom 10- og 90-persentilen							
T-K	M2	$\delta_{\text{bygg}}{}^{*} \leq 0{,}0977$	68,6	80,0	0,0607	nei	ja	–	nei
T-K	M2	$\Delta o_D{}^{*} \leq 0{,}543$	38,3	80,0	0,0273	nei	ja	–	nei
T-K	M2	$\bar{E}_{\text{vann}}{}^{*} \geq 0{,}688$	86,4	80,0	0,2320	nei	ja	–	nei
T-K	M2	$\bar{E}_{\text{vind}}{}^{*} \geq 1{,}06$	84,8	80,0	0,1885	nei	ja	–	nei
T-K	M2	$\bar{g}^{*} \leq 0{,}370$	41,9	80,0	0,0192	nei	ja	–	nei
T-K	M2	$\rho_N \leq 0{,}0625$	40,4	80,0	0,0321	ja	ja	nei	nei
T-K	M2	$\rho_D{}^{*} \leq 0{,}0657$	10,5	80,1	0,0126	nei	ja	–	nei
T-K	M4	ingen terskel mellom 10- og 90-persentilen							

I «normalisering» teller én terskel som betingelse: for B i M4, at snittlasten λ er minst 0,739, med sannsynlighet 33,4 %. Alle de andre tersklene har påvist virkning, men teller ikke. De fleste er i åpne forutsetninger uten kilde: hvor mye vann- og vindkraft staten kan bygge ut, hvor mye ny fornybar kraft som kan settes i drift per år, hvor stor del av statens nettuttak som tar plass fra private datasentre, tilleggene i byggekostnad og drift i Norge, og avkastningskravet for regnekraft. De rapporteres som «avhenger av en forutsetning uten kilde» (presisering 5). Tersklene i ρ_N for T-F og T-K har kilde og påvist virkning, men holder ikke i begge halvdelene av trekningene etter avkastningskravet for regnekraft, og teller derfor ikke (presisering 23). For R i M2 og for T-F og T-K i M4 finnes ingen terskel innenfor 10- og 90-persentilen. A og B' har ingen av M1 til M4 som «holder under betingelser», og har derfor ingen terskel.

Tabell 29 viser betingelsene for alle sju løsningene i alle seks scenarioene, med tersklene i kort form. I de andre scenarioene er tersklene for B i M4, for C i M4 og for R i M3 de samme som i «normalisering». I «knapphet varer» har B i tillegg to terskler som teller i M2: at levetiden for IT-utstyr L_H er minst 6 år, og at prisen i femårskontrakter y_{obs} er minst 127,8 mill. kr per MW IT og år. B har likevel ingen terskel i M1 i det scenarioet.

Betingelsene for hypotesen. Betingelsene kan navngis for en løsning som ikke er felt, når hvert av M1 til M5 som «holder under betingelser» for den, har en betingelse som kan navngis: for M1 til M4 minst én terskel som teller, og for M5 at kildene der kjernekraften ikke ligger høyere, legges til grunn (presisering 17 og 21; avklaring 109). Kolonnen «kan navngis» i tabell 29 er regnet for alle løsningene, men betyr noe for dommen bare for en løsning som ikke er felt.

I «normalisering» er alle sju løsningene felt (avsnitt 6.1). Da finnes det ingen løsning som ikke er felt, og spørsmålet om betingelsene kan navngis, avgjør ikke dommen: hypotesen er «holder ikke» fordi målene ikke nås, ikke fordi betingelsene ikke kan navngis (presisering 12). For A, B og B' står det «ja» under «kan navngis», men de er felt, og det teller ikke. Ingen betingelse kan navngis for noen løsning som ikke er felt, i noe scenario. I «knapphet varer», ved siden av, er C, T-F og T-K ikke felt. For alle tre er M4 «holder under betingelser» uten en terskel som teller: for C er tersklene i M4 i åpne forutsetninger (hvor stor del av nettuttaket som tar plass fra private datasentre, og hvor mye vannkraft staten kan bygge ut), og for T-F og T-K finnes ingen terskel i M4. Hypotesen er «holder ikke» i det scenarioet fordi betingelsene ikke kan navngis; forutsetningene uten kilde som tersklene der hviler på, er de to for C. Ingen løsning har «bare skalaen mangler» i noe scenario, og betingelsene samlet (avklaring 115 (d)) har ingen verdi for noen løsning i noe scenario, fordi ingen løsning som ikke er felt, har betingelser som kan navngis og ett av M1 til M4 «holder under betingelser».

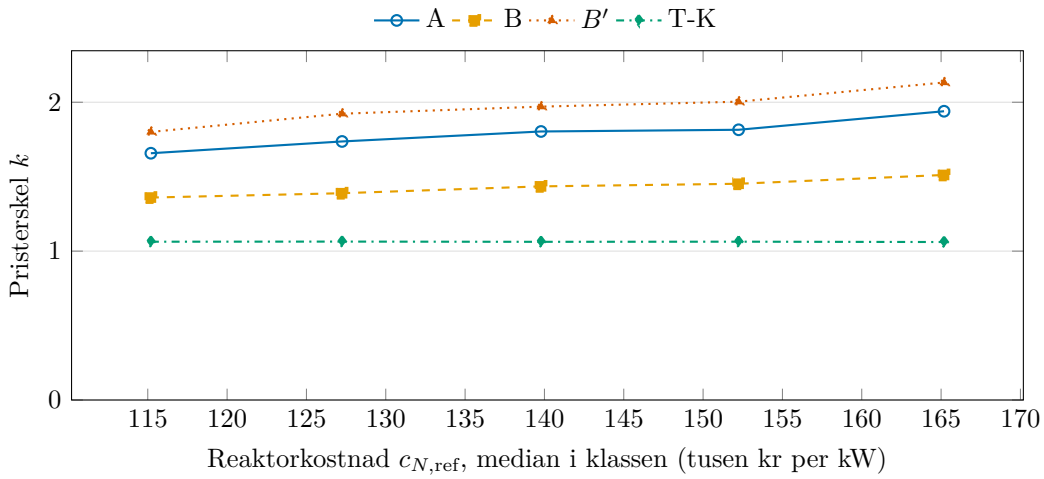
Tabell 29. Betingelsene per løsning i de seks scenarioene, trinnet med 1 anlegg. «Felt»: løsningen har minst ett av M1–M5 som «holder ikke», eller negativ median i M1. «Mål u. b.»: målene blant M1–M5 som «holder under betingelser». «Uten terskel»: målene der det ikke finnes noen terskel; M6 står her når målet «holder under betingelser» og ingen terskel finnes, selv om M6 ikke trenger noen. *: åpen forutsetning.

Løsning	Felt	Mål u. b.	Terskler som teller	Terskler som ikke teller	Uten terskel	Kan navngis
«normalisering»						
A	ja	M5	–	–	–	ja
B	ja	M4, M5	M4: $\lambda \geq 0{,}739$	–	–	ja
B'	ja	M5	–	–	–	ja
C	ja	M2, M4	–	M2: $\bar{E}_{\text{vann}}{}^{*} \geq 2{,}42$ M2: $\bar{E}_{\text{vind}}{}^{*} \geq 2{,}86$ M4: $\delta_V{}^{*} \geq 0{,}369$ M4: $\bar{E}_{\text{vann}}{}^{*} \geq 0{,}927$	–	nei
R	ja	M2, M3	–	M3: $\delta_V{}^{*} \geq 0{,}622$	M2	nei
T-F	ja	M2, M4	–	M2: $\delta_{\text{bygg}}{}^{*} \leq 0{,}0993$ M2: $\Delta o_D{}^{*} \leq 0{,}573$ M2: $\bar{E}_{\text{vann}}{}^{*} \geq 0{,}675$ M2: $\bar{E}_{\text{vind}}{}^{*} \geq 1{,}05$ M2: $\bar{g}^{*} \leq 0{,}372$ M2: $\rho_N \leq 0{,}0626$ M2: $\rho_D{}^{*} \leq 0{,}0657$	M4	nei
T-K	ja	M2, M4, M5	–	M2: $\delta_{\text{bygg}}{}^{*} \leq 0{,}0977$ M2: $\Delta o_D{}^{*} \leq 0{,}543$ M2: $\bar{E}_{\text{vann}}{}^{*} \geq 0{,}688$ M2: $\bar{E}_{\text{vind}}{}^{*} \geq 1{,}06$ M2: $\bar{g}^{*} \leq 0{,}370$ M2: $\rho_N \leq 0{,}0625$ M2: $\rho_D{}^{*} \leq 0{,}0657$	M4	nei
«knapphet varer»						
A	ja	M2, M5	–	–	M2, M6	nei
B	ja	M1, M2, M4, M5	M2: $L_H \geq 6$ M2: $y_{\text{obs}} \geq 127{,}8$ M4: $\lambda \geq 0{,}739$	–	M1, M6	nei
B'	ja	M2, M5	–	–	M2, M6	nei
C	nei	M4	–	M4: $\delta_V{}^{*} \geq 0{,}369$ M4: $\bar{E}_{\text{vann}}{}^{*} \geq 0{,}927$	M6	nei
R	ja	M3	–	M3: $\delta_V{}^{*} \geq 0{,}622$	M6	nei
T-F	nei	M4	–	–	M4, M6	nei

Løsning	Felt	Mål u. b.	Terskler som teller	Terskler som ikke teller	Uten terskel	Kan navngis
T-K	nei	M4, M5	–	–	M4, M6	nei
«overkapasitet»						
A	ja	M5	–	–	–	ja
B	ja	M4, M5	M4: $\lambda \geq 0{,}739$	–	–	ja
B'	ja	M5	–	–	–	ja
C	ja	M4	–	M4: $\delta_V{}^* \geq 0{,}369$ M4: $\bar{E}_{\text{vann}}{}^* \geq 0{,}927$	–	nei
R	ja	M3	–	M3: $\delta_V{}^* \geq 0{,}622$	–	nei
T-F	ja	M4	–	–	M4	nei
T-K	ja	M4, M5	–	–	M4	nei
«kildenes lave forløp»						
A	ja	M5	–	–	–	ja
B	ja	M4, M5	M4: $\lambda \geq 0{,}739$	–	–	ja
B'	ja	M5	–	–	–	ja
C	ja	M4	–	M4: $\delta_V{}^* \geq 0{,}369$ M4: $\bar{E}_{\text{vann}}{}^* \geq 0{,}927$	–	nei
R	ja	M3	–	M3: $\delta_V{}^* \geq 0{,}622$	–	nei
T-F	ja	M4	–	–	M4	nei
T-K	ja	M4, M5	–	–	M4	nei
«80 % på egne maskiner», lav						
A	ja	M5	–	–	–	ja
B	ja	M4, M5	M4: $\lambda \geq 0{,}739$	–	–	ja
B'	ja	M5	–	–	–	ja
C	ja	M4	–	M4: $\delta_V{}^* \geq 0{,}369$ M4: $\bar{E}_{\text{vann}}{}^* \geq 0{,}927$	–	nei
R	ja	M3	–	M3: $\delta_V{}^* \geq 0{,}622$	–	nei
T-F	ja	M4	–	–	M4	nei
T-K	ja	M4, M5	–	–	M4	nei
«80 % på egne maskiner», høy						
A	ja	M5	–	–	–	ja
B	ja	M4, M5	M4: $\lambda \geq 0{,}739$	–	–	ja
B'	ja	M5	–	–	–	ja
C	ja	M4	–	M4: $\delta_V{}^* \geq 0{,}369$ M4: $\bar{E}_{\text{vann}}{}^* \geq 0{,}927$	–	nei
R	ja	M3	–	M3: $\delta_V{}^* \geq 0{,}622$	–	nei
T-F	ja	M4	–	–	M4	nei
T-K	ja	M4, M5	–	–	M4	nei

Terskelflatene. Flatene viser to størrelser samtidig, i «normalisering» (avklaring 111 og 134). Flate (a) er pristerskelen regnet i hver av fem klasser av reaktorkostnaden $c_{N,\text{ref}}$, for løsningene med kjernekraft (figur 8). For A, B og B' øker pristerskelen med reaktorkostnaden: for A fra 1,657 i klassen med lavest kostnad (median 115 196 kr per kW) til 1,940 i klassen med høyest (median 165 187 kr per kW). For T-K ligger den mellom 1,061 og 1,064 i alle klassene, nesten uten forskjell. Pristerskelen er over én i alle klassene for alle fire løsningene.

Flate (b) er konkurrentens kraftpris p^v mot kostnaden for norsk kraft som bedriften betaler, for alle sju løsningene, og flate (c) avkastningskravet for regnekraft ρ_D og for kraft ρ_N, hver mot reaktorkostnaden, for løsningene med kjernekraft. Begge deler trekningene i 5×5 ruter og gir for hver rute andelen med positiv netto nåverdi og medianen. Flaten er grensen mellom rutene med positiv og ikke positiv median. Tabell 30 viser at ingen rute i noen av flatene har positiv median. Flatene har altså ingen grense innenfor spennene i trekningene: medianen er negativ i hver rute, også der konkurrentens kraftpris er høyest og den norske kraften billigst, og der reaktorkostnaden er lavest.



Figur 8. Flate (a): pristerskelen k i hver av fem klasser av reaktorkostnaden, «normalisering», trinnet med 1 anlegg. Hver klasse har om lag en femdel av trekningene; medianen er tatt over trekningene i klassen. Ingen bånd.

Flate (c) går motsatt vei av det mange vil vente: medianen er høyere når avkastningskravet er høyt. For alle fire løsningene, og for både ρ_D og ρ_N, er medianen i den høyeste klassen for kravet høyere enn i den laveste, i hver klasse av reaktorkostnaden. For A og ρ_D er medianen −205,4 mrd. kr med lavest krav og lavest reaktorkostnad, og −138,8 mrd. kr med høyest krav og samme reaktorkostnad. Hjørnet med lave krav er altså ikke det gunstige. Rad 3, 4, 16 og 24 i følsomhetslista viser samme mønster (avsnitt 6.6).

Grunnen ligger i hvordan nåverdien regnes. Avkastningskravene er rentene netto nåverdi diskonteres med (S26): ρ_D for datasenteret og, i A, for kraftverket, og ρ_N for kraftverk på nettet og for virkningene for resten av Norge (avklaring 36). Alt diskonteres fra 2027, mens ingenting tjener penger før anleggene starter, og investeringene kommer flere år senere. Taper en bane penger, og ligger tapet ikke tidligere enn inntektene, blir tapet mindre i dagens kroner når renten er høyere, og større når den er lavere. For A er det slik: reaktoren betales i årene før oppstart, kraftverket selger ikke kraft (S35), og inntekten som skal betale krafta, er konkurrentens kraftkostnad i prisen (S15 og S18). Prisen på regnekraft stiger med ρ_D, men kapitaldelen av den og datasenterets egen investering følger hverandre: for en årgang som går hele levetiden, er nåverdien av kapitaldelen lik investeringen, uansett rente. Det som blir igjen, er tapet; på det oppdiktede grunnlaget lå det i kraftverket. For B, B' og T-K flytter ρ_D medianen lite; mønsteret i flaten for ρ_D kommer for dem av at ρ_N og ρ_D er trukket med rangkorrelasjon 0,5 (kapittel 11 i spesifikasjonen). ρ_N virker på samme måte: leddene som diskonteres med den (kraftverk på nettet, nett, effektkostnad og virkningene for resten av Norge), er samlet en kostnad som ligger år fram i tid, og det gjelder også C, som ikke har kjernekraft. En lavere rente forstørrer dessuten alle nåverdiene, så trekningene sprer seg: de typiske blir verre, og de som lå nær null, kan gå over. Mekanismen er regnet ledd for ledd og år for år på det oppdiktede grunnlaget, og en kontroll med de committede verktøyene på 200 av de frosne trekningene, med faste verdier for ρ_D og ρ_N, ga samme retning (fagfelleloggen del 30; tallene står ikke i resultatfilene). Hvordan tapet fordeler seg på ledd med de frosne tallene, er ikke regnet.

Den høyeste andelen positive trekninger i en rute er 3,4 % (R, flate (b)). I flate (c) går klassene for ρ_D fra median 6,5 % til 9,1 %, og for ρ_N fra 5,2 % til 7,8 %.

Sobol-indeksene. Tabell 31 viser, for hver løsning og hvert utfall, de fire trukne størrelsene med størst førsteordensindeks i «normalisering» (avklaring 110). Indeksen er den delen av

Tabell 30. Flate (b) og (c), «normalisering», trinnet med 1 anlegg: antall trekninger, spennet i kostnaden for norsk kraft (median i laveste og høyeste klasse, kr per MWh; bare (b)), og tre tall regnet fra de 25 rutene: hvor mange som har positiv median, den høyeste andelen positive trekninger i en rute (prosent), og den høyeste medianen i en rute (mrd. 2025-kr, nåverdi i 2027).

Flate	Løsning	Trekninger	Norsk kraft	Positiv median	Høyeste andel	Høyeste median
(b)	A	10 000	5 444–25 899	0 av 25	0,0	−122,3
(b)	B	10 000	2 352–7 850	0 av 25	0,0	−74,2
(b)	B'	10 000	4 288–20 599	0 av 25	0,0	−147,2
(b)	C	10 000	540–1 141	0 av 25	2,8	−13,4
(b)	R	10 000	786–1 060	0 av 25	3,4	−19,8
(b)	T-F	10 000	493–1 028	0 av 25	0,5	−25,1
(b)	T-K	10 000	493–1 030	0 av 25	0,5	−25,2
(c)	A, ρ_D	10 000	–	0 av 25	0,0	−138,8
(c)	A, ρ_N	10 000	–	0 av 25	0,0	−161,8
(c)	B, ρ_D	10 000	–	0 av 25	0,0	−78,0
(c)	B, ρ_N	10 000	–	0 av 25	0,0	−75,0
(c)	B', ρ_D	10 000	–	0 av 25	0,0	−190,4
(c)	B', ρ_N	10 000	–	0 av 25	0,0	−168,2
(c)	T-K, ρ_D	10 000	–	0 av 25	1,0	−30,4
(c)	T-K, ρ_N	10 000	–	0 av 25	0,5	−30,8

variansen i utfallet som kan føres til størrelsen alene. Uten noen virkning er indeksen om lag 0,0049 med 50 klasser og 10 000 trekninger, og ingen indeks er rettet for det. Indekser på det nivået sier ikke at størrelsen betyr noe. Status står ved symbolet, slik regel 7 krever: * er en åpen forutsetning uten kilde, † et valg av oppsett, og uten merke har størrelsen kilde. For utfall der alle trekningene har samme verdi, har indeksen ingen verdi (tabell 32). Indeksene for de andre størrelsene står i `terskler.json`.

Tabell 31. De fire største førsteordensindeksene per løsning og utfall, «normalisering», trinnet med 1 anlegg. «Best i M7»: løsningen er blant de beste i sammenligningen, alene eller delt. *: åpen forutsetning. †: valg av oppsett.

Løsning	Utfall	Størrelse og indeks, størst først			
A	Netto nåverdi	ν 0,214	o_ξ 0,169	τ_N 0,070	u_ξ† 0,039
	Best i M7	vind (investering) 0,008	$u^{\text{kraft}}_{\text{vann}}$ 0,008	D_X* 0,008	ν 0,007
B	Netto nåverdi	o_ξ 0,235	λ 0,086	τ_N 0,077	u_ξ† 0,063
	M4 «holder»	λ 0,513	KF 0,104	o_f 0,030	δ_V* 0,024
	Best i M7	D_X* 0,012	$\bar{g}$* 0,012	s_{brikker}* 0,009	ϕ_X* 0,008
B'	Netto nåverdi	ν 0,222	o_ξ 0,168	τ_N 0,065	u_ξ† 0,041
C	Netto nåverdi	$\bar{g}$* 0,307	$\bar{E}_{\text{vind}}$* 0,090	$\bar{E}_{\text{vann}}$* 0,072	ϕ_X* 0,038
	M1 «holder»	$\bar{g}$* 0,029	ρ_D* 0,014	τ_D 0,009	λ 0,008
	M2 «holder»	$\bar{E}_{\text{vind}}$* 0,270	$\bar{E}_{\text{vann}}$* 0,200	δ_{bygg}* 0,066	ρ_N 0,046
	M4 «holder»	$\bar{E}_{\text{vann}}$* 0,448	δ_V* 0,196	$\bar{E}_{\text{vind}}$* 0,008	$\bar{n}_{\text{reaktor}}$* 0,008
	Best i M7	$\bar{g}$* 0,034	D_X* 0,015	λ 0,013	ρ_D* 0,009
R	Netto nåverdi	ϕ_X* 0,085	τ_D 0,073	L_B 0,067	S^0 0,063
	M1 «holder»	δ_{bygg}* 0,012	S^0 0,011	τ_D 0,011	Δo_D* 0,010
	M2 «holder»	δ_{bygg}* 0,229	δ_V* 0,100	S^0 0,099	Δo_D* 0,098
	M3 «holder»	δ_V* 0,844	$s_{\text{tørt}}$* 0,010	S^0 0,009	λ 0,009
	M3 «holder ikke»	δ_V* 0,286	S^0 0,046	$s_{\text{tørt}}$* 0,044	λ 0,043
T-F	Netto nåverdi	$\bar{g}$* 0,127	$\bar{E}_{\text{vind}}$* 0,124	ϕ_X* 0,081	$\bar{E}_{\text{vann}}$* 0,076
	M1 «holder»	s_{mynd} 0,008	o_f 0,007	vann (investering) 0,007	$u^{\text{kraft}}_{\text{hav}}$ 0,007
	M2 «holder»	$\bar{E}_{\text{vann}}$* 0,234	$\bar{E}_{\text{vind}}$* 0,189	δ_{bygg}* 0,061	ρ_N 0,032

Løsning	Utfall	Størrelse og indeks, størst først			
	M4 «holder»	L_N 0,262	$\bar{E}_{\text{vann}}{}^*$ 0,133	$\delta_V{}^*$ 0,123	$\bar{E}_{\text{vind}}{}^*$ 0,011
	Best i M7	$\bar{g}^*$ 0,025	λ 0,011	$\delta_{\text{bygg}}{}^*$ 0,010	$\rho_D{}^*$ 0,010
T-K	Netto nåverdi	$\bar{E}_{\text{vind}}{}^*$ 0,105	$\bar{g}^*$ 0,103	$\phi_X{}^*$ 0,077	$\bar{E}_{\text{vann}}{}^*$ 0,066
	M1 «holder»	s_{mynd} 0,008	o_f 0,007	vann (investering) 0,007	$u_{\text{hav}}^{\text{kraft}}$ 0,007
	M2 «holder»	$\bar{E}_{\text{vann}}{}^*$ 0,232	$\bar{E}_{\text{vind}}{}^*$ 0,189	$\delta_{\text{bygg}}{}^*$ 0,061	ρ_N 0,032
	M4 «holder»	L_N 0,263	$\bar{E}_{\text{vann}}{}^*$ 0,133	$\delta_V{}^*$ 0,123	$\bar{E}_{\text{vind}}{}^*$ 0,011
	Best i M7	$\bar{g}^*$ 0,024	λ 0,011	$\delta_{\text{bygg}}{}^*$ 0,010	$\rho_D{}^*$ 0,010

Tabell 32. Utfallene uten Sobol-indeks: alle trekningene har samme verdi, «normalisering», trinnet med 1 anlegg.

Løsning	Utfall uten indeks
A	om banen lar seg bygge; vilkåret for «holder» i M1, M2, M3, M4, M6; vilkåret for «holder ikke» i M3, M4, M6
B	om banen lar seg bygge; vilkåret for «holder» i M1, M2, M3, M6; vilkåret for «holder ikke» i M3, M4, M6
B'	om banen lar seg bygge; vilkåret for «holder» i M1, M2, M3, M4, M6; vilkåret for «holder ikke» i M3, M4, M6
C	om banen lar seg bygge; vilkåret for «holder» i M3, M6; vilkåret for «holder ikke» i M3, M4, M6
R	om banen lar seg bygge; vilkåret for «holder» i M4, M6; vilkåret for «holder ikke» i M4, M6
T-F	om banen lar seg bygge; vilkåret for «holder» i M3, M6; vilkåret for «holder ikke» i M3, M4, M6
T-K	om banen lar seg bygge; vilkåret for «holder» i M3, M6; vilkåret for «holder ikke» i M3, M4, M6

For netto nåverdi er de største indeksene for A, B og B' størrelser for kjernekraften, blant dem overskridelsen i referanseklassen o_ξ og byggetiden τ_N. For C, T-F og T-K er de to største åpne forutsetninger om hvor mye fornybar kraft staten kan bygge ut, og hvor raskt. For vilkåret for «holder» i M2 for C, T-F og T-K og i M4 for C er de to største indeksene åpne forutsetninger; i M4 for T-F og T-K er L_N størst, fulgt av to åpne forutsetninger. L_N heter levetiden for kjernekraftverk i parameterfila, men i modellen er den også driftstiden for hvert anlegg og hver modul i alle løsningene, også de uten kjernekraft (kapittel 2 i spesifikasjonen). For B i M4 er snittlasten λ størst, den samme størrelsen som gir terskelen som teller. For R i M3 er andelen av statens nettuttak som tar plass fra private datasentre, δ_V, størst. For om A er blant de beste i M7, er de største indeksene nær nivået uten virkning.

Tabell 33. De trukne størrelsene som står i tabellene over, med navn, enhet og status fra parameterfila. Tersklene står i denne enheten.

Symbol	Navn	Enhet	Status
u_ξ	Trekningstall som avgjør lesningen i hver trekning	–	valg av oppsett
o_ξ	Overskridelse i referanseklassen for kjernekraft (andel over budsjett)	–	kilde
ν	Skalaeksponent for investering	–	kilde
τ_N	Byggetid per enhet, observert	år	kilde
KF	Kapasitetsfaktor for kjernekraft på nettet	–	kilde
o_f	Tvungen utfallsrate, enheter på 300 MW og mer	–	kilde
L_N	Levetid for kjernekraftverk	år	kilde
s_{mynd}	Andelen av disse årsverkene som ligger hos myndighetene	–	kilde
$\bar{n}_{\text{reaktor}}$	Kjernekraft som kan settes i drift per år	MW per år	åpen forutsetning
δ_{bygg}	Tillegg i byggekostnad i Norge mot konkurrenten	–	åpen forutsetning

Symbol	Navn	Enhet	Status
L_H	Levetid for IT-utstyr	år	kilde
L_B	Levetid for bygg og anlegg	år	kilde
τ_D	Byggetid for datasenteret	år	kilde
λ	Snittlast som andel av IT-kapasiteten	–	kilde
Δo_D	Tillegg i drift utenom kraft i Norge (høyere bemanning)	mill. kr/MW IT per år	åpen forutsetning
y_{obs}	Pris i femårskontrakter for GPU-kapasitet i 2025–2026	mill. kr/MW IT per år	kilde
S^0	Kraftbalansen i nullalternativet, normalår	TWh	kilde
$s_{\text{tørt}}$	Faktor på prisvirkningen i tørt år	–	åpen forutsetning
δ_V	Andel av statens nettuttak som tar plass fra private datasentre i køen	–	åpen forutsetning
vind (investering)	Vind på land: investering	kr/kW	kilde
vann (investering)	Vannkraft over 10 MW: investering	kr/kW	kilde
$\bar{E}_{\text{vann}}$	Vannkraft staten kan bygge ut over nullalternativet	TWh	åpen forutsetning
$\bar{E}_{\text{vind}}$	Vind på land staten kan bygge ut over nullalternativet	TWh	åpen forutsetning
$\bar{g}$	Ny fornybar kraft staten kan sette i drift per år ut over nullalternativet	TWh per år	åpen forutsetning
ρ_N	Avkastningskrav, kraft som selges i markedet	andel per år, reelt før skatt	kilde
ρ_D	Avkastningskrav, regnekraft (og kraftverk med én kunde, ρ_A)	andel per år, reelt før skatt	åpen forutsetning
$u^{\text{kraft}}_{\text{hav}}$	Utslipp over livsløpet, havvind	g CO_2e/kWh	kilde
$u^{\text{kraft}}_{\text{vann}}$	Utslipp over livsløpet, norsk vannkraft	g CO_2e/kWh	kilde
ϕ_X	Årlig sannsynlighet for en eksportregel som stanser nye leveranser til store klynger	per år	åpen forutsetning
D_X	Varighet av en slik regel	år	åpen forutsetning
s_{brikker}	Største andel av verdens produksjon av AI-servere ett program kan få	–	åpen forutsetning

6.6 Følsomhetene

Følsomhetslista er låst i parameterfila og står beskrevet rad for rad i avsnitt 5.3 (tabell 11). Her står hva hver rad gjør med tallene dommene bygger på, med hovedkjøringens tall ved siden av. Tallene er lest fra `folsomheter.json`; for radene 24, 25, 28 og 29, som bare gjelder eierformene, er hovedkjøringens tall lest fra `eierformer.json`. Lista har 37 linjer og 42 rader. Hver rad er hovedkjøringen med én endring, over de samme trekningene, lest av på trinnet hovedkjøringens dommer leses av på: trinn 1 («høyeste trinn (skalaen nås ikke)», avsnitt 6.1). Trinnet velges ikke på nytt (avklaring 112). Radene leses av i «normalisering», unntatt radene for påslaget (12 og 13), som leses av i «knapphet varer», radene for ε_d (31a og 31b), som leses av i de tre merkede scenarioene, og de 4 radene som bare gjelder eierformene.

Forhåndsregistreringen sier hvordan radene skal leses («Endringer», 13. november 2026; kapittel 11 i spesifikasjonen):

> Ingen dom i en følsomhet teller, og sammendraget og konklusjonen i rapporten inneholder bare hovedkjøringens dommer.

Tabellene under viser hvor mye hver forutsetning bærer, ikke en ny dom. Hva flere rader gir sammen, for eksempel rundskrivets rente og en dyrere konkurrent, er ikke regnet. Trekningene endrer alle størrelsene samtidig, og flatene i avsnitt 6.5 viser to av dem mot hverandre.

Hvor mange rader som endrer et dommeord. Av de 34 radene som leses av i «normalisering», gir 6 et annet dommeord enn hovedkjøringen i minst ett av målene M1–M6 for minst én av løsningene raden gjelder. De andre 28 gir de samme dommeordene som hovedkjøringen for alle løsningene, også der tallene flytter seg. Tellingen sammenligner dommeordet i hvert mål for hver løsning raden gjelder, med hovedkjøringens dommeord i samme scenario; M5 er hovedkjøringens i alle radene (avklaring 116), så bare M1–M4 og M6 kan bli ulike. En løsning raden ikke gjelder, har hovedkjøringens tall og er ikke med i tellingen. Tabell 34 gir den samme tellingen for hvert scenario, og tabell 35 viser hver endring: rad, linje, scenario, løsning, mål, og dommeordet før og etter. Ingen rad leses av i «overkapasitet».

Tabell 34. Rader som endrer minst ett dommeord for minst én løsning, per scenario, på trinnet dommene leses av på. En rad som leses av i flere scenarioer (31a og 31b), telles i hvert av dem. Ingen dom i en følsomhet teller.

Scenario	Rader lest av der	Endrer minst ett dommeord	Endrer ingen
«knapphet varer»	2	2	0
«normalisering»	34	6	28
«overkapasitet»	0	0	0
«kildenes lave forløp»	2	0	2
«80 % på egne maskiner», lav	2	0	2
«80 % på egne maskiner», høy	2	0	2

Tabell 35. Hver endring av et dommeord i en rad, mot hovedkjøringen i samme scenario og på samme trinn. Ingen dom i en følsomhet teller.

Rad	Linje	Scenario	Løsning	Mål	Hovedkjøringen	Raden
11a	11	«normalisering»	C	M2	holder under betingelser	holder ikke
11a	11	«normalisering»	R	M2	holder under betingelser	holder ikke
11a	11	«normalisering»	T-F	M2	holder under betingelser	holder ikke
11a	11	«normalisering»	T-K	M2	holder under betingelser	holder ikke
11b	11	«normalisering»	C	M2	holder under betingelser	holder ikke
11b	11	«normalisering»	R	M2	holder under betingelser	holder ikke
11b	11	«normalisering»	T-F	M2	holder under betingelser	holder ikke
11b	11	«normalisering»	T-K	M2	holder under betingelser	holder ikke
12	12	«knapphet varer»	A	M1	holder ikke	holder under betingelser
12	12	«knapphet varer»	B'	M1	holder ikke	holder under betingelser
13	13	«knapphet varer»	A	M2	holder under betingelser	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	A	M6	holder under betingelser	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	B	M1	holder under betingelser	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	B	M2	holder under betingelser	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	B	M6	holder under betingelser	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	B'	M2	holder under betingelser	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	B'	M6	holder under betingelser	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	C	M1	holder	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	C	M2	holder	holder under betingelser
13	13	«knapphet varer»	C	M6	holder under betingelser	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	R	M1	holder	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	R	M2	holder	holder under betingelser
13	13	«knapphet varer»	R	M6	holder under betingelser	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	T-F	M1	holder	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	T-F	M6	holder under betingelser	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	T-K	M1	holder	holder ikke
13	13	«knapphet varer»	T-K	M6	holder under betingelser	holder ikke
14	14	«normalisering»	C	M2	holder under betingelser	holder
14	14	«normalisering»	R	M2	holder under betingelser	holder
14	14	«normalisering»	T-F	M2	holder under betingelser	holder
14	14	«normalisering»	T-K	M2	holder under betingelser	holder

Rad	Linje	Scenario	Løsning	Mål	Hovedkjøringen	Raden
15	15	«normalisering»	C	M2	holder under betingelser	holder
15	15	«normalisering»	R	M2	holder under betingelser	holder
15	15	«normalisering»	T-F	M2	holder under betingelser	holder
15	15	«normalisering»	T-K	M2	holder under betingelser	holder
16	16	«normalisering»	B	M1	holder ikke	holder under betingelser
16	16	«normalisering»	C	M1	holder ikke	holder
16	16	«normalisering»	R	M1	holder ikke	holder
16	16	«normalisering»	T-F	M1	holder ikke	holder
16	16	«normalisering»	T-K	M1	holder ikke	holder
27	27	«normalisering»	C	M2	holder under betingelser	holder
27	27	«normalisering»	C	M4	holder under betingelser	holder
27	27	«normalisering»	R	M3	holder under betingelser	holder
27	27	«normalisering»	T-F	M2	holder under betingelser	holder
27	27	«normalisering»	T-K	M2	holder under betingelser	holder

Radene som endrer et dommeord i «normalisering». *Rad 11a og 11b* (Norges andel solgt kapasitet mot konkurrentens) endrer bare M2, bedriftsøkonomien. For C faller andelen som oppfyller vilkåret i M2, fra 61,40 % i hovedkjøringen til 0,00 % med andelen $\mu_{\text{rel}} = 0{,}90$ og 0,47 % med 0,95, og dommen i M2 går fra «holder under betingelser» til «holder ikke». Det samme skjer for R, T-F og T-K. Medianen i M1 for C går fra −19,5 mrd. kr til −53,0 og −36,6 mrd. kr.

Rad 14 og 15 (konkurrentens kraftpris og konkurrentens PUE) trekker den andre veien: andelen i M2 for C stiger til 89,77 % og 85,63 %, og dommen i M2 går fra «holder under betingelser» til «holder» for C, R, T-F og T-K. M1 holder ikke i noen av dem: andelen med positiv netto nåverdi for C er 6,64 % og 4,54 % (hovedkjøringen 1,05 %), og medianen −12,3 og −13,8 mrd. kr.

Rad 27 (anlegg på 300 MW IT) endrer M2 og M4 for C, M3 for R og M2 for T-F og T-K, alle fra «holder under betingelser» til «holder». Andelen i M4 for C går fra 68,98 til 91,41 %, og andelen i M3 for R fra 33,39 til 96,45 %. Disse dommeordene kommer med et mindre program: stigen telles fortsatt i anlegg, så programmet på trinnet er en brøkdel av hovedkjøringens, og M6 på trinnet faller tilsvarende (avklaring 113). Medianen i M1 kan derfor ikke sammenlignes i størrelse med hovedkjøringens. Andelen med positiv netto nåverdi for C går fra 1,05 til 0,13 %.

Rad 16, rundskrivets rente, er den eneste raden som endrer dommeordet i M1 i «normalisering». Forhåndsregistreringen sier hvorfor hovedanalysen ikke bruker den:

> Finansdepartementets rundskriv R-109/2021 sier at statlig forretningsdrift i direkte konkurranse med private skal bruke en kalkulasjonsrente tilsvarende den private bedrifter står overfor (pkt. 6.2). En tokenfabrikk som selger regnekraft i et verdensmarked, er slik forretningsdrift. Hovedanalysen bruker derfor et markedsbasert avkastningskrav, fastsatt med spenn fra kildebanken i parameterfrysen. Rundskrivets rente for andre statlige tiltak (4 % de første 40 årene, deretter 3 % og 2 %) vises som følsomhet og merkes som avvik fra rundskrivet. Kjernekraftutvalget (NOU 2026: 4, kap. 26) gjør samme vurdering.

Raden er altså et avvik fra rundskrivets regel for forretningsdrift i konkurranse, slik vi leser statens regler. Regnemåten betyr at staten bærer risikoen markedet ellers tar betalt for: prisen på regnekraft bygger fortsatt på markedets avkastningskrav, og et lavere krav for alle ville i modellen også gitt lavere pris (kapittel 2). Raden endrer bare netto nåverdi, det vil si M1 og M7 (avklaring 118 b). Tabell 36 gir tallene for alle sju løsningene. Med rundskrivets rente får C, R, T-F og T-K positiv netto nåverdi i over 80 % av trekningene og

positiv median, så dommeordet i M1 blir «holder»; for B blir det «holder under betingelser». For A og B' stiger andelen med positiv netto nåverdi, men medianen blir lavere enn i hovedkjøringen. I M7 faller andelen der C alene er best, fra 95,90 % til 26,45 %. Prisen på regnekraft bygger også i raden på markedets avkastningskrav, fordi den er konkurrentens kostnad (ligning (S18)): Norge regner da sine kontantstrømmer med lavere rente enn den som setter prisen. Avkastningskravet for regnekraft i hovedkjøringen er en åpen forutsetning, trukket mellom 5,7 og 11 % (vedlegg B). Hvilken rente for Norges kontantstrømmer som gir median null når prisen står fast, er ikke regnet.

Tabell 36. Rad 16, rundskrivets rente, mot hovedkjøringen i «normalisering» på trinnet dommene leses av på. Andelen i M1 er andelen trekninger med positiv netto nåverdi; medianen er netto nåverdi i milliarder reelle 2025-kroner, nåverdi i beslutningsåret. M7 sammenligner bare A, B, C, T-F og T-K. Raden er et avvik fra rundskrivet, og ingen dom i den teller.

Løsning	M1: andel (%)		Median (mrd. kr)		Dom i M1		M7: best alene (%)	
	hoved	rad	hoved	rad	hoved	rad	hoved	rad
A	0,00	3,12	−208,2	−263,8	holder ikke	holder ikke	0,11	0,00
B	0,00	32,68	−109,8	−40,8	holder ikke	holder under betingelser	0,82	0,64
B'	0,00	3,74	−249,6	−251,5	holder ikke	holder ikke	ikke med	ikke med
C	1,05	94,20	−19,5	87,6	holder ikke	holder	95,90	26,45
R	0,71	93,40	−28,5	104,2	holder ikke	holder	ikke med	ikke med
T-F	0,10	94,06	−34,3	105,6	holder ikke	holder	0,03	0,06
T-K	0,10	93,97	−34,3	105,5	holder ikke	holder	0,00	0,00

Ordet for hypotesen i følsomhetstabellen. I `folsomheter.json` er ordet for hypotesen satt uten terskler, «så langt den følger av målene» (avklaring 112 og 116). Der står «holder under betingelser» når målene alene ikke avgjør; om betingelser kan navngis, regnes ikke for radene. I `dommer.json` er dommen satt med tersklene, og «holder under betingelser» krever der at betingelsene kan navngis. De to kan derfor være ulike også for hovedkjøringen. Tabell 37 sammenligner dem: de er like i alle scenarioene der en rad leses av, unntatt «knapphet varer», der følsomhetstabellens egen hovedrad har «holder under betingelser» og `dommer.json` har «holder ikke», fordi ingen betingelser kan navngis der (avsnitt 6.1).

Hver rad leses mot følsomhetstabellens egen hovedrad i samme scenario. Bare 2 rader har et annet ord for hypotesen enn den: rad 16 i «normalisering», med «holder under betingelser» mot «holder ikke», og rad 13 i «knapphet varer», med «holder ikke» mot «holder under betingelser». I rad 16 betyr ordet bare at målene alene ikke feller hypotesen med rundskrivets rente; det sier ikke at betingelser kan navngis. Ingen av dem er en dom over hypotesen: ingen dom i en følsomhet teller.

Tabell 37. Ordet for hypotesen i hovedkjøringen på trinnet dommene leses av på: i følsomhetstabellen (uten terskler, så langt det følger av målene) og i `dommer.json` (med tersklene). Bare scenarioene der en rad leses av, står i følsomhetstabellen.

Scenario	Følsomhetstabellen	`dommer.json`
«knapphet varer»	holder under betingelser	holder ikke
«normalisering»	holder ikke	holder ikke
«overkapasitet»	ingen rad leses av her	holder ikke
«kildenes lave forløp»	holder ikke	holder ikke
«80 % på egne maskiner», lav	holder ikke	holder ikke
«80 % på egne maskiner», høy	holder ikke	holder ikke

Radene som endrer et dommeord i «knapphet varer». *Rad 12* (varig knapphet) gir A og B' «holder under betingelser» i M1 i stedet for «holder ikke»: andelen med positiv netto nåverdi for A går fra 19,22 til 38,18 %, og medianen fra −104,1 til −48,8 mrd. kr. *Rad 13* (avtakende knapphet) trekker den andre veien for alle sju: for C går andelen i M1 fra 87,89 til 1,05 % og medianen fra 68,9 til −19,4 mrd. kr, og for T-F fra 84,83 til 0,51 % og fra 88,5 til −31,2 mrd. kr. I de tre merkede scenarioene endrer ingen av radene for ε_d et dommeord.

Rader som flytter tall en annen vei enn man kunne vente. Noen rader flytter medianen i M1 motsatt av det en leser ville vente. Her står hva spesifikasjonen sier om mekanismen; der den ikke forklarer fortegnet, står det at det ikke er forklart.

Rad 4 gir kjernekraftverk på nettet et avkastningskrav 2 prosentpoeng høyere, men medianen for B går fra −109,8 til −88,1 mrd. kr og for B' fra −249,6 til −188,5 mrd. kr. *Rad 3* gjør det motsatte for A: kravet for kraftverket i A settes lik kravet for kraft, ρ_N, i stedet for ρ_D (avklaring 117 og 118 a), og i parameterfila ligger spennet for ρ_N under spennet for ρ_D. Likevel går medianen for A fra −208,2 til −260,1 mrd. kr. Spesifikasjonen sier hvilke ledd renten virker på: i begge radene diskonterer den kraftverkets egne ledd i netto nåverdi (salg, investering, drift og avvikling), og den står i kraftverkets kapitalkostnad og i tilleggsregelen (avklaring 117, 118 a og 124 f). De to radene trekker i samme retning: høyere rente på kraftverkets egne ledd gir høyere median, lavere rente gir lavere. Det samme mønsteret står i flate (c) over alle trekningene, for alle fire løsningene med kjernekraft (avsnitt 6.5). For A i rad 3 følger retningen for kraftverkets del av ligningene: kraftverket i A selger ikke kraft, så leddene er bare kostnader (S35), og en lavere rente gjør nåverdien av dem mer negativ, mens inntekten som skal betale krafta, står i datasenterets kontantstrøm (S34) og fortsatt diskonteres med ρ_D. For B og B' i rad 4 selger kraftverket kraft, men salget minus drift betaler ikke tilbake investeringen, som kommer i årene før oppstart, flere år etter 2027. Med en høyere rente krymper nåverdien av investeringen mer enn nåverdien av nettosalget, og tapet blir mindre (avsnitt 6.5). Regnet ledd for ledd på det oppdiktede grunnlaget var det investeringen som endret seg mest, og raden hevet netto nåverdi for B i alle trekningene der. Et høyere krav gjør altså ikke kjernekraften bedre; det gjør et tap som ligger fram i tid, mindre i dagens kroner.

Rad 23 tar bort eksportstansene, men medianen for A går fra −208,2 til −216,5 mrd. kr, for B fra −109,8 til −111,3 og for B' fra −249,6 til −259,2 mrd. kr; for C, R, T-F og T-K blir den høyere. Spesifikasjonen sier hva en stans gjør: et anlegg uten brikker kjøper ikke kraft, og i A betales ikke variabel drift, brensel og avfallsavgift, mens kraftverket på nettet produserer og selger som før (avklaring 26), og byggingen følger året anlegget faktisk starter (avklaring 28). Uten stans starter noen anlegg tidligere. For A, B og B', der kraftverket bærer et stort tap, kommer tapet da tidligere og blir større i nåverdi fra 2027; for C, R og T veier det tyngre at anlegget slipper år uten last (avklaring 26). På det oppdiktede grunnlaget endret netto nåverdi seg nesten bare i trekningene der starten ble flyttet, og der i denne retningen. Med eksportregelen slått av i en kontroll på 200 av de frosne trekningene falt medianen for A og steg den for T-K (fagfelleloggen del 30). Hvordan det fordeler seg på ledd med de frosne tallene, er ikke regnet.

Rad 10 har merknaden at den kan trekke i favør av A, men medianen for A går fra −208,2 til −248,0 mrd. kr. Spesifikasjonen gir mekanismen: inntektsfaktoren er full når tilgjengeligheten når kravet, høyere enn etter S44, men den faller i trinn, ned til null, når tilgjengeligheten er under kravet (avklaring 119 c). Raden kan altså trekke begge veier (avklaring 124 b). At medianen faller, stemmer med at trinnene under kravet veier mest; det er ikke kontrollert trekning for trekning.

Rad 37 lar ny fornybar kraft ut over nullalternativet først komme fra 2031, og medianen blir høyere: for C fra −19,5 til −15,8 mrd. kr og for T-F fra −34,3 til −29,5 mrd. kr. Avklaring 91 sier at utbyggingen da forskyves, og at en bane kan komme annerledes ut på

måter som ikke er opplagte: senere start gir senere utskifting, og i T-K kan flere moduler stå igjen til kjernekraften. Hvorfor medianen stiger, er ikke forklart utover det.

I *rad 16* blir medianen lavere for A og B' samtidig som andelen med positiv netto nåverdi stiger, for A fra 0,00 til 3,12 % (tabell 36). Raden gjør to ting samtidig. Den diskonterer alt med rundskrivets lavere rente, og det gjør et tap som ligger fram i tid, større, slik som i flate (c) (avsnitt 6.5). Samtidig bygger prisen på regnekraft fortsatt på markedets avkastningskrav (avklaring 118 b), så datasenteret får betalt kapitalen med en høyere rente enn den nåverdien regnes med, og det løfter alle løsningene. For A og B' veier det første tyngst. En lavere rente forstørrer også alle nåverdiene, så trekningene sprer seg: de typiske blir verre, og de som lå nær null, går over null. En kontroll på 200 av de frosne trekningene med begge rentene satt lavt, også i prisen, ga lavere median for alle løsningene, også C og T-K, mens andelen positive steg (fagfelleloggen del 30). Oppdelingen er omtrentlig og ikke regnet ledd for ledd med de frosne tallene.

Rader som ikke endrer noe tall. Noen rader gir de samme tallene som hovedkjøringen til siste siffer for en løsning de gjelder. Det står i siste kolonne i tabell 39. *Rad 30* (M6 mot medianen av de ti årene) endrer ingen tall for noen løsning: M6 er under 5 % i alle trekningene både mot snittet og mot medianen, så andelene blir de samme. *Rad 22* (uten tilleggsregelen) endrer ingenting for B og B': regelen (S45) virker bare når et kraftverk på nettet går med overskudd, og at tallene er like, stemmer med at det ikke skjer for kjernekraftverkene i B og B' på trinnet; det er ikke kontrollert trekning for trekning. *Rad 21* tar bort leddet for største enhet i (S47) når enhetene er på høyst 1 000 MW (avklaring 121). Den endrer ingenting for B': der holder M4, som regnes med hele enheten, i 100,00 % av trekningene, så det mangler ikke effekt å dekke verken med eller uten leddet. For B flytter raden medianen til −108,4 mrd. kr. For T-K endrer *rad 1, 2, 6 og 21*, som bare virker gjennom kjernekraften, ingenting: på trinnet har T-K minst 100 MW i drift på kjernekraft på nettet i høyst 0,16 % av trekningene i noe år (`tidslinje.json`). At andelene og medianen ikke flytter seg, stemmer med det, men er ikke kontrollert trekning for trekning. I *rad 29* (statens andel av overskridelsene) er alle tallene for C og T-F som i hovedkjøringen. Det stemmer med (S30): leddet for overskridelser er null når investeringene ikke går over budsjettet I^{bud}.

Den faste tabellen. Tabell 38 gir hovedkjøringens tall i hvert scenario en rad leses av i, og tabell 39 gir alle radene, løsning for løsning. Ved radene står merknadene tekstene krever, også der fila ikke har noen: rad 16 er et avvik fra rundskrivet (avklaring 118 b); i rad 26 er nåverdiene regnet til et annet år og kan ikke sammenlignes i størrelse med hovedkjøringens, og i rad 27 er programmet en brøkdel av hovedkjøringens (avklaring 113); rad 35 er en egen bane som i fila står på plassen til C (avklaring 117). Sammenligningen av de fem kraftløsningene (M7) står for hver rad i tabell 40. Figur 9 viser for A, B og C de åtte radene som flytter medianen i M1 mest.

Tabell 38. Hovedkjøringens tall i scenarioene radene leses av i, på trinnet dommene leses av på, fra `folsomheter.json` (de er like tallene i `dommer.json`). Andelene er andelen trekninger som oppfyller vilkåret for «holder» i målet; medianen er netto nåverdi i milliarder reelle 2025-kroner, nåverdi i beslutningsåret. Dommene står i avsnitt 6.1.

Scenario	Løsning	M1 (%)	Median M1 (mrd. kr)	M2 (%)	M3 (%)	M4 (%)	M6 (%)
«knapphet varer»	A	19,22	−104,1	25,15	100,00	100,00	0,54
	B	43,40	−15,7	68,29	100,00	36,32	2,82
	B'	14,05	−145,4	35,86	100,00	100,00	0,85
	C	87,89	68,9	97,49	100,00	68,98	7,57
	R	89,74	157,9	96,33	33,39	0,00	7,75
	T-F	84,83	88,5	98,32	100,00	29,11	2,11
	T-K	84,70	88,3	98,22	100,00	29,08	2,11
«normalisering»	A	0,00	−208,2	0,00	100,00	100,00	0,00
	B	0,00	−109,8	0,00	100,00	36,32	0,00
	B'	0,00	−249,6	0,00	100,00	100,00	0,00
	C	1,05	−19,5	61,40	100,00	68,98	0,00
	R	0,71	−28,5	38,94	33,39	0,00	0,00
	T-F	0,10	−34,3	74,16	100,00	29,11	0,00
	T-K	0,10	−34,3	74,07	100,00	29,08	0,00
«kildenes lave forløp»	A	0,00	−274,3	0,00	100,00	100,00	0,00
	B	0,00	−176,0	0,00	100,00	36,32	0,00
	B'	0,00	−315,0	0,00	100,00	100,00	0,00
	C	0,00	−87,2	0,00	100,00	68,98	0,00
	R	0,00	−153,3	0,00	33,39	0,00	0,00
	T-F	0,00	−154,2	0,00	100,00	29,11	0,00
	T-K	0,00	−154,4	0,00	100,00	29,08	0,00
«80 % på egne maskiner», lav	A	0,00	−326,5	0,00	100,00	100,00	0,00
	B	0,00	−225,5	0,00	100,00	36,32	0,00
	B'	0,00	−367,9	0,00	100,00	100,00	0,00
	C	0,00	−138,1	0,00	100,00	68,98	0,00
	R	0,00	−249,0	0,00	33,39	0,00	0,00
	T-F	0,00	−244,7	0,00	100,00	29,11	0,00
	T-K	0,00	−244,8	0,00	100,00	29,08	0,00
«80 % på egne maskiner», høy	A	0,00	−406,2	0,00	100,00	100,00	0,00
	B	0,00	−302,6	0,00	100,00	36,32	0,00
	B'	0,00	−449,0	0,00	100,00	100,00	0,00
	C	0,00	−218,2	0,00	100,00	68,98	0,00
	R	0,00	−401,7	0,00	33,39	0,00	0,00
	T-F	0,00	−390,4	0,00	100,00	29,11	0,00
	T-K	0,00	−390,9	0,00	100,00	29,08	0,00

Tabell 39. Følsomhetslista rad for rad på trinnet dommene leses av på, med hovedkjøringen ved siden av, fra samme scenario som raden. «hoved» er hovedkjøringen, «rad» er raden. Andelen i M1 er andelen trekninger med positiv netto nåverdi (vilkåret for «holder»); medianen er netto nåverdi i milliarder reelle 2025-kroner, nåverdi i beslutningsåret. Andelene for M2, M3, M4 og M6 er andelen som oppfyller vilkåret for «holder» i raden; hovedkjøringens står i tabell 38. Bare løsningene raden gjelder, står her; de andre har hovedkjøringens tall. Den siste kolonnen viser dommeord som er ulike hovedkjøringens, andelen der banen ikke lar seg bygge når den ikke er null, og når alle tallene for løsningen er lik hovedkjøringens til siste siffer. Ingen dom i en følsomhet teller.

Løsning	M1: andel (%)		Median M1 (mrd. kr)		Andel «holder» i raden (%)				Dommer som endres, og annet
	hoved	rad	hoved	rad	M2	M3	M4	M6	
Rad 1 (linje 1). Kostnadsspennet for kjernekraft er sluttkostnader ($w_\xi = 0$). Gjelder A, B, B', T-K; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−166,6	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−87,8	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−198,9	0,00	100,00	100,00	0,00	
T-K	0,10	0,10	−34,3	−34,3	74,07	100,00	29,08	0,00	alle tall som i hovedkjøringen
Rad 2 (linje 2). Kostnadsspennet for kjernekraft er et budsjett ($w_\xi = 1$). Gjelder A, B, B', T-K; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−278,0	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−148,0	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−336,4	0,00	100,00	100,00	0,00	
T-K	0,10	0,10	−34,3	−34,3	74,07	100,00	29,08	0,00	alle tall som i hovedkjøringen
Rad 3 (linje 3). Avkastningskravet for kraftverket i A lik kravet for kraft ($\rho_A = \rho_N$). Gjelder A; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−260,1	0,00	100,00	100,00	0,00	
Rad 4 (linje 4). Avkastningskravet for kjernekraftverk på nettet 2 prosentpoeng høyere. Gjelder B, B', T-K; leses av i «normalisering». A er uendret.									
B	0,00	0,00	−109,8	−88,1	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−188,5	0,00	100,00	100,00	0,00	
T-K	0,10	0,10	−34,3	−34,3	74,07	100,00	29,08	0,00	
Rad 5 (linje 5). Skalaeksponenten for investering $\nu = 0{,}6$. Gjelder A, B'; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−329,9	0,00	100,00	100,00	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−397,3	0,00	100,00	100,00	0,00	
Rad 6 (linje 6). Læringsraten $\ell = -0{,}23$. Gjelder A, B, B', T-K; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−291,6	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−110,6	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−350,9	0,00	100,00	100,00	0,00	
T-K	0,10	0,10	−34,3	−34,3	74,07	100,00	29,08	0,00	alle tall som i hovedkjøringen
Rad 7 (linje 7). Minstelasten i S7 lik 20 % av merkeeffekten. Gjelder A, B'; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−239,5	0,00	100,00	100,00	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−288,6	0,00	100,00	100,00	0,00	
Rad 8 (linje 8). Fritt valg av enhetsstørrelse i S7, med buffer. Gjelder A, B'; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−170,4	0,00	100,00	100,00	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−199,8	0,00	100,00	100,00	0,00	
Rad 9 (linje 9). Halv byggetid for enheter under 300 MW. Gjelder A, B'; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−175,3	0,00	100,00	100,00	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−214,9	0,00	100,00	100,00	0,00	
Rad 10 (linje 10). Inntektsfaktor etter standardvilkår i stedet for S44. Gjelder A; leses av i «normalisering». Merknad: Vilkårene erstatter regelen i hovedkjøringen: anlegget får full inntekt når tilgjengeligheten når kravet. Raden kan derfor trekke i favør av A.									
A	0,00	0,00	−208,2	−248,0	0,00	100,00	100,00	0,00	
Rad 11a (linje 11). Norges andel solgt kapasitet $\mu_{\text{rel}} = 0{,}90$. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−239,7	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−141,8	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−280,0	0,00	100,00	100,00	0,00	

Løsning	M1: andel (%)		Median M1 (mrd. kr)		Andel «holder» i raden (%)				Dommer som endres, og annet
	hoved	rad	hoved	rad	M2	M3	M4	M6	
C	1,05	0,01	−19,5	−53,0	0,00	100,00	68,98	0,00	M2: holder under betingelser → holder ikke
R	0,71	0,00	−28,5	−88,9	0,00	33,39	0,00	0,00	M2: holder under betingelser → holder ikke
T-F	0,10	0,00	−34,3	−93,3	0,00	100,00	29,11	0,00	M2: holder under betingelser → holder ikke
T-K	0,10	0,00	−34,3	−93,5	0,00	100,00	29,08	0,00	M2: holder under betingelser → holder ikke
Rad 11b (linje 11). Norges andel solgt kapasitet $\mu_{\text{rel}} = 0{,}95$. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−224,0	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−125,2	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−265,2	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	1,05	0,07	−19,5	−36,6	0,47	100,00	68,98	0,00	M2: holder under betingelser → holder ikke
R	0,71	0,01	−28,5	−59,2	0,00	33,39	0,00	0,00	M2: holder under betingelser → holder ikke
T-F	0,10	0,00	−34,3	−64,6	1,31	100,00	29,11	0,00	M2: holder under betingelser → holder ikke
T-K	0,10	0,00	−34,3	−64,7	1,31	100,00	29,08	0,00	M2: holder under betingelser → holder ikke
Rad 12 (linje 12). Varig knapphet: dagens påslag for alle årganger. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «knapphet varer».									
A	19,22	38,18	−104,1	−48,8	44,12	100,00	100,00	0,54	M1: holder ikke → holder under betingelser
B	43,40	61,30	−15,7	36,1	79,24	100,00	36,32	2,82	
B'	14,05	31,10	−145,4	−89,3	53,91	100,00	100,00	0,85	M1: holder ikke → holder under betingelser
C	87,89	91,27	68,9	125,4	97,62	100,00	68,98	7,57	
R	89,74	92,10	157,9	280,5	96,48	33,39	0,00	7,75	
T-F	84,83	91,53	88,5	263,0	98,47	100,00	29,11	8,08	
T-K	84,70	91,46	88,3	263,0	98,42	100,00	29,08	8,07	
Rad 13 (linje 13). Avtakende knapphet: påslaget avtar med tiden. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «knapphet varer».									
A	19,22	0,00	−104,1	−208,2	0,00	100,00	100,00	0,00	M2: holder under betingelser → holder ikke; M6: holder under betingelser → holder ikke
B	43,40	0,00	−15,7	−109,7	0,00	100,00	36,32	0,00	M1: holder under betingelser → holder ikke; M2: holder under betingelser → holder ikke; M6: holder under betingelser → holder ikke
B'	14,05	0,00	−145,4	−249,6	0,00	100,00	100,00	0,00	M2: holder under betingelser → holder ikke; M6: holder under betingelser → holder ikke
C	87,89	1,05	68,9	−19,4	61,72	100,00	68,98	0,00	M1: holder → holder ikke; M2: holder → holder under betingelser; M6: holder under betingelser → holder ikke
R	89,74	1,25	157,9	−27,2	45,43	33,39	0,00	0,00	M1: holder → holder ikke; M2: holder → holder under betingelser; M6: holder under betingelser → holder ikke
T-F	84,83	0,51	88,5	−31,2	80,48	100,00	29,11	0,00	M1: holder → holder ikke; M6: holder under betingelser → holder ikke
T-K	84,70	0,51	88,3	−31,3	80,39	100,00	29,08	0,00	M1: holder → holder ikke; M6: holder under betingelser → holder ikke
Rad 14 (linje 14). Konkurrentens kraftpris lik EU-snittet for de største kundene, 1 198 kr/MWh. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−201,9	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−103,3	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−243,2	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	1,05	6,64	−19,5	−12,3	89,77	100,00	68,98	0,00	M2: holder under betingelser → holder
R	0,71	13,76	−28,5	−15,5	93,06	33,39	0,00	0,00	M2: holder under betingelser → holder
T-F	0,10	5,15	−34,3	−21,6	94,24	100,00	29,11	0,00	M2: holder under betingelser → holder
T-K	0,10	5,15	−34,3	−21,7	94,07	100,00	29,08	0,00	M2: holder under betingelser → holder

Løsning	M1: andel (%)		Median M1 (mrd. kr)		Andel «holder» i raden (%)				Dommer som endres, og annet
	hoved	rad	hoved	rad	M2	M3	M4	M6	
Rad 15 (linje 15). PUE hos konkurrenten 1,45. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−203,3	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−104,5	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−244,6	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	1,05	4,54	−19,5	−13,8	85,63	100,00	68,98	0,00	M2: holder under betingelser → holder
R	0,71	9,03	−28,5	−18,4	87,23	33,39	0,00	0,00	M2: holder under betingelser → holder
T-F	0,10	2,55	−34,3	−24,4	91,74	100,00	29,11	0,00	M2: holder under betingelser → holder
T-K	0,10	2,55	−34,3	−24,4	91,57	100,00	29,08	0,00	M2: holder under betingelser → holder
Rad 16 (linje 16). Rundskrivets rente: 4 %, så 3 % og 2 %, for alle kontantstrømmene i netto nåverdi. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering». Avvik fra rundskrivet. Endrer bare netto nåverdi (M1 og M7).									
A	0,00	3,12	−208,2	−263,8	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	32,68	−109,8	−40,8	0,00	100,00	36,32	0,00	M1: holder ikke → holder under betingelser
B'	0,00	3,74	−249,6	−251,5	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	1,05	94,20	−19,5	87,6	61,40	100,00	68,98	0,00	M1: holder ikke → holder
R	0,71	93,40	−28,5	104,2	38,94	33,39	0,00	0,00	M1: holder ikke → holder
T-F	0,10	94,06	−34,3	105,6	74,16	100,00	29,11	0,00	M1: holder ikke → holder
T-K	0,10	93,97	−34,3	105,5	74,07	100,00	29,08	0,00	M1: holder ikke → holder
Rad 17a (linje 17). Skattekostnaden lik null. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−173,9	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−92,6	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−209,2	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	1,05	1,05	−19,5	−17,0	61,40	100,00	68,98	0,00	
R	0,71	0,81	−28,5	−24,0	38,94	33,39	0,00	0,00	
T-F	0,10	0,10	−34,3	−29,8	74,16	100,00	29,11	0,00	
T-K	0,10	0,10	−34,3	−29,8	74,07	100,00	29,08	0,00	
Rad 17b (linje 17). Skattekostnaden 0,20 på all innskutt kapital. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−254,7	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−159,6	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−296,0	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	1,05	0,00	−19,5	−72,1	61,40	100,00	68,98	0,00	
R	0,71	0,00	−28,5	−119,4	38,94	33,39	0,00	0,00	
T-F	0,10	0,00	−34,3	−128,3	74,16	100,00	29,11	0,00	
T-K	0,10	0,00	−34,3	−128,5	74,07	100,00	29,08	0,00	
Rad 18 (linje 18). Subsidieelementet regnet med statens lånerente. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−210,6	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−94,4	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−238,4	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	1,05	1,05	−19,5	−17,0	61,40	100,00	68,98	0,00	
R	0,71	0,81	−28,5	−24,0	38,94	33,39	0,00	0,00	
T-F	0,10	0,10	−34,3	−29,8	74,16	100,00	29,11	0,00	
T-K	0,10	0,10	−34,3	−29,8	74,07	100,00	29,08	0,00	
Rad 19a (linje 19). Karbonprisens lave bane i stedet for den sentrale. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−207,6	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−109,3	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−248,8	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	1,05	1,18	−19,5	−18,9	61,40	100,00	68,98	0,00	
R	0,71	0,98	−28,5	−27,4	38,94	33,39	0,00	0,00	
T-F	0,10	0,14	−34,3	−33,3	74,16	100,00	29,11	0,00	
T-K	0,10	0,14	−34,3	−33,3	74,07	100,00	29,08	0,00	
Rad 19b (linje 19). Karbonprisens høye bane i stedet for den sentrale. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
A	0,00	0,00	−208,2	−209,8	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−111,4	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−250,9	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	1,05	0,73	−19,5	−21,0	61,40	100,00	68,98	0,00	

Løsning	M1: andel (%)		Median M1 (mrd. kr)		Andel «holder» i raden (%)				Dommer som endres, og annet
	hoved	rad	hoved	rad	M2	M3	M4	M6	
R	0,71	0,54	−28,5	−30,2	38,94	33,39	0,00	0,00	
T-F	0,10	0,07	−34,3	−35,9	74,16	100,00	29,11	0,00	
T-K	0,10	0,07	−34,3	−36,0	74,07	100,00	29,08	0,00	

Rad 20 (linje 20). Ulykkeskostnaden (K_U) uten skalering etter enhetsstørrelse. Gjelder A, B'; leses av i «normalisering».

A	0,00	0,00	−208,2	−214,3	0,00	100,00	100,00	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−259,6	0,00	100,00	100,00	0,00	

Rad 21 (linje 21). Effektkostnaden (S47) regner bare økningen ut over dimensjonerende feil. Gjelder B, B', T-K; leses av i «normalisering».

B	0,00	0,00	−109,8	−108,4	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−249,6	0,00	100,00	100,00	0,00	alle tall som i hovedkjøringen
T-K	0,10	0,10	−34,3	−34,3	74,07	100,00	29,08	0,00	alle tall som i hovedkjøringen

Rad 22 (linje 22). Uten tilleggsregelen (S45): overskudd fra kraftverk på nettet regnes med. Gjelder B, B', C, T-F, T-K; leses av i «normalisering».

B	0,00	0,00	−109,8	−109,8	0,00	100,00	36,32	0,00	alle tall som i hovedkjøringen
B'	0,00	0,00	−249,6	−249,6	0,00	100,00	100,00	0,00	alle tall som i hovedkjøringen
C	1,05	6,21	−19,5	−14,3	61,40	100,00	68,98	0,00	
T-F	0,10	5,64	−34,3	−24,2	74,16	100,00	29,11	0,00	
T-K	0,10	5,64	−34,3	−24,2	74,07	100,00	29,08	0,00	

Rad 23 (linje 23). Ingen eksportregel. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering».

A	0,00	0,00	−208,2	−216,5	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−111,3	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−259,2	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	1,05	1,69	−19,5	−14,9	61,40	100,00	68,98	0,00	
R	0,71	2,13	−28,5	−20,5	38,94	33,39	0,00	0,00	
T-F	0,10	0,34	−34,3	−25,3	74,09	100,00	25,07	0,00	
T-K	0,10	0,34	−34,3	−25,3	74,09	100,00	25,07	0,00	

Rad 24 (linje 24). Statens kontantstrøm og samlet overskudd verdsatt med statens lånerente. Gjelder A, B, C, T-F, T-K; leses av i tabellene for eierformene.

Gjelder bare eierformene: se tabellene 41 og 42.

Rad 25 (linje 25). Oppgjøret med private eiere priset med deres egenkapitalkrav. Gjelder A, B, C, T-F, T-K; leses av i tabellene for eierformene.

Gjelder bare eierformene: se tabellene 41 og 42.

Rad 26 (linje 26). Beslutningsår 2030. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering». Nåverdiene er regnet til 2030 og kan ikke sammenlignes i størrelse med hovedkjøringens (avklaring 113).

A	0,00	0,00	−208,2	−208,4	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−109,6	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−250,5	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	1,05	1,52	−19,5	−19,3	61,40	100,00	68,98	0,00	
R	0,71	0,81	−28,5	−28,2	38,94	33,39	0,00	0,00	
T-F	0,10	0,13	−34,3	−34,3	74,19	99,98	37,06	0,00	ikke byggbar 0,02 %
T-K	0,10	0,13	−34,3	−34,4	74,10	99,98	37,05	0,00	ikke byggbar 0,02 %

Rad 27 (linje 27). Anlegg på 300 MW IT i alle sju løsningene. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering». Programmet på trinnet er mindre enn hovedkjøringens, og M6 faller tilsvarende (avklaring 113).

A	0,00	0,00	−208,2	−90,7	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−109,8	−81,9	0,00	100,00	0,00	0,00	
B'	0,00	0,00	−249,6	−106,7	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	1,05	0,13	−19,5	−9,5	94,94	100,00	91,41	0,00	M2: holder under betingelser → holder; M4: holder under betingelser → holder
R	0,71	0,94	−28,5	−8,9	44,82	96,45	0,00	0,00	M3: holder under betingelser → holder
T-F	0,10	0,08	−34,3	−11,9	95,28	100,00	76,97	0,00	M2: holder under betingelser → holder
T-K	0,10	0,08	−34,3	−11,9	95,28	100,00	76,97	0,00	M2: holder under betingelser → holder

Rad 28 (linje 28). Kostnadene for direkte eierskap og heleid selskap ganges med $1 + \epsilon_e$. Gjelder A, B, C, T-F, T-K; leses av i tabellene for eierformene.

Gjelder bare eierformene: se tabellene 41 og 42.

Rad 29 (linje 29). Statens andel av overskridelsene lik eierandelen ($\zeta_e = s_e$). Gjelder A, B, C, T-F, T-K; leses av i tabellene for eierformene.

Gjelder bare eierformene: se tabellene 41 og 42.

Løsning	M1: andel (%)		Median M1 (mrd. kr)		Andel «holder» i raden (%)				Dommer som endres, og annet
	hoved	rad	hoved	rad	M2	M3	M4	M6	
Rad 30 (linje 30). M6 mot medianen av de ti årene i stedet for snittet. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i «normalisering». Ingen egen kjøring (avklaring 117).									
A	0,00	0,00	−208,2	−208,2	0,00	100,00	100,00	0,00	alle tall som i hovedkjøringen
B	0,00	0,00	−109,8	−109,8	0,00	100,00	36,32	0,00	alle tall som i hovedkjøringen
B'	0,00	0,00	−249,6	−249,6	0,00	100,00	100,00	0,00	alle tall som i hovedkjøringen
C	1,05	1,05	−19,5	−19,5	61,40	100,00	68,98	0,00	alle tall som i hovedkjøringen
R	0,71	0,71	−28,5	−28,5	38,94	33,39	0,00	0,00	alle tall som i hovedkjøringen
T-F	0,10	0,10	−34,3	−34,3	74,16	100,00	29,11	0,00	alle tall som i hovedkjøringen
T-K	0,10	0,10	−34,3	−34,3	74,07	100,00	29,08	0,00	alle tall som i hovedkjøringen
Rad 31a (linje 31). $\varepsilon_d = 0{,}5$: inntekten faller halvt så mye som etterspørselen. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i de tre merkede scenarioene.									
«kildenes lave forløp»									
A	0,00	0,00	−274,3	−241,3	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−176,0	−143,3	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−315,0	−281,3	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	0,00	0,00	−87,2	−54,5	0,00	100,00	68,98	0,00	
R	0,00	0,00	−153,3	−91,9	0,00	33,39	0,00	0,00	
T-F	0,00	0,00	−154,2	−95,4	0,00	100,00	29,11	0,00	
T-K	0,00	0,00	−154,4	−95,6	0,00	100,00	29,08	0,00	
«80 % på egne maskiner», lav									
A	0,00	0,00	−326,5	−267,6	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−225,5	−169,1	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−367,9	−307,7	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	0,00	0,00	−138,1	−80,2	0,00	100,00	68,98	0,00	
R	0,00	0,00	−249,0	−140,4	0,00	33,39	0,00	0,00	
T-F	0,00	0,00	−244,7	−141,7	0,00	100,00	29,11	0,00	
T-K	0,00	0,00	−244,8	−141,9	0,00	100,00	29,08	0,00	
«80 % på egne maskiner», høy									
A	0,00	0,00	−406,2	−309,1	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−302,6	−209,2	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−449,0	−350,1	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	0,00	0,00	−218,2	−120,9	0,00	100,00	68,98	0,00	
R	0,00	0,00	−401,7	−216,6	0,00	33,39	0,00	0,00	
T-F	0,00	0,00	−390,4	−214,3	0,00	100,00	29,11	0,00	
T-K	0,00	0,00	−390,9	−214,4	0,00	100,00	29,08	0,00	
Rad 31b (linje 31). $\varepsilon_d = 2$: inntekten faller dobbelt så mye. Gjelder A, B, B', C, R, T-F, T-K; leses av i de tre merkede scenarioene.									
«kildenes lave forløp»									
A	0,00	0,00	−274,3	−339,7	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−176,0	−238,7	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−315,0	−382,0	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	0,00	0,00	−87,2	−151,6	0,00	100,00	68,98	0,00	
R	0,00	0,00	−153,3	−274,4	0,00	33,39	0,00	0,00	
T-F	0,00	0,00	−154,2	−269,3	0,00	100,00	29,11	0,00	
T-K	0,00	0,00	−154,4	−269,5	0,00	100,00	29,08	0,00	
«80 % på egne maskiner», lav									
A	0,00	0,00	−326,5	−439,4	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−225,5	−334,5	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−367,9	−482,8	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	0,00	0,00	−138,1	−251,9	0,00	100,00	68,98	0,00	
R	0,00	0,00	−249,0	−466,5	0,00	33,39	0,00	0,00	
T-F	0,00	0,00	−244,7	−452,3	0,00	100,00	29,11	0,00	
T-K	0,00	0,00	−244,8	−452,6	0,00	100,00	29,08	0,00	
«80 % på egne maskiner», høy									
A	0,00	0,00	−406,2	−512,5	0,00	100,00	100,00	0,00	
B	0,00	0,00	−302,6	−403,6	0,00	100,00	36,32	0,00	
B'	0,00	0,00	−449,0	−557,0	0,00	100,00	100,00	0,00	
C	0,00	0,00	−218,2	−327,3	0,00	100,00	68,98	0,00	
R	0,00	0,00	−401,7	−609,7	0,00	33,39	0,00	0,00	
T-F	0,00	0,00	−390,4	−596,0	0,00	100,00	29,11	0,00	
T-K	0,00	0,00	−390,9	−596,1	0,00	100,00	29,08	0,00	

Løsning	M1: andel (%)		Median M1 (mrd. kr)		Andel «holder» i raden (%)				Dommer som endres, og annet
	hoved	rad	hoved	rad	M2	M3	M4	M6	
Rad 32a (linje 32). Moduler på 50 MW. Gjelder T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
T-F	0,10	0,11	−34,3	−35,1	73,98	100,00	28,02	0,00	
T-K	0,10	0,11	−34,3	−35,2	73,90	100,00	27,99	0,00	
Rad 32b (linje 32). Moduler på 200 MW. Gjelder T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
T-F	0,10	0,12	−34,3	−32,5	74,08	100,00	31,52	0,00	
T-K	0,10	0,12	−34,3	−32,6	73,94	100,00	31,46	0,00	
Rad 33 (linje 33). Taket i første trinn 650 MW per år. Gjelder T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
T-F	0,10	0,11	−34,3	−35,8	75,25	99,99	26,58	0,00	ikke byggbar 0,01 %
T-K	0,10	0,11	−34,3	−35,8	75,18	99,99	26,56	0,00	ikke byggbar 0,01 %
Rad 34 (linje 34). Full fortrengning i første trinn. Gjelder T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
T-F	0,10	0,09	−34,3	−34,3	75,13	100,00	31,88	0,00	
T-K	0,10	0,09	−34,3	−34,4	75,04	100,00	31,85	0,00	
Rad 35 (linje 35). C bygd i moduler på 100 MW: T-F uten første trinn. Gjelder C; leses av i «normalisering». En egen bane, som i fila står på plassen til C; M7 og dommen over hypotesen er hovedkjøringens (avklaring 117).									
C	1,05	0,13	−19,5	−31,2	70,78	99,87	34,74	0,00	ikke byggbar 0,13 %
Rad 36 (linje 36). T-K uten vilkåret (S49). Gjelder T-K; leses av i «normalisering».									
T-K	0,10	0,03	−34,3	−73,4	33,37	100,00	26,33	0,00	
Rad 37 (linje 37). Ny fornybar kraft ut over nullalternativet først fra 2031. Gjelder C, T-F, T-K; leses av i «normalisering».									
C	1,05	1,49	−19,5	−15,8	61,40	100,00	68,98	0,00	
T-F	0,10	0,11	−34,3	−29,5	76,30	99,99	33,46	0,00	ikke byggbar 0,01 %
T-K	0,10	0,11	−34,3	−29,6	76,16	99,99	33,41	0,00	ikke byggbar 0,01 %

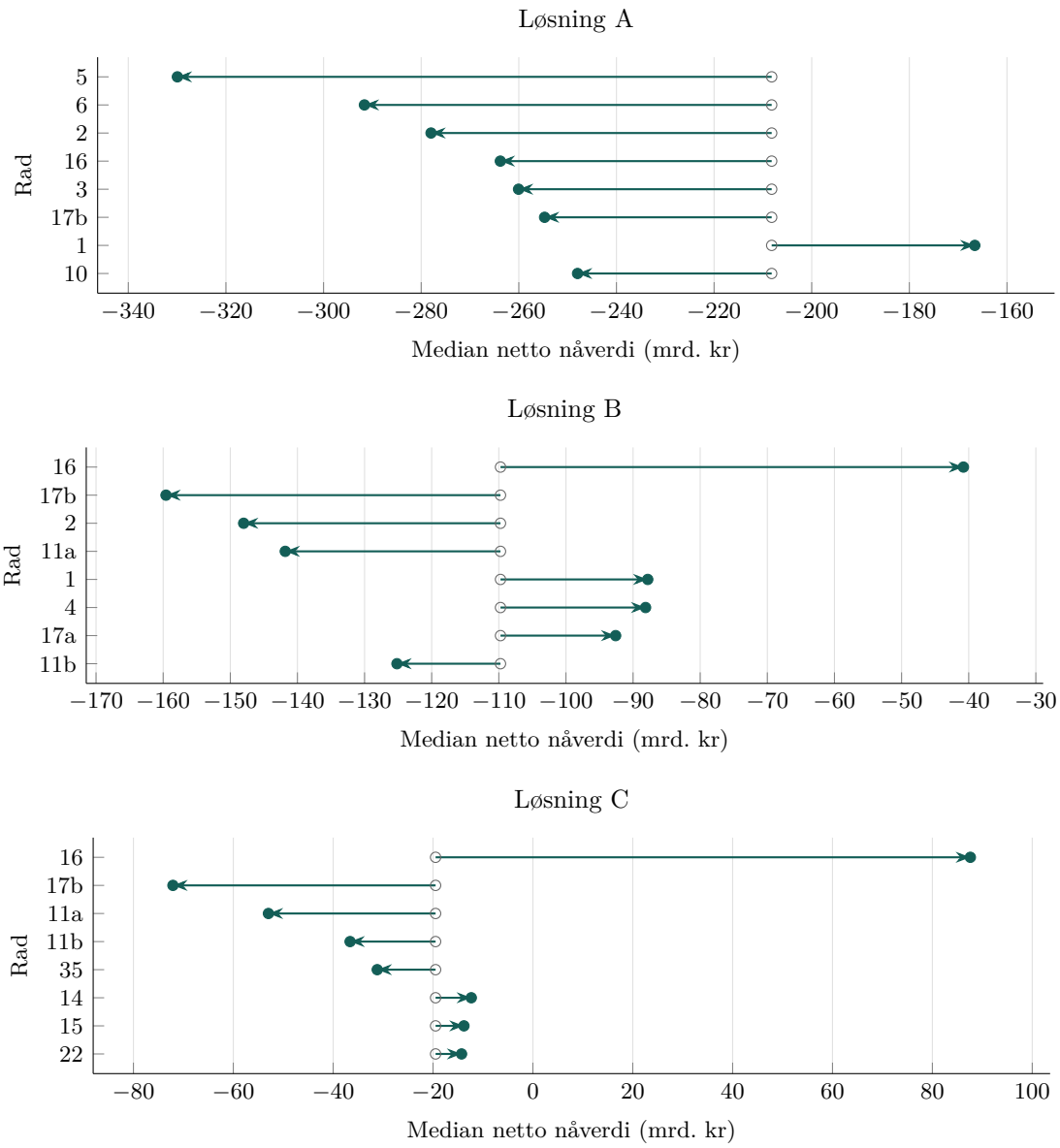
Tabell 40. Sammenligningen av de fem kraftløsningene (M7) i hver rad, på trinnet dommene leses av på: andelen trekninger der løsningen alene har høyest netto nåverdi, andelen der plassen deles, og andelen der ingen lar seg bygge. Hovedkjøringen står først i hvert scenario. Ingen dom. I rad 35 og i radene for eierformene er sammenligningen hovedkjøringens (avklaring 116 og 117).

Rad	A	B	C	T-F	T-K	Delt	Ingen
	Best alene (%)					(%)	(%)
«knapphet varer»							
Hovedkjøringen	0,16	1,84	34,86	0,13	0,00	63,01	0,00
Rad 12	0,01	0,14	8,51	0,15	0,00	91,19	0,00
Rad 13	0,11	0,82	89,25	0,03	0,00	9,79	0,00
«normalisering»							
Hovedkjøringen	0,11	0,82	95,90	0,03	0,00	3,14	0,00
Rad 1	0,14	1,25	95,49	0,03	0,00	3,09	0,00
Rad 2	0,10	0,46	96,21	0,03	0,00	3,20	0,00
Rad 3	0,01	0,86	95,96	0,03	0,00	3,14	0,00
Rad 4	0,01	1,88	95,04	0,03	0,00	3,04	0,00
Rad 5	0,00	0,87	95,96	0,03	0,00	3,14	0,00
Rad 6	0,04	0,85	95,94	0,03	0,00	3,14	0,00
Rad 7	0,11	0,82	95,90	0,03	0,00	3,14	0,00
Rad 8	0,18	0,78	95,87	0,03	0,00	3,14	0,00
Rad 9	0,20	0,76	95,87	0,03	0,00	3,14	0,00
Rad 10	0,07	0,83	95,93	0,03	0,00	3,14	0,00
Rad 11a	0,24	3,87	95,66	0,02	0,00	0,21	0,00
Rad 11b	0,13	1,84	97,53	0,03	0,00	0,47	0,00
Rad 14	0,09	0,68	85,36	0,03	0,00	13,84	0,00
Rad 15	0,09	0,69	89,38	0,03	0,00	9,81	0,00
Rad 16	0,00	0,64	26,45	0,06	0,00	72,85	0,00
Rad 17a	0,11	0,83	96,12	0,03	0,00	2,91	0,00

Rad	A	B	C	T-F	T-K	Delt	Ingen
	Best alene (%)					(%)	(%)
Rad 17b	0,38	7,66	91,76	0,02	0,00	0,18	0,00
Rad 18	0,05	0,78	96,14	0,03	0,00	3,00	0,00
Rad 19a	0,11	0,81	95,70	0,03	0,00	3,35	0,00
Rad 19b	0,11	0,88	95,86	0,03	0,00	3,12	0,00
Rad 20	0,10	0,83	95,90	0,03	0,00	3,14	0,00
Rad 21	0,11	0,86	95,87	0,03	0,00	3,13	0,00
Rad 22	0,09	0,65	85,79	0,03	0,00	13,44	0,00
Rad 23	0,00	0,03	99,14	0,00	0,00	0,83	0,00
Rad 26	0,07	0,93	96,32	0,03	0,00	2,65	0,00
Rad 27	0,22	0,04	83,79	0,00	0,00	15,95	0,00
Rad 30	0,11	0,82	95,90	0,03	0,00	3,14	0,00
Rad 32a	0,11	0,83	96,04	0,05	0,00	2,97	0,00
Rad 32b	0,11	0,83	95,53	0,04	0,00	3,49	0,00
Rad 33	0,11	0,84	96,88	0,03	0,00	2,14	0,00
Rad 34	0,11	0,82	95,87	0,03	0,00	3,17	0,00
Rad 35	0,11	0,82	95,90	0,03	0,00	3,14	0,00
Rad 36	0,11	0,82	95,90	0,48	0,00	2,69	0,00
Rad 37	0,07	0,52	98,03	0,03	0,00	1,35	0,00
«kildenes lave forløp»							
Hovedkjøringen	0,43	10,27	89,12	0,00	0,00	0,18	0,00
Rad 31a	0,25	4,12	95,38	0,02	0,00	0,23	0,00
Rad 31b	1,45	20,70	77,70	0,01	0,00	0,14	0,00
«80 % på egne maskiner», lav							
Hovedkjøringen	1,21	18,90	79,73	0,01	0,00	0,15	0,00
Rad 31a	0,37	8,88	90,57	0,02	0,00	0,16	0,00
Rad 31b	2,73	30,18	66,97	0,01	0,00	0,11	0,00
«80 % på egne maskiner», høy							
Hovedkjøringen	2,41	27,83	69,63	0,00	0,00	0,13	0,00
Rad 31a	0,85	16,35	82,62	0,01	0,00	0,17	0,00
Rad 31b	3,35	33,96	62,56	0,02	0,00	0,11	0,00

Eierformene. De 4 radene 24, 25, 28 og 29 gjelder bare sammenligningen av eierformene (avklaring 122 og 123). Dommene er hovedkjøringens; radene endrer tabellen for eierformene i «normalisering» på trinnet, for A, B, C, T-F og T-K. Tabell 41 gir verdien for fellesskapet og sannsynligheten for tap for hver eierform, og tabell 42 rangeringen og statens kontantstrøm ved siden av M6. Hovedkjøringens tabell står i avsnitt 6.4.

I hovedkjøringen er alle fire eierformene over risikogrensen for alle fem løsningene, så ingen er rangert. *Rad 24* verdsetter statens kontantstrøm med statens lånerente i stedet for avkastningskravet for regnekraft. Da blir verdien for fellesskapet ved heleid selskap 255,8 mrd. kr for C (hovedkjøringen −15,2 mrd. kr), og sannsynligheten for tap 2,00 % (hovedkjøringen 96,99 %). For C, T-F og T-K kommer alle fire formene da under risikogrensen; for T-F og T-K går petroleumsmodellen ut fordi heleid selskap er bedre på alle de tre første kriteriene, og resten blir rangert (tabell 42); for B blir verdien positiv, men sannsynligheten for tap er 30,04 %, over grensen, så ingen form er rangert, og også der går petroleumsmodellen ut. For A blir verdien lavere, −331,7 mrd. kr mot −240,7, samtidig som sannsynligheten for tap faller til 84,38 %. I *rad 28* faller verdien for direkte eierskap og heleid selskap, samtidig som sannsynligheten for tap faller: for C går verdien ved heleid selskap fra −15,2 til −22,6 mrd. kr og sannsynligheten for tap fra 96,99 til 92,33 %, og det samme mønsteret står for T-F og T-K. Spesifikasjonen sier at kostnadene ganges med $1 + \epsilon_e$ med trekningens ϵ_e (avklaring 122), og forhåndsregistreringen at effektiviteten legges inn «som et spenn som også inneholder null». Kostnadene blir da lavere i noen trekninger og høyere i andre, og det kan gi lavere forventet



Figur 9. Radene som flytter medianen av netto nåverdi (M1) mest for A, B og C, i «normalisering» på trinnet dommene leses av på. Den åpne sirkelen er hovedkjøringens median, pilen går til radens median (fylt punkt). Rad 26 og 27 er utelatt, fordi nåverdiene der ikke kan sammenlignes i størrelse med hovedkjøringens (avklaring 113); de står i tabell 39. Milliarder reelle 2025-kroner, nåverdi i beslutningsåret. Ingen dom i en følsomhet teller.

verdi og likevel færre trekninger med tap. Det er ikke kontrollert her. Det samme mønsteret, lavere verdi og lavere sannsynlighet for tap, står for A i rad 24. Verdien er et snitt over trekningene. Med statens lave rente blir tapene i trekningene som taper mest, større i nåverdi og trekker snittet ned, mens trekningene som lå nær null, går over; prisen på regnekraft bygger fortsatt på markedets krav, slik som i rad 16. Det er trolig samme mekanisme som i rad 16 og flate (c) (avsnitt 6.5), men den er ikke regnet ledd for ledd for eierformene. *Rad 25* endrer bare de to formene med private eiere, og *rad 28* bare direkte eierskap og heleid selskap; ingen av dem får noen form under risikogrensen. *Rad 29* endrer bare oppgjøret for formene med private eiere, og ingenting for C og T-F.

Tabell 41. Eierformene i hovedkjøringen (`eierformer.json`) og i de fire radene som bare gjelder dem (24, 25, 28 og 29), i «normalisering» på trinnet dommene leses av på. Verdien for fellesskapet er forventet nåverdi av statens netto kontantstrøm med oppgjøret, i milliarder reelle 2025-kroner; sannsynligheten for tap er andelen trekninger der nåverdien av statens kontantstrøm (S30) er negativ. Grensen for statens risiko er 25 %.

Løsning	Eierform	Verdi for fellesskapet (mrd. kr)					Sannsynlighet for tap (%)				
		hoved	24	25	28	29	hoved	24	25	28	29
A	Direkte	−240,7	−331,7	−240,7	−252,9	−240,7	100,00	84,38	100,00	100,00	100,00
	Heleid	−240,7	−331,7	−240,7	−252,9	−240,7	100,00	84,38	100,00	100,00	100,00
	Majoritet	−240,7	−316,0	−209,3	−240,7	−240,7	100,00	89,27	100,00	100,00	100,00
	Petroleumsmodellen	−240,7	−320,7	−218,7	−240,7	−240,7	100,00	87,78	100,00	100,00	100,00
B	Direkte	−96,1	54,8	−96,1	−104,7	−96,1	100,00	30,04	100,00	100,00	100,00
	Heleid	−96,1	54,8	−96,1	−104,7	−96,1	100,00	30,04	100,00	100,00	100,00
	Majoritet	−96,1	18,2	−81,3	−96,1	−96,1	100,00	34,50	100,00	100,00	100,00
	Petroleumsmodellen	−96,1	29,2	−85,7	−96,1	−96,1	100,00	32,90	100,00	100,00	100,00
C	Direkte	−15,2	255,8	−15,2	−22,6	−15,2	96,99	2,00	96,99	92,33	96,99
	Heleid	−15,2	255,8	−15,2	−22,6	−15,2	96,99	2,00	96,99	92,33	96,99
	Majoritet	−15,2	197,8	−8,8	−15,2	−15,2	99,29	1,74	93,73	99,29	99,29
	Petroleumsmodellen	−15,2	216,6	−10,7	−15,2	−15,2	99,12	1,81	95,67	99,12	99,12
T-F	Direkte	−26,2	299,3	−26,2	−39,3	−26,2	99,23	1,44	99,23	92,88	99,23
	Heleid	−26,2	299,3	−26,2	−39,3	−26,2	99,23	1,44	99,23	92,88	99,23
	Majoritet	−26,2	225,8	−15,6	−26,2	−26,2	99,86	1,49	96,35	99,86	99,86
	Petroleumsmodellen	−26,2	249,0	−18,8	−26,2	−26,2	99,80	1,46	97,70	99,80	99,80
T-K	Direkte	−26,4	298,8	−26,4	−39,5	−26,4	99,23	1,54	99,23	92,88	99,23
	Heleid	−26,4	298,8	−26,4	−39,5	−26,4	99,23	1,54	99,23	92,88	99,23
	Majoritet	−26,4	225,4	−15,8	−26,4	−26,4	99,86	1,57	96,39	99,86	99,86
	Petroleumsmodellen	−26,4	248,5	−19,0	−26,4	−26,4	99,80	1,56	97,70	99,80	99,80

Tabell 42. Rangeringen av eierformene i hovedkjøringen og i radene 24, 25, 28 og 29: formene som er rangert etter verdi for fellesskapet blant dem med sannsynlighet for tap under 25 % (likhetstegn der formene deler plassen), og formene som går ut fordi en annen form er bedre på alle de tre første kriteriene. «Ingen» betyr at alle fire er over risikogrensen. Statens kontantstrøm ved siden av M6 er tallet i avklaring 123 for heleid selskap, som andel av nevneren i M6; det endrer ingen dom.

Løsning	Rad	Rangert innenfor risikogrensen	Går ut	Statens kontantstrøm ved siden av M6, median (%)
A	hovedkjøringen	ingen	ingen	5,85
	24	ingen	ingen	5,85
	25	ingen	ingen	5,85
	28	ingen	ingen	5,57
	29	ingen	ingen	5,85
B	hovedkjøringen	ingen	ingen	8,12
	24	ingen	Petroleumsmodellen	8,12
	25	ingen	ingen	8,12
	28	ingen	ingen	7,90
	29	ingen	ingen	8,12
C	hovedkjøringen	ingen	ingen	9,47
	24	Direkte = Heleid, Petroleumsmodellen, Majoritet	ingen	9,47
	25	ingen	ingen	9,47
	28	ingen	ingen	9,25
	29	ingen	ingen	9,47
T-F	hovedkjøringen	ingen	ingen	6,99

Løsning	Rad	Rangert innenfor risikogrensen	Går ut	Statens kontantstrøm ved siden av M6, median (%)
	24	Direkte = Heleid, Majoritet	Petroleumsmodellen	6,99
	25	ingen	ingen	6,99
	28	ingen	ingen	6,74
	29	ingen	ingen	6,99
T-K	hovedkjøringen	ingen	ingen	6,99
	24	Direkte = Heleid, Majoritet	Petroleumsmodellen	6,99
	25	ingen	ingen	6,99
	28	ingen	ingen	6,73
	29	ingen	ingen	6,99

Åpne forutsetninger. Regel 7 sier at det som mangler kilde, står som åpen forutsetning med spenn, og at følsomheten for den vises. Fila `folsomheter.json` sier ikke hvilke rader som gjelder åpne forutsetninger, og det er ikke laget her. Status for hver parameter står i parameterfila og i avsnitt 5.3.

6.7 Utslipp over livsløpet, «med fradrag», og kjølevann

Tallene står i `miljo.json` (avklaring 141 og 142 i spesifikasjonen). For hvert scenario, hvert trinn og hver løsning gir fila antallet trekninger der banen lar seg bygge, og blant dem medianen og 10- og 90-persentilen av hver størrelse, år for år fra 2028 til 2100 og for summen over årene. Summen tas i hver trekning før persentilene leses av. Fila oppgir enhetene som tonn CO_2-ekvivalenter per år og m^3 per år. Det gjelder seriene år for år; en sum er totalen over hele perioden 2028–2100, ikke et tall per år, og den er ikke diskontert. Alle tabellene under viser slike summer over perioden. Utslippene over livsløpet (U^{liv}, ligning (S32)) er CO_2-ekvivalenter, mens fradraget ($U^{\text{unngått}}$, ligning (S53)) bygger på kildenes tall for direkte CO_2 (kapittel 17.4 i spesifikasjonen), selv om fila bruker samme enhet for begge. Ingen av tallene inngår i noen dom.

Tallene under gjelder trinnet dommene leses av på, 1 anlegg, i «normalisering». Der lar banen seg bygge i alle trekningene for alle løsningene, så hvert tall bygger på alle 10 000 trekningene (tabell 43). Fila har de samme tallene for de andre trinnene. På trinnet med 5 anlegg bygger de på svært ulikt antall trekninger, fra 1 616 for T-F til 5 773 for R (siste kolonne i tabell 43); løsningene sammenlignes der over ulike trekninger, og de vises ikke her.

Scenarioene. Utslippene over livsløpet og vannet er nøyaktig like i alle seks scenarioene, på alle trinn og for alle løsningene (kontrollert i fila). Det følger av modellen: utbyggingen og driften er den samme i alle scenarioene, bare prisen og inntekten skiller dem (avklaring 95 og 99). Fradraget er likt i de tre prisscenarioene, men lavere i de tre scenarioene for AI-bruk på egne maskiner, fordi bare regnekraft som er solgt og levert, erstatter regnekraft et annet sted (ligning (S53), avklaring 78), og mindre selges når etterspørselen faller (ligning (S51)). Tabell 46 viser det.

Medianer per år kan ikke legges sammen. Utslippene fra IT-utstyr og bygg føres i året utstyret settes i drift (ligning (S32)), og det er ulike år i ulike trekninger. Summen over årene av medianen per år for A er 9,3 millioner tonn, mens medianen av summen er 25,9 millioner tonn. Tabellene bruker derfor summen slik fila har den.

Utslipp over livsløpet (S32). U^{liv} i fila er (ligning (S32)) slik koden regner det: utslippene over livsløpet fra krafta datasentrene faktisk bruker, pluss utslippene fra produksjon av IT-utstyr for hver årgang og fra bygg, i året de settes i drift. Et anlegg som står uten brikker, bruker ikke kraft det året. Spesifikasjonen sier at med kraft med lave utslipp er utslippene

fra IT-utstyr og bygg større enn utslippene fra krafta, og at de er like for alle kraftløsningene (kapittel 10, [K19-011]); fila skiller ikke de tre leddene, så det er ikke kontrollert her.

Tallene er ikke grunnlaget for M5, og de kan ikke leses som sammenligningen i M5. M5 (i) avgjøres kilde for kilde med kildenes sentralverdier per kWh, uten trekninger (presisering 7 og 9, avklaring 55 og 68); fordelingene brukes bare til tonn per år. De to skiller seg fordi fordelingene som trekkes, har lange øvre haler. For kjernekraft er fordelingen PERT 3,7/12/110 g CO_2e per kWh, med snitt 27,0; for vind på land 7/11/56, snitt 17,8; og for norsk vannkraft 1/3,33/24, snitt 6,4 (parameterfila; snittet av en PERT-fordeling med form 4 er (lav + 4 · modus + høy)/6). I C er tallet snittet for porteføljen av vind og vann. Per kWh blir krafta i A, B og B' derfor i snitt tyngre enn i C i trekningene, selv om kildenes sentralverdier ligger nær hverandre (tabellen i avklaring 68). Fila skiller ikke krafta fra IT-utstyr og bygg, så hvor stor forskjellen per kWh er i U^{liv}, er ikke kontrollert; forskjellen mellom løsningene i tabell 43 avhenger også av hvor mange år og årganger hvert anlegg er i drift. M5 (iv) er oppfylt ved at utslippene fra brikker og bygg står i (ligning (S32)). Dommen i M5 står i tabell 43 for å vise det: den følger reglene, ikke tallene i tabellen. Dommen er beskrevet i avsnitt 6.1.

Tabell 43. Utslipp over livsløpet (ligning (S32)), summert over 2028–2100, i millioner tonn CO_2-ekvivalenter, ikke diskontert. «Normalisering» (likt i alle scenarioene), trinnet dommene leses av på (1 anlegg). Median og 10- og 90-persentil over trekningene der banen lar seg bygge; antallet står ved siden av. Dommen i M5 er fra `dommer.json` og avgjøres ikke av disse tallene. Siste kolonne er antallet trekninger tallene i fila bygger på, på trinnet med 5 anlegg.

		Mill. tonn CO_2e				Antall,
Løsning	Antall	median	p10	p90	Dom i M5	trinn 5
A	10 000	25,9	17,7	37,0	holder under betingelser	4 768
B	10 000	25,9	17,7	37,0	holder under betingelser	4 768
B'	10 000	25,9	17,7	37,0	holder under betingelser	4 768
C	10 000	22,2	15,6	30,3	holder	1 732
R	10 000	24,8	18,0	33,4	holder	5 773
T-F	10 000	24,3	17,8	32,8	holder	1 616
T-K	10 000	24,3	17,8	32,8	holder under betingelser	5 038

Regnestykket «med fradrag» (S53), for seg og merket. Regel 5 i forhåndsregistreringen sier:

> Utslipp regnes uten fradrag for at regnekrafta ellers ville blitt laget med skitnere kraft et annet sted. Regnestykket med slikt fradrag vises ved siden av, merket som det.

Presisering 15 sier hvordan:

> Regnestykket står alltid for seg og inngår ikke i M5. Der det vises, står det at standardene sier at unngåtte utslipp skal rapporteres atskilt og ikke trekkes fra, og at fradraget kan være null når alternativet ligger under et kvotetak (K26-013).

Det som følger, er derfor ikke utslippene fra satsingen. Standardene sier at unngåtte utslipp skal rapporteres atskilt og ikke trekkes fra, og fradraget kan være null når alternativet ligger under et kvotetak [K26-013]. Fradraget $U^{\text{unngått}}$ er utslippene fra krafta den samme regnekrafta ellers ville brukt et annet sted, og $U^{\text{med}} = U^{\text{liv}} - U^{\text{unngått}}$ (ligning (S53)). Fila gir det for fire anslag for utslippene i den krafta, i g CO_2 per kWh (kapittel 17.4 i spesifikasjonen og parameterfila):

- *Hovedanslaget*: krafta verdens datasentre bruker, 430 i 2024, 340 i 2030 og 270 i 2035, og deretter i takt med verdens kraftmiks med vedtatt politikk, 201,2 i 2040 og 131,2 i 2050 [K26-001, K26-K01, K26-006].
- *Lavt*: EUs kraftmiks, 170 i 2025 og 90 i 2030 [K26-005].
- *Høyt*: USA på marginen, 410 og 626, faste over tid og regnet hver for seg [K26-011, K26-007].
- *Null* (0): alternativet ligger under et kvotetak [K26-013]. Da er $U^{\text{med}} = U^{\text{liv}}$, som står i tabell 43; fila gir det ikke for seg (avklaring 141).

Banene er lineære mellom årene og faste etter siste år. Kildenes tall er direkte CO_2, mens U^{liv} er CO_2-ekvivalenter over livsløpet; det gjør fradraget for lite, ikke for stort (kapittel 17.4). Utslippene fra brikker og bygg ville også kommet et annet sted, men trekkes ikke fra.

Tabell 44 viser fradraget og tabell 45 hva som står igjen etter det. Negativt fortegn betyr at fradraget er større enn utslippene over livsløpet; positivt at det er mindre. Med hovedanslaget er U^{med} negativt i hele spennet fra 10- til 90-persentilen for alle løsningene. Med det lave anslaget går spennet over null for alle løsningene, for A fra −10,6 til 8,0 millioner tonn. Med anslaget null er det ikke noe fradrag. Hvilket anslag som gjelder, avgjør altså fortegnet, og regnestykket sier ingenting om utslippene fra satsingen selv; de står i tabell 43.

Tabell 44. *Regnestykket «med fradrag», merket: står for seg og inngår ikke i M5 eller noen annen dom.* Fradraget $U^{\text{unngått}}$ (ligning (S53)) per anslag for utslippene i krafta regnekrafta ellers ville brukt, summert over 2028–2100, i millioner tonn CO_2, ikke diskontert. Median over trekningene. «Normalisering», trinnet dommene leses av på (1 anlegg), alle 10 000 trekningene.

Løsning	Hovedanslag	Lavt	Høyt, 410	Høyt, 626
A	41,8	28,6	130,3	198,9
B	42,0	28,8	131,0	200,0
B'	42,0	28,8	131,0	200,0
C	42,1	28,5	129,8	198,1
R	50,2	32,2	146,5	223,7
T-F	49,1	31,5	143,3	218,8
T-K	49,1	31,5	143,3	218,8

Kjølevann (S54). Tabell 47 viser kjølevannet som uttak og forbruk hver for seg (ligning (S54)), og figur 10 viser det år for år. Kolonnene er:

- *Uttak*: datasentrenes vann og sjøvannet gjennom kjernekraftverkene. Sjøvannet er regnet for hele produksjonen fra kjernekraftenhetene som er i drift, også krafta som selges til andre (avklaring 79). Det føres tilbake varmere.
- *Uttak, egen bruk*: det samme, men med sjøvannet bare for den delen av kjernekrafta datasentrene selv bruker (avklaring 92). Forskjellen mot uttaket er vannet for krafta som selges til andre. I A er de to like, fordi kraftverket bare forsyner datasenteret; i B og B' er uttaket større, og i T-K i de få trekningene der modulene får kjernekraft. Uttaket i første kolonne er altså ikke datasentrenes behov alene.
- *Forbruk, kjernekraft*: ferskvann forbrukt i kjernekraftverkene. Det er null fordi parameterfila setter det til 0 m^3 per MWh: kjølevannet er sjøvann. Det er en åpen forutsetning, ikke et tall fra en kilde (kapittel 17.5). Nullen er altså forutsetningen, ikke et resultat.
- *Forbruk, høyst*: en øvre grense der datasentrene forbruker alt de tar ut. Ingen nordisk kilde oppgir hvor mye et datasenter forbruker (avklaring 79). Med null forbruk i kjernekraftverkene er dette det samme som datasentrenes eget uttak.

Tabell 45. *Regnestykket «med fradrag», merket: står for seg og inngår ikke i M5 eller noen annen dom. Standardene sier at unngåtte utslipp skal rapporteres atskilt og ikke trekkes fra, og fradraget kan være null når alternativet ligger under et kvotetak [K26-013].* $U^{\text{med}} = U^{\text{liv}} - U^{\text{unngått}}$ (ligning (S53)), regnet i hver trekning: tonn CO_2-ekvivalenter over livsløpet minus fradraget i tonn direkte CO_2. Summert over hele perioden 2028–2100, i millioner tonn, ikke diskontert. Median, og 10- til 90-persentil i parentes; medianen av differansen er ikke differansen av medianene. «Normalisering», trinnet dommene leses av på (1 anlegg), alle 10 000 trekningene. Med anslaget null er U^{med} lik U^{liv} i tabell 43.

Løsning	Hovedanslag	Lavt	Høyt, 410	Høyt, 626
A	−14,4 (−25,5 til −3,1)	−1,6 (−10,6 til 8,0)	−102,7 (−131,1 til −70,2)	−171,7 (−214,6 til −120,1)
B	−14,6 (−25,8 til −3,3)	−1,8 (−10,8 til 7,9)	−103,5 (−132,0 til −70,6)	−172,9 (−216,1 til −120,8)
B'	−14,6 (−25,8 til −3,3)	−1,8 (−10,8 til 7,9)	−103,5 (−132,0 til −70,6)	−172,9 (−216,1 til −120,8)
C	−19,3 (−29,3 til −9,3)	−5,8 (−12,8 til 1,7)	−106,6 (−138,3 til −73,6)	−174,8 (−224,7 til −122,5)
R	−24,4 (−36,3 til −12,5)	−6,7 (−14,7 til 1,7)	−120,6 (−156,0 til −83,9)	−198,0 (−252,8 til −139,9)
T-F	−23,8 (−35,0 til −12,7)	−6,5 (−14,0 til 1,7)	−117,9 (−150,1 til −83,7)	−193,6 (−243,0 til −139,2)
T-K	−23,8 (−35,0 til −12,7)	−6,5 (−14,0 til 1,7)	−118,0 (−150,1 til −83,7)	−193,6 (−243,0 til −139,2)

Tabell 46. *Regnestykket «med fradrag», merket: står for seg og inngår ikke i noen dom.* Fradraget $U^{\text{unngått}}$ med hovedanslaget, summert over 2028–2100, i millioner tonn direkte CO_2, median, i «normalisering» og i de tre merkede scenarioene for AI-bruk på egne maskiner (kapittel 17.3; «80 %» er prosjekteiers scenario uten kilde). Trinnet dommene leses av på, alle 10 000 trekningene. I «knapphet varer» og «overkapasitet» er tallene de samme som i «normalisering».

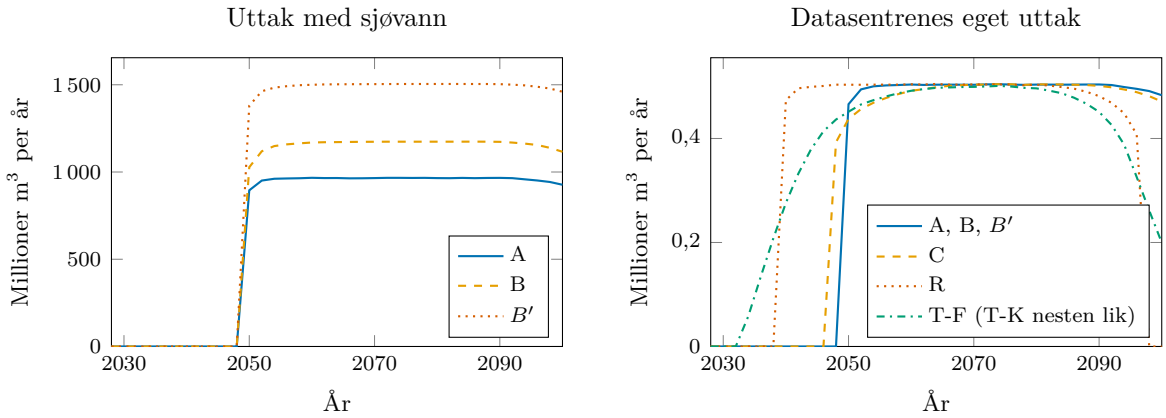
Løsning	«Normalisering»	Kildenes lave forløp	«80 % på egne maskiner», lav	«80 % på egne maskiner», høy
A	41,8	33,0	26,1	15,1
B	42,0	33,2	26,2	15,1
B'	42,0	33,2	26,2	15,1
C	42,1	33,3	26,3	15,2
R	50,2	39,6	31,3	18,1
T-F	49,1	38,9	30,7	17,8
T-K	49,1	38,9	30,7	17,8

For vannkraft oppgis ikke noe tall, fordi kildene er uenige om metoden (presisering 16); vindkraft bruker ikke kjølevann (kapittel 17.5). For C, R og T-F er uttaket derfor bare datasentrenes vann, som er en svært liten mengde ved siden av sjøvannet gjennom kjernekraftverkene i A, B og B' (tabell 47). Kjernekraft med kjøletårn og et datasenter kjølt med sjøvann skal etter kapittel 17.5 vises ved siden av, men de står ikke i `miljo.json` og vises derfor ikke her.

Kontrollene. Før tallene er skrevet, er fila prøvd mot seg selv og mot `dommer.json`, og skriptet stanser hvis en prøve feiler. Alle holdt. Antallet i fila er lik alle trekningene ganget med én minus andelen «ikke byggbar» i `dommer.json`, for hvert scenario, trinn og løsning.

Tabell 47. Kjølevann (ligning (S54)), summert over 2028–2100, i millioner m^3. Median, og 10- til 90-persentil i parentes. «Normalisering» (likt i alle scenarioene), trinnet dommene leses av på (1 anlegg), alle 10 000 trekningene. Forbruket i kjernekraftverkene er null etter en åpen forutsetning. Ingen tall for vannkraft (presisering 16). Inngår ikke i noen dom.

Løsning	Uttak	Uttak, egen bruk	Forbruk, kjernekraft	Forbruk, høyst
A	44 962,8 (31 745,0 til 57 954,0)	44 962,8 (31 745,0 til 57 954,0)	0,0	23,4 (16,5 til 30,2)
B	60 164,0 (46 598,8 til 112 454,3)	44 962,8 (31 745,0 til 57 954,0)	0,0	23,4 (16,5 til 30,2)
B'	76 382,4 (62 743,5 til 92 071,6)	44 962,8 (31 745,0 til 57 954,0)	0,0	23,4 (16,5 til 30,2)
C	23,3 (16,2 til 30,5)	23,3 (16,2 til 30,5)	0,0	23,3 (16,2 til 30,5)
R	26,3 (18,5 til 34,4)	26,3 (18,5 til 34,4)	0,0	26,3 (18,5 til 34,4)
T-F	25,7 (18,4 til 33,2)	25,7 (18,4 til 33,2)	0,0	25,7 (18,4 til 33,2)
T-K	25,7 (18,5 til 33,2)	25,7 (18,5 til 33,2)	0,0	25,7 (18,4 til 33,2)



Figur 10. Kjølevann år for år, median over trekningene, i millioner m^3 per år. «Normalisering» (likt i alle scenarioene), trinnet dommene leses av på (1 anlegg), alle 10 000 trekningene. Venstre: uttaket med sjøvann gjennom kjernekraftverkene (ligning (S54)); i B og B' også for kraft som selges til andre. Høyre: datasentrenes eget uttak, som også er den øvre grensen for forbruket; A, B og B' har nøyaktig like serier her. Merk at aksene har ulik skala. Medianene per år er ikke sammenlignbare mellom T og de andre uten videre: et enkelt anlegg er enten i drift med hele lasten eller ikke, så medianen hopper til full verdi det året mer enn halvparten av trekningene har anlegget i drift, mens T har ti moduler og stiger trinnvis. Summen av medianene per år er ikke medianen av summen. Hvert annet år fra 2028. Ingen bånd: 10- og 90-persentilen står i tabell 47 for summen.

Utslippene over livsløpet og vannet er like i alle scenarioene, og fradraget er likt i de tre prisscenarioene. For C, R og T-F er uttaket, uttaket for egen bruk og forbruket høyst de samme seriene; i A er uttaket og uttaket for egen bruk de samme. Uttaket for egen bruk er aldri over uttaket, forbruket i kjernekraftverkene er null overalt, og 10-persentilen er aldri over medianen og medianen aldri over 90-persentilen. T-F og T-K ligger nesten likt på dette trinnet, fordi T-K nesten aldri får kjernekraft der (i intet år mer enn 0,16 % av trekningene, avsnitt 6.3). Små forskjeller i persentilene for uttaket kommer av de få trekningene med kjernekraft.

7 Hva fagmiljøene sier

Etter parameterfrysen og før noe var regnet ble det laget en egen runde i kildebanken om hva forskere og fagmiljøer sier om seriebygging, reaktorstørrelse, tidslinjer, kraftavtaler og statens rolle (område 27, `kilder/27a-seriebygging-og-reaktorstorrelse.md` og `kilder/27b-tidslinje-kraftavtaler-og-statens-rolle.md`). Området har 90 poster. Funnene ble holdt mot de frosne fordelingene (fagfelleloggen del 19), og dette kapitlet går gjennom den sammenligningen tema for tema: hva kildene sier, også der de er uenige, hva som er frosset i parameterfila, og om spennet dekker kildene. Kapitlet gjengir ingen resultater fra modellen. Ingen parameter bygger på område 27. To funn dekkes ikke av spennene i parameterfila; de står som kjente begrensninger i avsnitt 8.1. Raden om kostnadsnivået for kjernekraft i tabell 48 og avsnittet om det i avsnitt 7.4 ble lagt til 23. november 2026, etter at resultatene forelå. De bygger også på område 03, 16 og 28 og endrer ingen parameter. Emiratene, Polen og Tyrkia i avsnitt 7.3 ble lagt til samme dag, fra område 05 og 27. Tallene for Olkiluoto 3, Korea og Barakah i raden ligger under spennet; de står også i avsnitt 8.1.

Tallene gjengis slik postene har dem etter kontrollen. Valuta og prisår er ikke regnet om. Det et selskap skriver, står som selskapets syn. Tabell 48 sammenfatter sammenligningen.

Tabell 48. Hva kildene i område 27 sier, holdt mot de frosne fordelingene (fagfelleloggen del 19). PERT er oppgitt som lav/modus/høy. Raden om kostnadsnivået og Emiratene i raden om tiden til første kjernekraft er lagt til 23. november 2026, etter resultatene, fra område 03, 05, 16, 27 og 28.

Tema	Hva kildene sier	Frosset	Vurdering
Læring per dobling	Fra ingen læring etter de første enhetene til om lag 15 % per dobling; IEAs implisitte rate for SMR etter 2040, om lag 20 %, kalles høy [K27-001, K27-004, K27-007 til K27-011, K27-016, K27-047]	ℓ jevn fra -7 til 15 %; n_0 jevn fra 1 til 20 (åpen forutsetning)	Dekker de målte ratene; over ligger tre anslag: IEAs rate etter 2040, Barakah og en planlagt tvilling
Byggetid per enhet	Snitt 7 år (IEA) og 9,4–9,5 år (WNISR); enkeltenheter over 10 år; de raskeste i modne serier om lag fire til fem år [K27-101, K27-138, K03-K03, K27-013, K27-046]	τ_N PERT 6/9,5/17,1 år, samme for hver enhet	Dekker snittene og de lange; de raskeste i modne serier ligger under nedre grense
Fra beslutning til første kjernekraft i Norge	Statnett: ingen bidrag fram mot 2045; om lag 12 år i Finland, som har kjernekraft, og i Emiratene, et nytt land (oppnådd); minst 10–15 år for nye land (IAEA) [K27-142, K27-134, K05-034, K05-030]	τ_F PERT 15/20/25 år	Dekker kildene for Norge
Store mot små reaktorer	Om lag 15 % lavere kostnad per kW ved dobbel størrelse, en eksponent på om lag 0,76; første SMR antatt dobbelt så dyr per kW som en stor reaktor bygget i tide [K27-009, K27-027]	ν PERT 0,2/0,84/1	Dekker kildene

Tema	Hva kildene sier	Frosset	Vurdering
Kostnadsnivå for kjernekraft	IEA, 2023-dollar per kW brutto, uten renter: Vogtle 14 700, Flamanville 3 11 000, Hinkley Point C nesten 16 000 (budsjett, under bygging), Olkiluoto 3 7 200, Saeul 1–2 i Korea 2 700 USD/kW; Barakah 1–4 i Emiratene, et nytt kjernekraftland, ferdig med «limited cost overrun» (IEA) og en finansieringsramme på om lag 4 400 USD/kW, nominelt med renter i byggetiden og første brensel, og 5 700 i konsulentenes egen tabell (nominelt, ulikt grunnlag); de første SMR-prosjektene om lag 10 000, dobbelt så dyre per kW som store reaktorer bygget innenfor tid og budsjett; leverandørenes mål 2 000–3 400; fire små reaktorer ved Darlington om lag 17 400 kanadiske dollar per kW (utregnet), nominelt med renter, og første enhet ventes ikke lenger ferdig i tide og innenfor budsjettet [K28-008, K28-011, K03-011, K16-009, K27-027, K03-032, K03-033, K28-010]	$c_{N,\mathrm{ref}}$ jevn 10 500–16 500 USD/kW (2025-dollar), uten renter, med eierkostnader og første brensel; overskridelse oppå når spennet leses som budsjett	Vogtle og Flamanville 3 i spennet, Hinkley Point C like under øvre grense, uten omregning av prisår; Olkiluoto 3, Korea, Barakah (nominelt, renter med), en stor reaktor bygget innenfor tid og budsjett etter IEAs antakelse og leverandørenes mål under; Darlington kan ikke sammenlignes direkte (renter med)
Kostnads-overskridelse	Om lag 200 kjernekraftbygg: median 60 %, 80-persentil 300 % [K27-138]	o_ξ lognormal, median 64,8 %, 80-persentil om lag 160 %	Medianen stemmer; halen i kilden er tyngre (funn i)
Serie over landegrenser	Serieeffekten går trolig tapt over land med ulike tilsyn; tilpasning om lag 30 % av EPC i et tenkt tilfelle [K27-017, K27-044]	Intet påslag for tilpasning; n_0 og ℓ som over	Dekker tilfellet uten overført læring, men ikke et påslag (funn ii)
Kraftavtaler	Avtalene holder mest eksisterende kraftverk i drift eller binder lite kapital; én studie finner ny kapasitet samlet sett [K27-113 til K27-115, K27-143]	Ingen parameter	Gjelder ingen parameter
Statens rolle	Statlig finansiering senker prisen på krafta kraftig og flytter risikoen til staten [K27-137, K27-139]	Ingen egen parameter; eierformene (avklaring 62 til 66)	Gjelder eierformene, ikke en parameter

7.1 Læring per dobling

Her spriker kildene mest. Mellomstatlige og offentlige utredninger oppgir store gevinster. OECD-NEA anslår at den andre reaktoren i et par koster om lag 15 % mindre, at en serie standardiserte reaktorer gir 15–20 % lavere overnattkostnad og 25–40 % lavere samlet kostnad, og at mer enn seks enheter må bygges for full serieeffekt [K27-001, K27-002]. Tallene på 15 og 15–20 % er hentet fra en NEA-rapport fra 2000; det første gjelder 1990-tallets erfaring. MIT-studien skriver at et første anlegg i et land typisk er 30 % dyrere enn senere anlegg av

samme design [K27-005]. Det amerikanske energidepartementet (DOE) mener at en ordrebok på 5–10 reaktorer av samme design trengs, at læringen stort sett er designspesifikk, og at det ikke finnes store datasett for designspesifikke læringsrater. I DOEs uttrykkelig illustrative regnestykke koster den tjuende enheten 50 % av den første ved 15 % læringsrate [K27-007].

For små modulære reaktorer (SMR) venter to kilder 5–10 % per dobling [K27-028, K27-029]. En rapport for det danske Energistyrelsen leser ut av IEAs framskriving en læringsrate på 10 % fram mot 2040 og om lag 20 % etter 2040 i to av IEAs scenarier, kaller 20 % høyt fordi mye av kostnaden er sivile arbeider, og bruker selv 8, 10 og 12,5 % på maskindelen [K27-016].

Motstemmene kommer fra økonometriske studier. Med data fra Frankrike og USA er læringen bare signifikant mellom reaktorer bygget av samme arkitekt-ingeniør, og innovasjon øker byggekostnaden [K27-008]. Japanske data viser læring bare for de aller første anleggene, og deretter verken fall eller stigning [K27-009]. Sør-Korea er det eneste landet der kostnaden ser ut til å falle i moderne tid, men de koreanske tallene kommer fra kraftselskapet selv, er ikke uavhengig revidert og er ikke offentliggjort [K27-010]; flere av de positive kildene lener seg på koreanske tall. En studie av kostnadsprognoser plasserer kjernekraft blant teknologiene med flate eller stigende kostnader [K27-011]. I motsatt retning finner Escobar Rangel og Lévêque en læringskurve innen samme størrelse og type i Frankrike, og at tidligere studier overvurderte den franske kostnadsøkningen [K27-047].

Frosset. Læringsraten per dobling av antall enheter, ℓ, er trukket jevnt fra -7 til 15 %. Nedre grense er beregnet fra det franske programmet med data per reaktor. Kilden knytter økningen i kostnad mest til at reaktorene ble større [K03-038], så grensen er prosjektets lesning. Øvre grense er bransjens antakelse, og følsomhetslista har -23 %, hele den franske kostnadsøkningen (avsnitt 4.1). Antall enheter av designet som er bygd i verden før Norges første, n_0, er en åpen forutsetning, trukket fra 1 til 20. I (S2) koster Norges første enhet det samme uansett n_0; n_0 avgjør hvor langt ut på læringskurven designet er når Norge begynner, og dermed hvor mye hver ny norsk enhet faller i pris.

Vurdering. Spennet dekker kildene, fra ingen læring etter de første enhetene til om lag 15 % per dobling, og den negative enden tar med at kostnaden kan stige. Av de målte ratene ligger ingen over øvre grense. Over den ligger tre anslag. IEAs implisitte rate for SMR etter 2040, om lag 20 %, kalles høy av den danske rapporten [K27-016]. NEA gjengir at kostnaden ved Barakah falt med over 50 % fra første til fjerde enhet. Det er to doblinger, altså mer enn 15 % per dobling, men tallet er ekstrapolert, fordi fjerde enhet ikke var ferdig da det ble laget [K27-001]. For en tvilling av Sizewell B som ble planlagt, men ikke bygget, anslo NEA at kostnaden ville falt med 37 % for de to enhetene [K27-004]. Kildene oppgir læring på ulike måter: for andre enhet i et par, for en hel serie eller per dobling. Tallene kan derfor ikke uten videre legges på samme skala.

7.2 Byggetid per enhet

IEA skriver at det siden 2000 i snitt har tatt sju år å bygge en reaktor, men over ti år i noen tilfeller, særlig i avanserte økonomier. I Korea tok de fleste reaktorene fire til seks år, men de tre siste ti år hver; Kina brukte i snitt sju år per prosjekt fra 2017 til 2023, flere på fem år [K27-101]. World Nuclear Industry Status Report (WNISR) gir 9,5 år i snitt for reaktorer koblet til nettet 2016–2025 [K03-K03]. Det svenske Riksgälden mener at et bedre anslag enn de sju årene i den svenske promemorien om finansiering er snittet for nylig ferdige reaktorer, 9,4 år for 66 reaktorer satt i drift 2013–2022 [K27-138].

Seriene enhet for enhet peker i begge retninger. De standardiserte koreanske OPR1000-enhetene tok 50–62 måneder fra byggestart til nettilknytning (én tok 77), mens de første enhetene av det nye og større APR1400 tok 87–126 måneder [K27-013]. For den kinesiske Hualong One falt tiden fra om lag 67 og 72 måneder for de to første enhetene til om lag 61

og 63 for to senere [K27-045]. Ved Vogtle i USA ble andre AP1000-enhet ikke raskere enn den første [K27-046]. Ved Barakah ble tiden til nettilknytning ikke kortere fra enhet 1 til 4 (om lag 97 til 104 måneder), men enhet 1 var ferdig bygget etter om lag 68 måneder og ventet så på driftsberedskap og lisens [K27-012]. Kjernekraftutvalget skriver at et anlegg av flere SMR-er trolig tar lengre tid å bygge enn et anlegg med store reaktorer og samme kapasitet [K27-035].

Frosset. Byggetiden per enhet, τ_N, er PERT 6/9,5/17,1 år: utfallstall for store reaktorer (verdenssnitt 2016–2025, Kina, Flamanville 3) [K03-K03, K03-046, K03-002]. Den brukes også for små enheter, fordi kortere byggetid for små enheter ikke er dokumentert; følsomhetslista halverer den for enheter under 300 MW i A og B'. Den trukne byggetiden gjelder hver enhet i programmet. Modellen har ingen læring i byggetiden.

Vurdering. Spennet dekker snittene, 7 og 9,4–9,5 år, og de lange enkeltenhetene; Flamanville 3 er øvre grense. De raskeste enhetene i modne serier, om lag fire til fem år i Korea og Kina, ligger under nedre grense på seks år [K27-013, K27-101].

7.3 Fra beslutning til første kjernekraft i Norge

Kjernekraftutvalget regner med minst 20 år og første kraft tidligst midt på 2040-tallet [K05-031]. Konsulentene for utvalget anslår 15–25 år fra organisasjonen for kjernekraftprogrammet (NEPIO) er etablert [K05-032], og IAEA minst 10–15 år fra starten av første fase [K05-030]. I høringen skriver Statnett at kjernekraft ikke kan bidra til kraftbalansen fram mot 2045, og at søknader om nettilknytning for kjernekraft ikke regnes som modne før myndighetene har avklart rammene; Statnett gir ikke et tidligste år [K27-142]. NVE omtaler kjernekraft som en langsiktig opsjon som ikke kan bidra på kort og mellomlang sikt [K27-141]. Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) gir ikke et eget tidspunkt, men mener at flytende kjernekraftverk og reaktordrevne fartøy kan endre når kjernekraft kan komme, uten å si i hvilken retning [K27-140].

I land som har kjernekraft, er tidslinjene kortere, men betinget. Konsulentrapporten for det finske nærings- og arbeidsdepartementet antar om lag fem år til utvikling og konsesjon og om lag sju års bygging, til sammen om lag 12 år, og at et nytt anlegg kan stå ferdig om lag 2035–2040 hvis arbeidet starter i 2026. Sju år er målsatt, ikke oppnådd byggetid [K27-134]. Et nordisk kraftselskap skriver at ny kjernekraft tidligst kan gi kraft i Norden i andre halvdel av 2030-tallet (selskapets syn) [K27-105]. Egypt, et nytt kjernekraftland, inngikk mellomstatlig avtale med Russland i november 2015 og kontraktene i desember 2017, startet byggingen i juli 2022 og planlegger første enhet i drift innen utgangen av 2028, om lag 13 år etter avtalen. Det er planlagt, ikke oppnådd, og et russisk statslån dekker 85 % av den utenlandske delen av byggekontrakten [K27-135, K27-108]. De forente arabiske emirater, også et nytt kjernekraftland, vedtok programmet i 2008 og koblet første enhet til nettet i august 2020, om lag 12 år senere; det er oppnådd [K05-034]. Kostnadene ble i hovedsak båret av byggekonsortiet, med lån fra leverandørlandets eksportbank og statsstøttede lån [K27-117]. Andre nye kjernekraftland har brukt lenger tid: Polen vedtok en plan i 2009 og venter første enhet i 2036 [K05-038], og Tyrkia, som inngikk avtalen i 2010, hadde ingen enhet i drift i 2026 [K05-035].

Frosset. Tiden fra beslutning til første kjernekraft i drift, τ_F, er PERT 15/20/25 år, fra utvalget og konsulentene [K05-031, K05-032, K05-030]. Byggetiden inngår, og med de frosne fordelingene kan første kjernekraft tidligst komme i 2042 (avsnitt 4.4).

Vurdering. Spennet dekker kildene for Norge. Tidslinjene fra Finland, Egypt og Emiratene, om lag 12, 13 og 12 år, ligger under nedre grense. Finland har kjernekraft. Egypt og Emiratene er nye kjernekraftland der leverandørens hjemland er långiver; i Egypt er tidslinjen planlagt, i Emiratene er den oppnådd. Polen ventes å bruke lenger tid enn øvre grense.

7.4 Store mot små reaktorer

Japanske data gir om lag 15 % lavere kostnad per kW når anleggsstørrelsen dobles (8–22 %), det forfatterne kaller en moderat stordriftsfordel; det svarer til en skalaeksponent på om lag 0,76 [K27-009]. IEA antar at de første SMR-prosjektene koster dobbelt så mye per kW som store reaktorer bygget innenfor tid og budsjett, om lag 10 000 USD/kW i avanserte økonomier, og at SMR når paritet med store reaktorer under 5 000 USD/kW på 2040-tallet i IEAs scenario med varslede mål [K27-027]. En systematisk litteraturgjennomgang gjengir en sammenligning av fire SMR-er på 335 MWe med én reaktor på 1 340 MWe: størrelsen alene gir 70 % høyere kapitalkostnad, men med flere enheter på samme tomt, læring, byggetid og designforenkling blir forskjellen 5 %. Sammenligningen er fra 2010 og gjelder et design som ikke ble bygget [K27-028]. Kjernekraftutvalget skriver at det gjenstår å se om modulær utbygging av mindre enheter kan oppveie stordriftsfordelene for store reaktorer [K27-035].

Frosset. Skalaeksponenten ν er PERT 0,2/0,84/1, med modus fra Argonnes kurve og nedre grense fra litteraturspennet 0,2–0,75 (avsnitt 4.1). Følsomhetslista har 0,6. Eksponenten virker bare der enhetene har en annen størrelse enn 1 000 MW, i A og B'; i B og T-K er enhetene på 1 000 MW.

Vurdering. Spennet dekker kildene. Den japanske eksponenten ligger nær modus. Leses hele IEAs dobling som en størrelseseffekt mellom 300 og 1 000 MW, svarer den til en eksponent på om lag 0,4 (fagfelleloggen del 19), også innenfor spennet. Men IEA sammenligner en førsteenhet med en stor reaktor bygget i tide, så doblingen rommer mer enn størrelsen.

Kostnadsnivået i modellen er $c_{N,\mathrm{ref}}$: 10 500–16 500 USD/kW i 2025-dollar for Norges første store reaktor, uten renter i byggetiden, med eierkostnader og første brensel (avsnitt 4.1); i en del av trekningene legges en overskridelse oppå (avsnitt 7.5). IEA viser kostnaden for nyere prosjekter i 2023-dollar per kW brutto effekt, og noten til figuren sier at tallene er uten renter. Vogtle steg til 14 700 og Flamanville 3 til 11 000, begge i spennet, og budsjettet for Hinkley Point C, som er under bygging, er nesten 16 000, like under øvre grense før prisåret er regnet om. Olkiluoto 3 endte på 7 200 og Saeul 1–2 i Korea (tidligere Shin Kori 3–4) på 2 700, under spennet [K28-008]. Barakah 1–4 i Emiratene, et nytt kjernekraftland, ble ifølge IEA ferdig med forsinkelser på linje med Saeul 1–2 og «limited cost overrun» [K28-011]. Finansieringsrammen, med renter i byggetiden og første brensel, er om lag 4 400 USD/kW nominelt; det er rammen, ikke en revidert sluttkostnad, og den ligger under spennet [K03-011]. Konsulentenes egen tabell over rapporterte kostnader har Barakah på 5 700, Akkuyu i Tyrkia på 5 600 og El Dabaa i Egypt på 6 200 USD/kW; tallene er nominelle, fra ulike år og på ulikt grunnlag, og kan ikke holdes direkte mot spennet [K16-009]. Etter IEAs antakelse over koster en stor reaktor bygget innenfor tid og budsjett halvparten av de første SMR-prosjektene, altså under spennet, men alle de fire vestlige prosjektene over gikk eller går over tid og budsjett [K27-027, K28-008]. Leverandørenes 2 000–3 400 USD/kW for små reaktorer er mål, ikke oppnådde kostnader [K27-027]. Ved Darlington i Canada, som eieren kaller den første SMR-en i et G7-land, er fire enheter anslått til om lag 20,9 mrd. kanadiske dollar, nominelt og med renter, prisstigning og reserver. Regnet ut per kW blir det om lag 17 400 kanadiske dollar, og tallet kan ikke holdes direkte mot spennet. Eieren venter ikke lenger at første enhet blir ferdig i tide og innenfor budsjettet [K03-032, K03-033, K28-010]. Tallene for Olkiluoto 3, Korea og Barakah ble holdt mot spennet først etter resultatene og er ikke regnet inn (avsnitt 8.1).

7.5 Kostnadsoverskridelse

Alle nyere førsteanlegg av generasjon III og III+ i NEAs tabell gikk over opprinnelig budsjett, også i Kina og Korea, men mye mindre der: fra om lag 32 % for Shin Kori 3–4 til om lag 357 % for Flamanville 3 [K27-003]. Den britiske riksrevisjonen skriver at Olkiluoto 3 og Flamanville 3

kostet om lag fire ganger opprinnelig anslag, og at Hinkley Point C ligger an til om lag 100 % overskridelse [K27-014]. Riksgälden gjengir en studie av om lag 200 kjernekraftbygg med median 60 % og 300 % ved 80-persentilen [K27-138].

Frosset. Overskridelsen o_ξ er lognormal med median 64,8 %, avkortet ved 1 280 % [K03-044, K03-045, K16-017]; fordelingens 80-persentil er om lag 160 %. Den gjelder bare i trekninger der kostnadsspennet for kjernekraft leses som et budsjettall (vekten w_ξ er trukket jevnt mellom 0 og 1), og den har rangkorrelasjon 0,5 med byggetiden (avsnitt 4.1).

Vurdering. Medianen stemmer med Riksgäldens kilde, og de enkelte prosjektene over ligger innenfor den frosne fordelingen. Halen i kilden er tyngre enn i den frosne fordelingen. Det er det første av de to funnene i avsnitt 8.1.

7.6 Serie over landegrenser

OECD-NEA skriver at serieeffekten trolig går tapt når serien går over flere land med ulike tilsyn og regelverk, og anslår i et tenkt tilfelle tilpasningen til om lag 30 % av EPC-kostnaden [K27-017]. Den britiske riksrevisjonen skriver at hvert av de nyere EPR-prosjektene var landets første EPR og tilpasset designet til lokale regler [K27-014]. Konsulentene for Kjernekraftutvalget skriver at kjent teknologi under et annet regelverk eller med ny leverandørkjede trolig blir et prosjekt av typen «first-of-a-class» og kan nærme seg et førsteanlegg, og at gevinsten av internasjonal harmonisering trolig er et tiår unna [K27-023]. Utvalget skriver at et norsk prosjekt kan bli «first-of-its-class», med kostnader som nærmer seg et førsteanleggs [K27-033]. De nordiske tilsynene skriver at det ikke finnes noen mekanisme for å dele kompetanse mellom dem på kjernekraftområdet og intet nordisk forum for regulering; de foreslår ikke felles lisensiering [K27-019].

Kjernekraftutvalget mener tettere samarbeid med Sverige og Finland om regelverk, forskning og kompetanse kan være en fordel, og at videre harmonisering av regelverket bør vurderes nærmere, men drøfter ikke en felles nordisk reaktorserie [K27-037]. Det eneste runden fant som foreslår felles nordisk utbygging av en kjernekraftflåte, er høringssvaret fra et selskap (selskapets syn) [K27-038], og runden fant ingen kvantitativ vurdering av hva en felles nordisk serie ville gi. Et norsk kraftselskap legger til grunn at læring i andre land kommer Norge til nytte (selskapets syn) [K27-043]; NEA, DOE og Berthélemy og Escobar Rangel trekker mot at læringen i stor grad følger design, byggherre og regelverk [K27-017, K27-007, K27-008].

Frosset. Modellen regner ingen kostnad for å tilpasse et design til norsk regelverk. Spennet for investeringen i Norges første enhet er konsulentenes. De forutsetter en kjent reaktortype tilpasset norsk regelverk og tomt, men tallfester ikke påslaget for et nytt kjernekraftland, og kraftverkskostnaden de bruker, er amerikanske tall for førsteanlegg [K16-008]. n_0 og ℓ er som over.

Vurdering. Fagfelleloggen (del 19) vurderer at spennet i ℓ og n_0 dekker tilfellet uten overført læring, men ikke et påslag for tilpasning. Det er det andre funnet i avsnitt 8.1.

7.7 Kraftavtaler

De fleste bedriftsavtaler om fornybar kraft (PPA) er finansielle avtaler om årsvolum, ikke knyttet til forbruket time for time, og det fysiske forbruket dekkes ofte av gass eller kull [K27-110]. De store avtalene om kjernekraft holder mest eksisterende verk i drift: én avtale i USA gjelder 1 121 MW fra et verk i drift, med 30 MW ny effekt, og én i Finland sikrer levetidsforlengelsen ved Loviisa, med 10 MW ny effekt og ny kjernekraft bare som intensjonsavtale [K27-113, K27-114]. Partene i en tredje avtale sier at den gir 890 MW ny effekt gjennom opprustning av eksisterende reaktorer (selskapenes syn) [K27-136]. Carnegie finner

at avtalene med SMR-utviklere i hovedsak binder lite kapital, forutsetter teknologi som ikke er kommersialisert, og ikke har gitt finansiering til en ordrebok for nye reaktorer [K27-115]. Én empirisk studie av amerikanske fylker finner at bedriftsavtaler samlet sett har gitt mer fornybar kapasitet, men advarer mot å lese det som at hver avtale utløser ny kapasitet; den er finansiert av en bedriftskjøper [K27-143].

Ingen parameter i modellen bygger på slike avtaler. Ifølge fagfelleloggen (del 19) gjelder kraftavtalene og statens rolle eierformene og hvem som bærer risikoen.

7.8 Statens rolle

IEA skriver at prosjektfinansiering egner seg dårlig for nye kjernekraftverk, som trenger fast statlig støtte og garantert avsetning [K27-118]. Den britiske riksrevisjonen regnet ut at prisen for Hinkley Point C ville vært −6 til 28 pund/MWh om staten bar all risiko og fikk 2 % avkastning, mot 91–95 i avtalen og 135–137 med all risiko hos private. NAO bruker 2 % som mål på statens langsiktige lånerente. Det er en teoretisk pris; staten bærer da også all bygge- og driftsrisiko. NAO regner også med et statlig avkastningskrav på 6 %, samfunnets tidspreferanserate på 3,5 % pluss prisvekst på 2,5 %, og da blir prisen høyere [K27-139]. Begge rentene er nominelle, altså med prisvekst, mens rentene i modellen er reelle, uten prisvekst (kapittel 4). I Sverige mener regjeringen at statlig majoritet i prosjektselskapet er en forutsetning, fordi ingen av eierne kan bære lånegjelden uten å svekke kredittverdigheten [K27-123]. Konjunkturinstitutet mener skattebetalerne bærer en svært stor del av byggerisikoen mens eierne får relativt høy avkastning, og at alternativet der staten bygger selv i et statlig selskap burde vært utredet [K27-137].

Modellen har dette i eierformene, der det regnes hvem som bærer kostnaden og risikoen (avklaring 62 til 66; avsnitt 4.8). To vedtak fra EFTAs overvåkingsorgan viser hvordan statseide selskaper prøves mot markedsaktørprinsippet [K27-127, K27-128]; de vurderer ingen av prosjektets fire eierformer, så EØS-vurderingen «usikker» for alle fire står (avklaring 136; avsnitt 3.2).

7.9 Svakhetene ved kilderunden

- *Én runde på én dag, mest av språkmodeller.* Runden ble gjort 14. november 2026. To forskere skrev 76 poster, og to uavhengige kontrollører hentet hver primærkilde på nytt: 45 bekreftet, 31 rettet, ingen «ikke bekreftet», og 14 lagt til. Forskere og kontrollører er språkmodeller. Prosjektet har selv funnet sitatene i fem bærende poster [K27-001, K27-007, K27-017, K27-138, K27-142]; de øvrige 85 hviler på forsker og kontrollør.

- *Ikke tidsskriftsversjonene.* Av de fire økonometriske studiene av læring er én bare lest i sammendraget av arbeidsnotatet [K27-008]. De tre andre er lest i instituttets engelske utgave [K27-009], i innsendt manus [K27-010] og i arbeidsnotatet [K27-011]; ingen av tidsskriftsversjonene er lest i fulltekst.

- *Gjengitte tall.* Studien av om lag 200 kjernekraftbygg og WNISR 2023 er bare lest slik Riksgälden gjengir dem [K27-138]. Flere av de positive tallene for læring er planleggingsanslag eller kommer fra en rapport skrevet for å fremme utbygging [K27-004, K27-007].

- *Det som ikke er brukt.* Ett tall står som «Ikke verifisert» og er ikke brukt [K27-038]. Tall lest av figurer [K27-129] er ikke brukt. Avisintervjuet som utløste runden, er ikke kilde for noe.

- *Det som ikke ble funnet.* Ingen utredning av en felles nordisk reaktorserie og ingen avtale om felles eller gjensidig lisensiering mellom de nordiske tilsynene. Ingen vurdering i etterkant av hva statens rolle kostet i et gjennomført prosjekt.

Hva modellen gir med de frosne fordelingene, står i kapittel 6, og de kjente begrensningene i kapittel 8.

8 Kjente begrensninger

Dette kapitlet samler de kjente begrensningene: to funn fra fagmiljøene som prosjekteier har avgjort skal stå som kjente begrensninger, begrensninger i kildene, i modellen og koden, og i gjennomgangene. Det modellen ikke regner i det hele tatt, står i kapittel 9.

8.1 To funn fra fagmiljøene som spennene ikke dekker

Prosjekteier avgjorde 14. november 2026, før noe var regnet, at ingen av de to funnene under gir et avvik fra parameterfrysen, og at begge står som kjente begrensninger i rapporten (avklaring 140 (a) i spesifikasjonen). Parameterfila, trekningene og strømmen for årlige hendelser er de samme som før. Begge funnene gjelder løsningene med kjernekraft, A, B og T-K, og ikke C og T-F. Begge trekker i samme retning: kjernekraft kan bli dyrere enn modellen regner med i de dårligste utfallene.

(i) Halen i kostnadsoverskridelsen for kjernekraft er tyngre i én kilde enn i den frosne fordelingen. Det svenske Riksgälden (statens gjeldskontor) skrev i et høringssvar 3. desember 2024 til promemorien om finansiering og risikodeling ved investeringer i ny kjernekraft at en studie de har bestilt fra Oxford Global Projects, med underlag fra om lag 200 kjernekraftbygg de siste 60 årene, gir en kostnadsoverskridelse på 60 % ved medianen og 300 % ved 80-persentilen [K27-138]. I parameterfila er overskridelsen o_ξ lognormalfordelt med median 64,8 %, avkortet ved 1 280 %, den største observasjonen i datagrunnlaget, som er 180 reaktorer fra 1969 til 2005 [K03-044, K03-045, K16-017]. Fordelingens 80-persentil er om lag 160 %. Medianen stemmer altså med kilden, mens halen i kilden er tyngre enn i den frosne fordelingen. Studien Riksgälden viser til, er ikke lest av prosjektet; tallene er to punkter gjengitt i et høringssvar.

Overskridelsen trekkes én gang per trekning for hele programmet, så den er samme andel for alle enhetene i programmet. Den gjelder bare i trekninger der kostnadsspennet for kjernekraft leses som et budsjettall og ikke som sluttkostnader (S46); vekten på den lesningen, w_ξ, er en åpen forutsetning, trukket jevnt mellom 0 og 1, fordi kildene er uenige [K16-004, K16-010, K16-014]. Hvilken vei det trekker at andelen er felles for alle enhetene, er ikke regnet.

(ii) Modellen har ikke noe påslag for å tilpasse et utenlandsk reaktordesign til norsk regelverk. OECD-NEA skriver at en serieeffekt krever at standarder, koder og normer for design, lisensiering og bygging er stabile for alle enhetene i serien, og at gevinsten trolig går tapt når serien går over flere land med ulike sikkerhetsmyndigheter og regelverk [K27-017]. NEA anslår, i et tenkt tilfelle der importlandets sikkerhetskrav er strengere enn opphavslandets, at tilpasningen av et design til et annet lands regelverk øker EPC-kostnaden med om lag 30 %. Anslaget er en ekspertvurdering, ikke målt på prosjekter, og NEA skriver at kostnaden kan variere med designet og med hvor ulike regelverkene er. To andre kilder nyanserer bildet. En felles tidlig gjennomgang av én liten lettvannsreaktor hos seks europeiske tilsyn, blant dem det finske og det svenske, fant ingen motstridende krav, og de fleste avvikene lå i veiledning og tolkning. Men Finland og Nederland har strengere krav til enkeltfeilkriteriet, tilsynene kan ikke selv si om avvikene gir designendringer, og gjennomgangen gir ingen bindende beslutning [K27-018]. I en annen felles tidlig gjennomgang, av en liten finsk reaktor i 2025–2026, var konklusjonene i landene stort sett samstemte, men gjennomgangen gir ingen bindende beslutning, det finske tilsynet kaller det krevende og tidkrevende å bygge på et annet lands vurdering, og det norske tilsynet var ikke med [K27-044]; kilden er to pressemeldinger fra det finske tilsynet, ikke rapporten fra gjennomgangen.

Modellen regner ingen kostnad for å tilpasse et design til norsk regelverk. Antall enheter av designet som er bygd i verden før Norges første, n_0, er en åpen forutsetning, trukket

jevnt fra 1 til 20. I (S2) koster Norges første enhet det samme uansett n_0; n_0 avgjør hvor mye kostnaden faller fra enhet til enhet i den norske serien, og jo høyere n_0, jo mindre. Læringsraten per dobling, ℓ, er trukket jevnt fra −7 til 15 %. Fagfelleloggen (del 19) vurderer at spennet i ℓ og n_0 dekker tilfellet uten overført læring, men ikke et påslag. Byggetiden τ_N trekkes også én gang og gjelder hver enhet i programmet; modellen har ingen læring i byggetiden. Kildene peker begge veier: noen serier ble bygd raskere enhet for enhet, andre ikke (avsnitt 7.2). Ble senere enheter i en norsk serie bygd raskere, ville de kommet i drift tidligere enn modellen regner med; det er ikke regnet.

Observasjoner som trekker motsatt vei. Da kapittel 7 ble skrevet, etter at resultatene forelå, ble det funnet to tema, læring og byggetid, der kildene i område 27 ligger utenfor de frosne spennene i kjernekraftens favør. De sto ikke i sammenholdningen prosjekteier fikk lagt fram før kjøringen (fagfelleloggen del 19), og ingen verdi er endret. Øvre grense for læringsraten ℓ er 15 % per dobling, og tre anslag ligger over den (avsnitt 7.1). En rapport for det danske Energistyrelsen leser ut av IEAs framskriving en læringsrate for små reaktorer på om lag 20 % etter 2040 i to av IEAs scenarier og kaller den høy [K27-016]. NEA gjengir at kostnaden ved Barakah falt med over 50 % fra første til fjerde enhet, som er to doblinger; tallet er ekstrapolert [K27-001]. For en tvilling av Sizewell B som ble planlagt, men ikke bygget, anslo NEA 37 % lavere kostnad for de to enhetene; det er et planleggingsanslag [K27-004]. De raskeste enhetene i modne serier, i Korea og Kina, er bygd på om lag fire til fem år [K27-013, K27-101]; nedre grense for byggetiden τ_N er seks år. Kjernekraft kan altså bli billigere og raskere enn modellen regner med i de beste utfallene, slik de to funnene over sier at den kan bli dyrere i de dårligste. Runden med fagmiljøene ble gjort etter parameterfrysen. Sammenholdningen prosjekteier fikk før kjøringen, viste bare avvik som kan gjøre kjernekraft dyrere, og bare de to funnene over ble avgjort før kjøringen. Ingen av funnene eller observasjonene er regnet inn. Raden om kostnadsnivået i tabell 48, lagt til 23. november 2026, viser i tillegg tre kostnader under spennet for $c_{N,\mathrm{ref}}$: Olkiluoto 3 med 7 200 og Saeul 1–2 i Korea med 2 700 USD/kW (IEA, 2023-dollar, uten renter) [K28-008], og Barakah 1–4 i Emiratene, som IEA sier ble ferdig med begrenset overskridelse, med en finansieringsramme på om lag 4 400 USD/kW, nominelt og med renter i byggetiden [K28-011, K03-011]. De er fra område 28 og 3, ikke område 27, og er heller ikke regnet inn. Samtidig legges overskridelsen oppå kostnadsspennet i om lag halvparten av trekningene, der spennet leses som budsjett (S46). Leses det som sluttkostnad i alle trekningene, blir medianen for kjernekraft på nettet −87,8 i stedet for −109,8 mrd. kr, og for eget kjernekraftverk −166,6 i stedet for −208,2 mrd. kr (rad 1 i følsomhetslista). Tre forenklinger i modellen trekker på sin side i favør av ny fornybar kraft: magasinene som finnes, jevner ut uten kostnad, vindkraftens verdi faller ikke når mye bygges, og en kald uke uten vind er ikke regnet (avsnitt 9.1, punkt 1 og 2).

8.2 Kildene

- *Mange parametere mangler kilde.* 40 av de 137 parameterne er åpne forutsetninger: ingen bekreftet post i kildebanken gir verdien, spennet er en forutsetning, og følsomheten for dem skal vises (regel 7). En terskel i en åpen forutsetning teller aldri som betingelse (avsnitt 2.5). Regelen virker bare én vei: en åpen forutsetning kan bidra til å felle en løsning gjennom utfallet, men aldri gi en betingelse som teller. I «knapphet varer» avgjør det dommen: der hviler tersklene i M4 for C på åpne forutsetninger, og hypotesen er «holder ikke» fordi betingelsene ikke kan navngis (avsnitt 6.5). Blant dem som veier tyngst, nevner spesifikasjonen (kapittel 15) vekten mellom de to lesningene av kostnadsspennet for kjernekraft; avkastningskravet for regnekraft og for et kraftverk med én kunde; tillegget i drift og bygg i Norge; Norges andel solgt kapasitet mot konkurrentens; tilgjengeligheten uten nett; de konstruerte prisscenarioene; potensial og takt for ny fornybar kraft; nettinvestering og nettap; fortrengning i nettkøen; timer med utkobling; eksportregler og tilgang på brikker;

og parameterne for eierformene. Takten for ny fornybar kraft binder hvor fort C og T-F kan bygge (avsnitt 9.2, punkt 1). Ingen rad i følsomhetslista endrer den; rad 37 flytter bare startåret.

- *Tall som kan endre seg etter frysen.* Elavgift, Norgespris og karbonprisbaner for 2027 vedtas i desember 2026. Parameterne er frosset med tallene som gjaldt ved frysen; en senere endring er et avvik fra frysen og føres med dato og grunn (spesifikasjonen kapittel 15).

- *Område 27 hviler mest på språkmodeller.* Av de 90 postene om hva fagmiljøene sier, hviler 85 på forsker og kontrollør, som begge er språkmodeller; prosjektet har selv funnet sitatene i fem bærende poster [K27-001, K27-007, K27-017, K27-138, K27-142]. Fire studier av læring i kjernekraft er lest i arbeidsnotat, instituttutgave eller manus, ikke i den publiserte tidsskriftsversjonen, og én av dem bare i sammendrag [K27-008 til K27-011]. Ett tall står som «Ikke verifisert» [K27-038]. Runden var én dag (fagfelleloggen del 19). Ingen parameter bygger på område 27.

- *Tre forhold ved den frosne parameterfila.* Fila er ikke endret, og tallene i den er brukt slik de står. (1) Merknaden til overskridelsen o_ξ sier at fordelingen gir øvre kvartil 2,35 mot over 2,79 i dataene. Det er forholdet mellom sluttkostnad og budsjett. Parameteren er andelen over budsjett, og i den enheten er tallene 1,35 og 1,79. Verdiene som er brukt, står i riktig enhet: medianen 0,648 er medianen på 64,8 % over budsjett i kilden, den øvre grensen 12,8 er den største overskridelsen, om lag 1 280 % [K03-044], og modellen ganger kostnaden med $1 + o_\xi$ (S46). Bare merknaden bruker den andre enheten. (2) Ledetiden for nytt nett, τ_{nett}, er PERT 5/10/14 år. Postene gir 5–12 år etter en konseptvalgutredning, 8–12 år slik Statnett har erfart det, og 7–14 år [K17-012, K17-027, K06-039]. Spennet dekker dem, men toppunktet på 10 år står ikke i noen av postene, og merknaden i fila er tom. Toppunktet er prosjektets valg. (3) Parameteren for vind på land viser til tre poster. Én av dem har en kontrollinje som bare sier at posten er lagt til av kontrolløren, ikke hva som ble kontrollert [K11-K04]. Den øvre grensen for investeringen, 21 933 kr/kW, står i den posten som forutsetningen i en rapport fra NTNU, slik en kommentar fra KTH gjengir den. Kommentaren er lest; rapporten er ikke lest.

8.3 Modellen og koden

- *Den nåverdivektede marginen (S42) er ikke sammenlignbar i størrelse mellom T og de andre løsningene.* Hver årgang i hver modul har ett ledd i summen, så et trinn i T har om lag ti ganger så mange ledd som samme trinn i de andre løsningene. Fortegnet, som avgjør M2, berøres ikke. Størrelsen kan bare sammenlignes etter å ha delt på summen av vektene (avklaring 84).

- *Utfallet i hver trekning lagres ikke.* Datafilene holder andeler, medianer og, i `fordelinger.json` og `miljo.json`, persentiler over trekningene. Utfallene hver for seg er rundt to millioner (trekning, løsning, trinn og scenario), og hvert kan regnes på nytt fra trekningene (avklaring 140 (e)).

- *Vakten mot en netto nåverdi som ikke er et tall*, står bare i sammenligningen av kraftløsningene (M7), ikke i M1–M6. Modellen gir ikke slike verdier; regelen er en vakt (avklaring 139).

- *Gjenskapingen byte for byte er prøvd på én maskin.* De seks filene fra hovedkjøringen er laget på nytt med `kontroll` og var like de lagrede byte for byte, på maskinen filene ble laget på (kapittel 6). De to ekstra filene, `fordelinger.json` og `miljo.json`, er laget én gang og ikke på nytt. Toleransen for «innenfor toleranse» (relativt 10^{-9}) er satt før noe er målt på en annen maskin. Gjenskaping på en annen maskin er prosjekteiers og er ikke gjort (avklaring 140 (f); fagfelleloggen del 17, 20 og 23).

- *Rangeringen av eierformene er ikke vist for andre vektinger og andre grenser.* Forhåndsregistreringen sier at det skal vises hvordan rangeringen endrer seg med vektingen og med grensen på 25 % for statens risiko. Det er ikke regnet som egne kjøringer. For grensen kan svaret leses av tabellen over sannsynligheten for tap; for vektingen finnes ingen regning (avsnitt 6.4). Prosjekteier avgjorde 14. november 2026, etter at resultatene forelå, at dette står som en kjent begrensning i første versjon. Avviket er ført under «Endringer» i forhåndsregistreringen (vedlegg C).

- *Sju ting spesifikasjonen sier skal rapporteres, er ikke regnet.* (1) Spesifikasjonen (kapittel 4) sier at utbygging med stopp, der neste anlegg bare bygges når marginen (S19) for siste årgang i drift er positiv, regnes for seg utenfor dommene, og at verdien av å kunne stoppe rapporteres separat. Regelen er ikke kodet, og verdien er ikke regnet. Regnestykket ville vist hva det er verdt å kunne la være å bygge neste anlegg når marginen for siste årgang ikke er positiv; hva regelen gjelder, og hva den ikke dekker, står i avsnitt 9.2, punkt 6. (2) Kapittel 13 sier at rapporten skal vise de to leddene i marginen (S19), kraftfortrinnet og knapphetspåslaget, hver for seg. Koden har en funksjon som gir leddene, men datafilene holder dem ikke, og resultatkapitlet viser dem ikke. Leddene ville vist hvor mye av marginen som er Norges fortrinn i kraft, og hvor mye som er et påslag enhver investor får. (3) Kapittel 5 sier at det rapporteres for seg hva husholdninger og næringsliv betaler mer eller mindre for strømmen per år. Det er ikke kodet; M3 viser prisendringen per prisområde. (4) Kapittel 1 sier at rapporten skal vise hvor mye av forskjellen mellom A og B' som kommer fra renten, og hvor mye fra at krafta ikke kan selges. Oppdelingen er ikke regnet; det nærmeste er rad 3 i følsomhetslista (avsnitt 6.6). (5) Kapittel 10 og avklaring 54 sier at mengden brukt brensel, $\eta_N E_N$, rapporteres ved siden av M5. Koden har en funksjon som regner mengden, men datafilene holder den ikke, og resultatkapitlet viser den ikke (avsnitt 6.7). (6) Kapittel 4 sier at skranker for arbeidskraft og kapital ikke er med, men at behovet rapporteres. Behovet for arbeidskraft er ikke regnet; det ville vist hvor mange arbeidsplasser satsingen gir, og hvor. SSB finner om lag 2,4 sysselsatte per MW i dagens norske datasentre, mest i driften og færre i store anlegg, og tallet gjelder tradisjonelle anlegg, ikke AI-anlegg [K07-032]. Arbeidsplassene telles ikke som gevinst. Veilederen fra Direktoratet for forvaltning og økonomistyring (DFØ) sier at arbeidskraft verdsettes til det den er verdt i beste alternative anvendelse, og rundskrivet R-109/2021 at netto ringvirkninger ikke skal inngå i analysen [K09-015, K09-016]. I M6 er lønn utover alternativ bruk null, fordi modellen forutsetter full sysselsetting (avsnitt 4.9). Der det ikke er full sysselsetting, kan forutsetningen være for streng, og da trekker den i disfavør av satsingen. For kapitalen viser resultatkapitlet bare den største kapitalen staten har ute per eierform (avsnitt 6.4), ikke hva programmet trenger. (7) Kapittel 17.1 sier at det kildene viser om datasentre per prisområde, tilknyttet og reservert effekt i NO1 til NO5, skal stå i rapporten ved siden av tidslinjen [K22-005, K22-006]. Tabellen står ikke i avsnitt 6.3. Ingen av de sju inngår i en dom. Forhåndsregistreringen krever ingen av dem; den nevner arbeidskraft bare blant «de begrensningene kildene viser» i M6.

- *Sju prøver mot kildene bommer, og de står som kjente bom i testene.* Testene gjenskaper publiserte tall med kildens egne forutsetninger. En prøve som bommer, står i testene med avviket og grunnen og er ikke justert bort (`tests/test_fasit.py`, `tests/test_kraftsystem.py`). (a) Med NVEs forutsetninger gir modellen en nivåisert kostnad for vind på land på 43,9 øre/kWh mot NVEs 46,9 (−6,3 %), og for havvind 114,0 mot 120,6 (−5,5 %). Testene oppgir at renten regnes fra midt i året, og for vind på land også at det årlige tapet ikke er med; for havvind er resten av avviket ikke funnet. Bommet gjelder den nivåiserte kostnaden (S19 og S42, som M2 bygger på), ikke netto nåverdi (M1 og sammenligningen M7), som bygger på kontantstrømmen. (b) Prislinja (S38) bommer på ett av NVEs tolv scenarioer, N7 (ingen vekst i havvind), med 6,0 % i NO3 og 7,7 % i NO4;

grensen i testen er 5 %. (c) Tre av seks rader i prøven mot Argonne bommer med 6 til 7 % når driften regnes per levert MWh. Det er ikke modellens regel: (S9) regner driften etter installert effekt, og den varianten treffer alle seks radene innenfor 5 %. Retningen: i (a) gir modellen lavere kostnad for vindkraft enn NVE, og det trekker i favør av løsningene med ny fornybar kraft i M2; for (b) oppgir testene ikke hvilken vei linja bommer; (c) gjelder en regel modellen ikke bruker. Alle bommene gjelder kraftsiden. Kraft er om lag 7 % av årskostnaden for et anlegg (avsnitt 4.3), mens pristerskelen gjelder hele prisen på regnekraft. Inntektssiden er prøvd mot ett publisert tall: kostnadsformelen (S15), som prisen på regnekraft regnes fra (S18), gir 8,756 mot Epochs 8,514 mrd. USD per GW og år, 2,8 % over [K08-K03]. Knapphetspåslaget og de konstruerte prisscenarioene har ingen prøve mot kjente svar.

- *Eksportregelen er lest strengt.* Den øvre grensen for ϕ_X bygger på et utkast som satte vilkår for lisens. Modellen leser en regel som full stans i leveransene i 1–4 år, og risikoen gjelder bare Norge, fordi konkurrenten er i USA (avsnitt 4.4). Det trekker mot satsingen med alle løsningene.

- *Avstemmingen mot uavhengig kode har grenser.* Ligningene, dommene og følsomhetene er kodet på nytt av uavhengige lesere fra teksten, uten prosjektets kode; leserne er språkmodeller, og de to kodene er avstemt mot hverandre. De to kodene er skrevet fra samme tekst, så en feil begge leser likt, oppdages ikke. Radene i følsomhetslista er avstemt på programmer med 1, 2, 3 og 5 anlegg og på få oppdiktede trekninger; trinnene med 10, 20 og 40 anlegg er ikke kjørt gjennom begge kodene. Kriteriet for kapitalkostnadens virkning i linje 28 av følsomhetslista er ikke avstemt, fordi leserens kode mangler en faktor (fagfelleloggen del 16). Hva «uavhengig» betyr i prosjektet, står i avsnitt 8.4.

- *Flere beregninger er ikke gjort.* Seks kritikere og hver sin kontrollør, og deretter seks nye lesere og hver sin kontrollør, alle språkmodeller, leste rapporten 23. november 2026, etter at resultatene forelå, og pekte på flere beregninger enn de sju tingene spesifikasjonen sier skal rapporteres. Ingen av dem er gjort; en slik beregning ville være gjort etter at resultatene forelå. Retningen står der den er kjent. (1) Et anlegg med en pris avtalt på forhånd for hele driftstiden; i modellen er prisen fast bare for hver årgang brikker, gjennom utstyrets levetid (ligning (S16)). Det nærmeste er rad 12 i følsomhetslista, dagens knapphetspåslag for alle årganger, og pristerskelen holdt mot kontraktsprisene (tabell 26). Retningen avhenger av prisen i avtalen. (2) En høyere takt for ny fornybar kraft enn 0,6 TWh per år, øvre grense i trekningene. Den ville latt C og T-F bygge raskere der det er takten og ikke potensialet som binder. (3) Følsomheter som endrer flere ting samtidig, for eksempel rundskrivets rente sammen med en dyrere konkurrent, eller en dyrere konkurrent sammen med ingen eksportregel (avsnitt 6.6). (4) Andre fordelinger og korrelasjoner enn de valgte (avsnitt 5.1). (5) En kraftmarkedsmodell time for time, som ville tallfestet verdien av fast kraft. Tre av utelatelsene i avsnitt 9.1, punkt 1 og 2 (den faste verdifaktoren, den kalde uken uten vind og de gratis magasinene), trekker i favør av løsningene med ny fornybar kraft; for de andre er retningen ikke oppgitt. (6) Kontantstrømmen år for år med de frosne tallene. Retningen i rad 3, 4 og 23 i følsomhetslista og i flate (c) er forklart, og i rad 16 og 24 delvis (avsnittene 6.5 og 6.6): der en bane taper penger, blir tapet mindre i dagens kroner med høyere rente og senere oppstart. Hvor stor del hvert ledd har, er bare regnet på det oppdiktede grunnlaget. (7) En prisregel der prisen settes av den marginale konkurrenten. En fagfelle pekte før frysen på at den som bygger neste anlegg i USA, kan betale mer for strøm enn snittet for industri når strøm og nett er det som binder (fagfelleloggen del 2). En slik regel ville trukket i favør av satsingen. Regnet er bare en konkurrent som betaler EU-snittet for de største kundene, som er høyere enn prisen i USA (rad 14 i følsomhetslista), og konkurrentens kraftpris innenfor spennet i flate (b) (avsnitt 6.5); en konkurrent som betaler

mer enn det, er ikke regnet. (8) En kostnad for vindkraftens inngrep i natur (avsnitt 9.3, punkt 3). Utelatelsen trekker i favør av ny fornybar kraft. (9) En høyere verdi for private datasentre som skyves ut av nettkøen enn elavgiften de ville betalt (avsnitt 4.6). Et høyere tall ville gitt lavere netto nåverdi for satsingen. (10) Renter i datasenterets byggetid. Prisen på regnekraft har dem ikke, men i Norges kontantstrøm betales bygg og første årgang over byggetiden før oppstart (avsnitt 4.2; avklaring 143 i spesifikasjonen). Det trekker mot satsingen med alle løsningene. (11) En følsomhet der statens uttak ikke tar plassen til noen private datasentre i nettkøen ($\delta_V = 0$). Andelen for R i M3 hviler nesten bare på denne forutsetningen (avsnitt 6.1), og den sparer nettinvestering bare for løsningene på nettet, men den koster også elavgiften de private ville betalt (punkt 9); retningen for netto nåverdi er ikke oppgitt. (12) Forventet netto nåverdi. Datafilene har medianen og persentilene, ikke snittet. Fordelingene har en lang venstre hale (1-persentilen for eget kjernekraftverk er −1 490,3 mrd. kr), så snittet kan ligge under medianen. (13) Halv byggetid for små enheter sammen med fritt valg av enhetsstørrelse for eget kjernekraftverk; hver for seg er de rad 9 og rad 8 i følsomhetslista. Kortere byggetid for små enheter er ikke dokumentert, så hovedkjøringen gir dem samme byggetid som store. (14) En oppdeling av tapet med ny fornybar kraft etter ledd. Følsomhetslista viser noen ledd hver for seg (avsnitt 6.1).

8.4 Gjennomgangene

Fagfellene som har lest modellspesifikasjonen, er språkmodeller. De leste postene i kildebanken, ikke primærkildene. Funnene er kontrollert av språkmodellen som har laget modellen, ved å lese ligningene og postene. For 123 poster har den også kontrollert de bærende tallene mot primærkilden, for noen i kontrollørens tekstuttrekk av den («Egenkontroll» i posten; `kilder/README.md`). Ingen av kontrollene er gjort av fagpersoner. «Uavhengig» betyr i prosjektet at leseren ikke så prosjektets kode, og i leserundene av rapporten at leseren ikke kjente prosjektets egne konklusjoner om tekstene (fagfelleloggen del 4 og 28). Det betyr ikke en annen språkmodell. Alle leserne er språkmodeller; fagfelleloggen oppgir Claude der språkmodellen er nevnt, og i flere av rundene var leseren samme språkmodell som den som bygde modellen (del 6, 7, 8 og 21). Rapporten og resultatene er ikke vurdert av eksterne fagfolk. Fagfellene gjorde egne overslag med tall fra kildebanken og parameterfila for å vise hvilke ledd som veier tyngst. Overslagene er ikke modellresultater, men de viser retningen i noen av dem, og de ble gjort før frysen. Rettelsene er begrunnet i kildene og i logikken i ligningene. To av dem ble likevel utløst av slike overslag: at andelen solgt kapasitet gjelder likt for Norge og konkurrenten, og at de to konstruerte prisscenarioene har samme varighet. Fagfelleloggen sier at den første gjør testen mildere mot hypotesen og den andre strengere; det ble skrevet før hypotesen ble endret 13. november 2026 (avsnitt 1.4).

Forhåndsregistreringen fører et tilsvarende forbehold om overslagene (under «Endringer», 12. november 2026). Det gjengis ordrett, fordi det sier hva prosjektet visste om retningen før noe var regnet:

> Forbehold: fagfellene gjorde grove overslag før frysen for å vise hvilke ledd som veier tyngst, og forslagene ble skrevet etter det. Overslagene er ikke modellresultater. De pekte mot at dedikert kjernekraft taper, og at satsingen som helhet avhenger av noen få prosent av kostnaden.

Resultatene i kapittel 6 kommer fra modellen alene.

9 Hva modellen ikke gjør

Modellspesifikasjonen lister det modellen ikke regner, i kapittel 13 (ni punkter) og, for tillegget til retningen, i kapittel 17.9 (tretten punkter). Begge listene ble skrevet før hypotesen ble endret, og noen punkter sier hva et forhold betyr for «hypotesen» i den gamle betydningen (løsning A) eller at A må slå de andre løsningene i M7; de gjengis her med ordlyden etter

endringen (avsnitt 1.4). Det gjelder punkt 5 og 7 i den første lista og punkt 10 i den andre. De sier nå hva forholdet betyr for løsning A, for hypotesen slik den nå er stilt, eller for sammenligningen i M7, og ikke mer enn spesifikasjonen sier. Der en senere avklaring i spesifikasjonen (kapittel 16) har endret eller presisert det et punkt sier, følger gjengivelsen avklaringen og viser til den. Punktene står i spesifikasjonens rekkefølge. Kapitlet gjelder det modellen ikke regner i det hele tatt; begrensninger i det den regner, står i kapittel 8. Det tredje avsnittet har tre forhold som ikke står i spesifikasjonens lister. De ble lagt til etter en leserunde 23. november 2026, etter at resultatene forelå.

9.1 Modellen som helhet (spesifikasjonen kapittel 13)

1. *Ingen kraftmarkedsmodell time for time.* Virkningen på strømprisen bygger på tolv scenarioer NVE har regnet for 2035, og på kraftbalansen for Norge samlet (ligning (S23)). Den er en førsteordens virkning, og programmer på titalls TWh ligger utenfor området kurven er laget for. Modellen fanger ikke hvor anleggene plasseres, flaskehalser og flaskehalsinntekter mellom prisområdene, kannibalisering (at prisen en kraftteknologi oppnår, faller når det bygges mer av den; verdifaktoren ψ_i i ligning (S11) er fast), driften av kraftsystemet, eller kostnaden for Statnetts funksjonskrav. At verdifaktoren er fast, trekker i favør av vindkraft og dermed av løsningene med ny fornybar kraft. Kraftbalansen i nullalternativet er den samme alle år.

2. *Stresstimen er én time.* Effektbalansen i M4 regnes for den knappeste timen (ligning (S24)). En kald uke uten vind, og pumpekraft og energilager som virker over uker, fanges ikke. At vannmagasinene brukes til å jevne ut en flat last, har ingen kostnad i modellen. At en kald uke uten vind ikke fanges, og at magasinene er gratis, trekker i favør av løsningene med ny fornybar kraft. Hvor mye, er ikke regnet.

3. *Ingen generell likevekt.* Modellen regner ikke hva satsingen gjør med kronekursen, lønnsnivået og andre næringer. Inntekten og maskinvaren er i dollar, krafta og lønningene i kroner, og kursen er holdt fast. Strømstøtte og Norgespris regnes ikke.

4. *Tilgjengeligheten for et kjernekraftverk uten nett* (løsning A) bygger på modellens egen beregning av reserveenheter og leveranse (ligningene (S8) og (S44)), ikke på en kilde. Ingen kraftreaktor drives i dag slik. Spesifikasjonen sier også at norsk regelverk for slik drift ikke finnes; det er ikke verifisert, og kildebanken har bare at energiloven krever konsesjon for produksjonsanlegg også uten tilknytning til nettet [K15-031]. Reserveaggregatene i datasenteret og utslippene fra dem er ikke modellert; aggregatene for kraftverkets egne sikkerhetssystemer er med (ligning (S36)). Hvordan store lastfall tas, med dampomføring forbi turbinen, en dumplast som tar imot overskuddet, eller batteri, og om reaktoren tåler dem ofte, er dekket bare av bufferen, batteriet i ligning (S36).

5. *Teknologiskifter* som gjør dagens brikker eller språkmodeller foreldet, ligger i prisscenarioene (ligning (S43)). At datasenteret legges ned, er ikke en egen hendelse. En nedleggelse ville trekke ned for løsning A, der kraftverket da ville stått uten kunde. At den ikke er regnet, gjør altså modellen gunstigere for A enn den ville vært med hendelsen regnet inn. (Ny ordlyd: spesifikasjonen sier at forholdet «trekker mot hypotesen i A».)

6. *Sabotasje og sikkerhetspolitikk* inngår ikke. Eksportreglene i modellen gjelder brikker (avsnitt 4.4), ikke tilgang til AI-modeller. Forsyningen av brensel til små reaktorer har ingen risiko i modellen.

7. *Verdien av norsk kontroll over regnekraft* (beredskap, suverenitet) er ikke prissatt. Det er en mulig verdi av satsingen som ikke er regnet med, så utelatelsen går i hypotesens disfavør. Spesifikasjonen sier ikke om verdien er ulik for de fem kraftløsningene. Leseren

kan legge inn egen verdi. (Ny ordlyd: spesifikasjonen sier «Det trekker mot hypotesen», skrevet da hypotesen var dedikert kjernekraft.)

8. *Skranker for arbeidskraft og kapital* er ikke med, og heller ikke hva kapitalbehovet betyr for statsbudsjettet. Løpende tilsyn i driftsfasen er ikke med (avsnitt 4.4), og beredskapssoner og avfallshåndtering er ikke skalert med antall små reaktorer.

9. *Norsk fortrinn eller globalt knapphetspåslag.* Modellen skiller ikke mellom et norsk fortrinn og et globalt knapphetspåslag som enhver investor får. Marginen i ligning (S19) viser de to leddene hver for seg, kraftfortrinnet og knapphetspåslaget. Dommen som teller, leses av i «normalisering», der knapphetspåslaget er borte før første anlegg er i drift (avsnitt 2.3). Spesifikasjonen sier at rapporten skal vise de to leddene hver for seg. Resultatkapitlet gjør ikke det: datafilene holder ikke leddene (avsnitt 8.3).

9.2 Løsning T og AI-bruk på egne maskiner (spesifikasjonen kapittel 17.9)

Den andre lista gjelder tillegget til retningen: løsning T i utgavene T-F og T-K, og scenarioene der AI-bruk flytter til brukernes egne maskiner (avsnitt 4.11). Spesifikasjonen kaller den «kjente egenskaper og det tillegget ikke gjør»; flere av punktene er egenskaper ved måten T er regnet på. T bygges i moduler på 100 MW IT, og t_N er året kjernekraften tidligst kan komme.

1. *T-F kan ikke bygge mer enn C.* Begge er bundet av takten $\bar{g}$ for ny fornybar kraft og av potensialene for vannkraft og vind på land i ligning (S12). T-F får de første modulene i drift tidligere, og hele banen står som regel ferdig samme år som i C. Den kan bli ferdig senere, fordi utskiftingen av brikker i de tidlige modulene går foran nye moduler når brikkene er knappe. Den kan bli ferdig tidligere, fordi brikkene telles fra et tidligere år og siste modul trenger mindre enn et helt anlegg.

2. *Moduler som starter tidlig, går ut tidlig.* På høye trinn kan de første modulene gå ut før de siste er startet. Banen har da ikke noe år med stabil drift, året dommen i M6 settes i, og teller som under 5 % (avklaring 53 og 85). M6 i toppåret og i 2050 rapporteres ved siden av (avklaring 103 (c)).

3. *Takten for ny fornybar kraft regnes fra året etter beslutningen*, $T_0 + 1$ (avklaring 24), også for T. NVE venter at vindkraft på land som er til behandling, trolig ikke kommer i drift før etter 2030, og at mange av søknadene om effektutvidelse i vannkraften først kan settes i drift etter 2030 [K23-006]. Det er i favør av T i de første årene. Følsomheten «ny fornybar kraft først fra 2031» viser hva det betyr; den regner takten fra 2031 for C og for fornybarmodulene i T-F og T-K (avklaring 91).

4. *Prisscenarioene «knapphet varer» og «overkapasitet»* varer ti år fra løsningens første anlegg (presisering 8). I T er det første modul, så de ti årene kommer tidlig og gjelder få MW.

5. *Taket i første trinn og ledetiden τ_1 er åpne forutsetninger.* Taket, $\bar{n}_1$, er uttaket staten kan få tilknyttet per år innenfor nettet som finnes, og τ_1 er tiden fra beslutningen til første modul kan være tilknyttet. En terskel i dem teller ikke som betingelse (presisering 5); den rapporteres som «avhenger av en forutsetning uten kilde».

6. *Verdien av å kunne stoppe eller vente* er ikke regnet inn i dommene. Statens prosjektmodell sier at anbefalingen i en konseptvalgutredning bør vurdere dette: «Anbefalingen bør inneholde en vurdering av om man bør gå videre med ett eller flere alternativer, om det er grunnlag for trinnvis gjennomføring eller inndeling i delprosjekter, og om avhengighet mot andre prosjekter eller realopsjoner knyttet til teknologisk utvikling og mer informasjon tilsier utsettelse» [K24-015]. Om en statlig datasentersatsing omfattes av rundskrivet,

avhenger av om statens kapital besluttes på forretningsmessig grunnlag. Ingen kilde i kildebanken tallfester opsjonsverdien av å dele opp en datasentersatsing (område 24, «Hull»). Banene er faste, som for de andre løsningene. Spesifikasjonens kapittel 4 har en regel om trinnvis utbygging med stopp, der neste anlegg bare bygges når marginen ligning (S19) for siste årgang i drift er positiv. Den skulle regnes for seg, utenfor dommene, også for T, og verdien av å kunne stoppe skulle rapporteres separat. Den er ikke kodet og ikke regnet i denne versjonen (avsnitt 8.3). Regelen avgjør bare om neste anlegg bygges. For ett anlegg i A, B og C er det ikke noe neste anlegg å la være å bygge. Hva «neste anlegg» betyr i T, der anlegget bygges i moduler, sier ikke spesifikasjonen. Muligheten til å la være å fornye brikkene eller å legge ned anlegget er heller ikke med: brikkene fornyes så lenge anlegget drives, så sant det er brikker (kapittel 4), og nedleggelse er ikke en egen hendelse (punkt 5 i avsnitt 9.1).

7. *Lavere etterspørsel gir i modellen ikke billigere brikker*, og kostnaden til konkurrenten, som prisen på regnekraft er regnet fra (avsnitt 4.3), er uendret.

8. *Statnetts funksjonskrav og den varslede konsesjonsordningen.* Hva de betyr for statlige anlegg, er ikke kjent, og det er ikke med. Kostnaden kan bare ramme løsningene på nettet; eget kjernekraftverk har ingen forbindelse til nettet og bærer i stedet et batteri for lastsprangene. At kravene ikke er med, trekker derfor i favør av løsningene på nettet. Regjeringen skrev 9. november 2026 at den «tar sikte på å innføre en konsesjonsordning for eksisterende og framtidige datasentre» [K12-035].

9. *Brikker som leveres mens krafta holder utbyggingen tilbake, blir liggende på lager* (avklaring 25). C og T-F har derfor nesten alltid brikker til utskifting, også rett etter en eksportstopp. Regelen er den samme for alle løsningene, men den betyr mest for dem som krafta holder lengst tilbake.

10. *Fem løsninger i stedet for tre.* Det er flere løsninger som kan gi «holder» for hypotesen, og flere som må være felt før hypotesen er «holder ikke» (avsnitt 2.5). I sammenligningen i M7 er det flere løsninger hver av dem må ha høyere netto nåverdi enn for å være best alene (avsnitt 2.2). T-F og T-K er like i trekninger der vilkåret ligning (S49) ikke er oppfylt, fordi det som gjenstår av banen ved t_N, ikke trenger en hel kjernekraftenhet og T-K da ikke får kjernekraft. Har de to da høyest netto nåverdi, deler de plassen (avklaring 137). Ellers ligger de nær C og B. (Ny ordlyd: spesifikasjonen sier at det er flere som kan gi «holder» for del I, flere som må være felt før del I er «holder ikke», og flere A må slå i M7. Del I er hypotesen, og M7 er nå en sammenligning uten dom der regelen gjelder alle fem; avklaring 135 og 137.)

11. *Usolgt kapasitet bruker kraft*, i scenarioene for egne maskiner som ellers i modellen: bortfallet virker bare gjennom inntekten (ligning (S51)), og programmet bygges og drives som i banen. Det koster løsningene på nettet mer enn A, som ikke kan selge krafta uansett.

12. *Kostnaden for å bygge opp myndighetene* i et nytt kjernekraftland (ligning (S41)) kan i T-K bli fordelt over mange år når første kjernekraftenhet kommer sent, slik som i A og B.

13. *T-K venter på kjernekraften.* Er vilkåret ligning (S49) oppfylt, stanser T-K utbyggingen av fornybar kraft ved t_N og venter på kjernekraften. Rekker ikke brikkene til, kan T-K komme dårligere ut enn T-F i den trekningen, eller banen lar seg ikke bygge.

9.3 Tre forhold utenfor spesifikasjonens lister

1. *Private datasentre er ikke prøvd.* Modellen prøver om statlig eide datasentre som selger regnekraft til utlandet, lønner seg for Norge. Om private datasentre lønner seg, for eierne

eller for Norge, prøver den ikke. De ligger i nullalternativet, der de utvikler seg som i myndighetenes egne framskrivinger (avsnitt 3.1), og de verdsettes bare der statens anlegg tar plassen deres i nettkøen (leddet V i ligning (S26)).

2. *Kjernekraft er prøvd bare som strøm til datasentrene.* Et kraftverk på nettet krediteres ikke sitt eget overskudd, slik at satsingen måles på det datasenteret tilfører (tilleggsregelen i avsnitt 4.1). Modellen sier derfor ikke om kjernekraft lønner seg i Norge ellers, som kraft til nettet uten datasentrene.

3. *Vindkraftens inngrep i natur har ingen pris.* Netto nåverdi har med kjernekraftens forventede ulykkeskostnad (ligning (S6)), slik M5 (iii) krever, men ingen kostnad for vindkraftens inngrep i natur. Areal sammenlignes bare i M5 (ii) (avsnitt 4.10). Det trekker i favør av løsningene med ny fornybar kraft. Hva inngrepet ville kostet, er ikke regnet.

10 Konklusjon

Svaret. **Hypotesen holder ikke.** Statlig eide AI-datasentre som eksporterer regnekraft, lønner seg ikke for Norge i scenarioet som teller, og de kan ikke bli en inntektskilde slik oljen har vært. Svaret gjelder alle de fem kraftløsningene, og dommen over hypotesen er den samme i alle de seks scenarioene som er regnet. Tapet er størst med eget kjernekraftverk, et kraftverk uten nettforbindelse bygd av mange små reaktorer. Kjernekraft på nettet taper mindre, og ny fornybar kraft minst. Regnekraft som statlig eksportnæring i stor skala, «den nye oljen», bør derfor ikke stå som mål for staten; rådet bygger på et normalt marked. Dette kapitlet sier hva som bærer svaret, hva som kunne endre det, og hva vi lærte. Tallene og reglene bak står i kapittel 6.

Hva som bærer svaret. Scenarioet som teller, er normalscenarioet («normalisering»): dagens knapphetspåslag i prisen på regnekraft er borte før det første anlegget er i drift. At påslaget er borte så tidlig, er et valg uten kilde, låst før modellen ble regnet; den eneste tallfestede analogien i kildebanken, inntjeningen i skipsfarten etter et sjokk, peker samme vei [K13-016]. Der er netto nåverdi for samfunnet, alle gevinster minus alle kostnader for Norge regnet om til verdien i dag, negativ i medianen for alle fem løsningene. For ett anlegg på 1 000 MW er medianen −19,5 mrd. kr med ny fornybar kraft, −109,8 mrd. kr med kjernekraft på nettet og −208,2 mrd. kr med eget kjernekraftverk. Eget kjernekraftverk er i modellen et kraftverk uten nettforbindelse, bygd av mange små reaktorer med reserveenheter, etter oppsettet i en studie fra amerikanske nasjonallaboratorier [K12-001] (avsnitt 3.1). Med kjernekraft, eget kraftverk eller på nettet, dekker prisen heller ikke kostnaden for virksomheten: kostnaden per enhet regnekraft er under prisen i 0,0 % av trekningene (avsnitt 6.1).

Det som skiller regnekraft fra oljen, er at det norske fortrinnet har et tak. I et normalt marked er prisen på regnekraft i modellen satt lik kostnaden til en ny konkurrent med vanlig avkastning, og kraften, der Norge står sterkt, er om lag 7 % av årskostnaden for et anlegg [K08-K03]. Brikkene koster det samme i Norge som andre steder, så utover vanlig avkastning kan et norsk anlegg bare tjene forskjellen i kraftkostnad og lokale kostnader (ligning (S19)). Gevinsten er dermed begrenset av måten prisen er satt på, mens tapet er et funn: med ny fornybar kraft går anlegget i null i medianen hvis prisen er 7 % høyere (under). Nåverdien er positiv i høyst 1,1 % av de 10 000 trekningene, men fordi prisen er satt lik kostnaden, sier andelen ikke hvor sannsynlig en høyere pris er. Hvor tapet med ny fornybar kraft kommer fra, viser følsomhetene bare delvis: uten eksportstansene blir medianen −14,9 mrd. kr, uten regelen som tar bort overskuddet til kraftverkene på nettet (ligning (S45)) −14,3 mrd. kr og uten skattekostnaden −17,0 mrd. kr (avsnitt 6.6). Hvor mye hvert ledd bærer samlet, er ikke regnet.

Skalaen er langt unna. Grensen for at satsingen skal kunne kalles en ny olje, er 5 % av statens netto kontantstrøm fra petroleum, 26,8 mrd. kr per år (avsnitt 2.1). Telleren er bidraget

til Norges inntekt utover vanlig avkastning på kapitalen, nevneren statens kontantstrøm fra petroleum. Ett anlegg ligger under grensen i 100,0 % av trekningene, med alle løsningene. Målt som statens kontantstrøm i første år med stabil drift, samme slags størrelse som oljeinntektene, er ett anlegg i medianen 5,9 til 9,5 % av dem. Det tallet trekker ikke fra avkastningen på kapitalen som er bundet, og er ikke målet som ble satt på forhånd (avsnitt 6.4). Flere anlegg løfter ikke bidraget over grensen, og de lar seg ofte ikke bygge: et program på fem anlegg lar seg ikke bygge innen 2100 i 49,6 til 83,8 % av trekningene, avhengig av løsningen. Den andelen hviler på tre åpne forutsetninger uten kilde: hvor mye kjernekraft og ny fornybar kraft som kan settes i drift per år, og hvor stor del av verdens produksjon av AI-servere ett program kan få. Dommene leses derfor av på trinnet med 1 anlegg, fordi regelen som ble satt på forhånd, gir det: ingen løsning når 5 % av oljeinntektene i minst 80 % av trekningene uansett antall anlegg, og da leses dommene av på det største programmet der minst én løsning har et år med stabil drift i minst 80 % av trekningene (avsnitt 6.1). I et normalt marked kunne grensen i praksis ikke nås, fordi prisen er satt lik kostnaden og store programmer ikke rekker å bli bygget. Neiet til hypotesen kommer fra lønnsomheten.

Hva som kunne endre svaret. Resultatet er ikke at regnekraft aldri kan lønne seg. Tre ting trekker den andre veien.

- *Renten.* Hovedberegningen bruker et markedsbasert avkastningskrav, fordi statens regler, slik vi leser dem, sier det for statlig forretningsdrift i konkurranse med private (avsnitt 2.6). Regnet med statens vanlige kalkulasjonsrente (4 %, lavere etter 40 år) blir nåverdien positiv med ny fornybar kraft: median 87,6 mrd. kr, positiv i 94,2 % av trekningene (avsnitt 6.6). Med kjernekraft på nettet blir medianen −40,8 mrd. kr, positiv i 32,7 %; med eget kjernekraftverk blir den lavere enn i hovedberegningen, −263,8 mrd. kr. En lavere rente gjør tapet i kraftverket, som ligger år fram i tid, større i dagens kroner, og for eget kjernekraftverk veier det tyngre enn at prisen fortsatt bygger på markedets krav; hvor mye hvert ledd gir, er ikke regnet ut med de frosne tallene. Da er bare nåverdien regnet om: prisen på regnekraft bygger fortsatt på markedets avkastningskrav, og skalaen er ikke regnet på nytt. Regnemåten betyr at staten bærer risikoen som markedet ellers tar betalt for; et lavere krav også i markedet ville i modellen gitt lavere pris. At regelen for forretningsdrift i konkurranse med private gjelder her, er prosjektets tolkning, og avkastningskravet for regnekraft er en åpen forutsetning. Får bare kraftverket for kjernekraft på nettet et høyere avkastningskrav (rad 4 i tabell 11), blir medianen for den løsningen bedre, ikke dårligere: salget betaler ikke tilbake reaktoren, og et tap som ligger år fram i tid, blir mindre i dagens kroner jo høyere renten er. Av samme grunn trekker det i favør av eget kjernekraftverk at hovedberegningen regner verket med avkastningskravet for regnekraft, som er høyere enn kravet for kraft; med kravet for kraft blir medianen −260,1 mrd. kr (rad 3).
- *Knappheten.* Varer dagens knapphetspåslag i ti år etter at det første anlegget er i drift, er medianen positiv med ny fornybar kraft (68,9 mrd. kr, positiv i 87,9 % av trekningene), men fortsatt negativ med kjernekraft på nettet (−15,7 mrd. kr, positiv i 43,4 %) og med eget kjernekraftverk (−104,1 mrd. kr). Hypotesen holder ikke der heller: et ja krever vilkår som kan tallfestes med tall fra kildene, og det kan de ikke her (avsnittene 6.1 og 6.5). Scenarioet er konstruert og har ingen kilde.
- *Prisen.* Utfallet avgjøres først av prisen på regnekraft, og den kan ingen kilde forutsi. I normalscenarioet må den ligge 7 % over modellens forløp for at et anlegg med ny fornybar kraft skal gå i null i medianen, 43 % over med kjernekraft på nettet og 79 % med eget kjernekraftverk (avsnitt 6.5). Etter prisen betyr dette mest: med eget kjernekraftverk skalafordeler, kostnadsoverskridelser og byggetid; med ny fornybar kraft hvor mye ny kraft som kan settes i drift per år, et tall uten kilde.

Hva vi lærte.

- *Ikke bind staten til stor skala.* Ingen av løsningene bærer et program på fem anlegg eller mer. Vurderes et statlig engasjement likevel, bør det være lite, trinnvis og med avtalt pris før kapitalen bindes: utfallet står og faller på en pris staten ikke rår over. At prisen bør være avtalt, er en vurdering; modellen regner ikke en slik avtale. Trinnvis utbygging gir likevel større tap i modellen i et normalt marked, og verdien av å kunne stoppe underveis er ikke regnet.
- *Kraften først. Eget kjernekraftverk uten nett ga størst tap, kjernekraft på nettet mindre.* Med eget kjernekraftverk er medianen lavest av de fem løsningene, og sammenlignet med samme modell og regler er det best i 0,1 % av trekningene for ett anlegg, ny fornybar kraft i 95,9 % (avsnitt 6.2). Sammenligningen gir ingen dom (avsnitt 2.2): den sier hvor ofte hver er best, og at en løsning er best, betyr ikke at den lønner seg. Med fem anlegg er løsningene med kjernekraft oftere best (37 mot 17 %), fordi så mye ny fornybar kraft sjelden lar seg bygge; der den kan bygges, er den best i 99,65 %. Hvor mye ny fornybar kraft og hvor mye kjernekraft som kan settes i drift per år, er åpne forutsetninger uten kilde og svært ulike, 0,2 til 0,6 TWh ny fornybar kraft ut over det som bygges uansett mot 500 til 2 000 MW kjernekraft, og sammenligningen med fem anlegg hviler på dem. Med fem anlegg er nåverdien nesten aldri positiv, uansett løsning. Kravet til strømprisen holder i 100,0 % av trekningene med alle fem løsningene, fordi de er bygd med like mye ny kraft som datasenteret bruker; prisen er regnet som årspris for landet samlet, ikke time for time og ikke der anlegget ligger. Kjøpes kraften fra nettet uten at ny kraft bygges, holder kravet bare i 33,4 %, og den andelen hviler mest på hvor mye av uttaket som tar plassen til private datasentre i nettkøen, en åpen forutsetning (førsteordens Sobol-indeks 0,8443, avsnitt 6.5). Forsyningssikkerheten svekkes da i 100,0 %, per definisjon: «svekkes» betyr svakere enn uten anlegget, uansett hvor lite. Med eget kjernekraftverk holder den per definisjon, fordi verket ikke er koblet til nettet. De andre løsningene er vurdert uten tiltakene som er betalt, og med ny fornybar kraft er den ikke svakere i 69,0 % av trekningene. Miljøkravet holder per definisjon for ny fornybar kraft. For kjernekraft holder det på vilkår, fordi kjernekraften i én av tre kilder ligger over vind på land, 12 mot 11 g CO_2 per kWh (avsnitt 6.1). Hvor mye ny kraft som kan bygges per år, bør utredes før noe annet.
- *Det tar lang tid.* Trinnvis utbygging i moduler på 100 MW har de første modulene i drift i 2034 i medianen. Et helt anlegg på 1 000 MW er i drift i 2048 med ny fornybar kraft og i 2049 med kjernekraft (avsnitt 6.3). Årstallet for de første modulene bygger på forutsetningen om 3 til 7 år fra beslutning til første tilknytning til nettet som finnes, en åpen forutsetning. Årstallene for kjernekraft bygger på forutsetningen om 15 til 25 år fra beslutning til første kjernekraft i drift [K05-031, K05-032].
- *Etterspørselen kan flytte.* Flytter 80 % av AI-bruken utenom trening til brukernes egne maskiner, faller medianen for den beste løsningen til mellom −138,1 og −218,2 mrd. kr, og ingen trekning gir positiv nåverdi (avsnitt 6.1). Forløpet med egne maskiner er prosjektets eget og har ingen kilde.
- *Eierformen redder ikke regnestykket.* Ingen av de fire statlige eierformene kan anbefales framfor de andre: nåverdien for staten er negativ med alle fire i 97,0 til 100,0 % av trekningene. Om de er forenlige med statsstøttereglene i EØS-avtalen, står åpent: vi fant ingen kilde som vurderer det (avsnittene 3.2 og 6.4).
- *Tett kunnskapshullene før store beslutninger.* De åpne tallene for inntekt per megawatt regnekraft er selskapenes egne og spriker mye, og ingen kilde måler hvor mye av kapasiteten som blir solgt. Staten publiserer ikke avkastningskravene til egne selskaper, og ingen kilde tallfester kapitalkostnaden for et kraftverk med ett datasenter som eneste kunde. Et kraftverk som forsyner ett datasenter uten nettet som støtte, har nesten ikke

erfaringsgrunnlag. Disse hullene, og en vurdering av eierformene mot statsstøttereglene, kan utredes nå og koster lite mot investeringene det gjelder.

- *Regn åpent.* Analyser av store investeringer i regnekraft og kraft bør være åpne: forutsetninger, kilder og kode, og kriterier satt før det regnes. Denne rapporten er laget slik (kapittel 2).

Hva dette ikke er. Modellen er et regnestykke, ikke en offentlig utredning og ikke en anbefaling om å bygge. Den prøver statlig eide datasentre som selger regnekraft til utlandet. Om private datasentre lønner seg for eierne, er ikke prøvd; de ligger i nullalternativet, det satsingen sammenlignes med. Om private eiere ville gjort det bedre enn staten, er heller ikke prøvd. Modellens anlegg eier både bygget og brikkene; at staten bare eier tomt, bygg og kraft og leier dem ut til andre som eier brikkene, er ikke prøvd. Verdien av norsk kontroll over regnekraft for beredskap og suverenitet er ikke prissatt, og annen bruk av KI er ikke regnet. 40 av de 137 parameterne er åpne forutsetninger, der ingen kilde gir tallet direkte. Kildene er kontrollert av språkmodeller, ikke av fagpersoner, og resultatene er ikke vurdert av eksterne fagfolk. Resultatfilene er gjenskapt på samme maskin, ikke på en annen ennå.

Forbeholdene går begge veier. To kjente begrensninger kan gjøre kjernekraft dyrere enn i modellen: kostnadsoverskridelsene kan ha en tyngre hale enn modellen regner med, og tilpasning av et utenlandsk reaktordesign til norsk regelverk er ikke regnet inn. Andre forhold trekker i kjernekraftens favør. Kildene viser mer læring og raskere bygging enn de frosne spennene tillater, og sluttkostnader for store reaktorer under spennet i modellen, som er 10 500 til 16 500 USD/kW uten renter: Olkiluoto 3 i Finland endte på 7 200 og Saeul 1–2 i Korea på 2 700 USD/kW (2023-dollar, uten renter) [K28-008]. Emiratene, et nytt kjernekraftland, bygde Barakah med en finansieringsramme på om lag 4 400 USD/kW med renter, nominelt [K03-011], og fikk første enhet på nettet om lag tolv år etter vedtaket, under nedre grense på 15 år i modellen [K05-034]; andre nye kjernekraftland har brukt lenger tid [K05-035, K05-038]. I om lag halvparten av trekningene leses kostnadsspennet for kjernekraft som et budsjett, og en overskridelse legges oppå. Leses det som sluttkostnad i alle trekningene, blir medianen −166,6 mrd. kr med eget kjernekraftverk og −87,8 mrd. kr med kjernekraft på nettet (rad 1 i tabell 11). Observasjonene i kildene er ikke regnet inn (kapitlene 7 og 8). Tre forenklinger trekker i favør av ny fornybar kraft: vannmagasinene som finnes, jevner ut uten kostnad (ny lagring bygges ikke), verdien av vindkraft faller ikke når mye bygges, og en kald uke uten vind er ikke regnet. To trekker mot satsingen med alle løsningene: prisen på regnekraft har ingen renter i datasenterets byggetid, mens Norge betaler bygget og de første brikkene før oppstart, og bare Norge kan rammes av stans i leveransene av brikker. Hva Statnetts funksjonskrav for datasentre på nettet koster, er ikke regnet; det trekker i favør av løsningene på nettet. Høyere strømpris regnes som en gevinst for landet så lenge Norge eksporterer kraft, og hvem som betaler, er ikke regnet. Det modellen ikke regner på, står i kapittel 9.

Kilder

Henvisninger i hakeparentes, som [K27-138], viser til poster i kildebanken (`kilder/`). I PDF-en er hver henvisning en lenke til posten i lista under.
Lista har de 343 postene i kildebanken som rapporten viser til: 336 i teksten og 224 i parametertabellen i vedlegg B (noen begge steder). I tillegg står 25 poster som rapporten ikke viser til selv, men som en annen post i lista viser til (for eksempel «som K27-124»), slik at hver slik henvisning kan følges. Til sammen er det 368 poster fra 28 av de 28 områdene i `kilder/`. Hver post står med tittel og med kildefeltet slik posten gir det: kilde, sted i kilden og lenke. Arbeidsnotater fra kontrollen av kildene, som lokale kopier og verktøyene en kilde ble lest med, er tatt ut. Posten i `kilder/` har i tillegg påstanden, tallene, et ordrett sitat og kontrollen mot primærkilden. Lista er laget av `rapport/lag_referanser.py` og rettes ikke

for hånd.

[K01-015] IEA 2026: mangel på HBM-minne varer minst ut 2027 og begrenser AI-servere til om lag 25 GW per år. IEA, *Key Questions on Energy and AI*, 2026, Executive Summary s. 10; avsnitt 1, s. 21–22.

[K01-040] Anthropic (9 mnd. 2026): regnekraft og infrastruktur utgjør 57 % av inntektene; kunderettet regnekraft 14,5 %. Anthropic, PBC, Form S-1/A-2, SEC, 10.11.2026, «Summary Consolidated Financial and Other Data»; MD&A s. 143; Note 8 «Supplemental Operating Expense Information», s. F-41.

[K02-029] AI Diffusion Rule (januar 2025): Norge var plassert i tier 1. Bureau of Industry and Security, «Framework for Artificial Intelligence Diffusion», 90 FR 4544–4584, 15.1.2025 (FR Doc. 2025-00636). Listen over tier 1-land står på s. 4548 (gjentatt s. 4554), kvoten på s. 4562. https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2025-01-15/pdf/2025-00636.pdf

[K02-030] USA opphevet AI Diffusion Rule i mai 2025 og lovet en ny regel. U.S. Department of Commerce/BIS, pressemelding «Department of Commerce Rescinds Biden-Era Artificial Intelligence Diffusion Rule, Strengthens Chip-Related Export Controls», PDF datert 12.5.2025. https://media.bis.gov/sites/default/files/documents/05.07%20Recission%20of%20AI%20Diffusion%20Press%20Release.pdf

[K02-032] BIS mai 2026: lisensplikt for enheter med hovedkontor i Kina (D:5) og Macau, uansett hvor de ligger. BIS, «Guidance Regarding Enforcement of License Requirements for Advanced Computing Items for Entities Headquartered in Country Group D:5 and Macau», 31.5.2026. https://www.bis.gov/media/documents/bis-guidance-may-31-2026.pdf

[K02-044] Kraftpriser for de største industrikundene: Norge, Norden og konkurrentlandene (Eurostat). Eurostat, datasett nrg_pc_205 «Electricity prices for non-household consumers – bi-annual data», oppdatert 19.10.2026, filter nrg_cons=MWH_GE150000, currency=EUR, unit=KWH, tax=X_TAX/I_TAX, hentet via API 11.11.2026. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table

[K02-045] Kraftpris for industrien i USA (EIA). U.S. Energy Information Administration, *Electric Power Monthly*, tabell 5.3 «Average Price of Electricity to Ultimate Customers: Total by End-Use Sector», data for august 2026, publisert 23.10.2026. https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_5_3

[K03-001] Flamanville 3: sluttkostnad mot første budsjett. Cour des comptes, «La filière EPR : une dynamique nouvelle, des risques persistants», januar 2025, https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2025-01/20250114-La-filiere-EPR%20-une-dynamique-nouvelle-des-risques-persistants.pdf, s. 26–28, tabell 1 og 2.

[K03-002] Flamanville 3: planlagt mot faktisk byggetid. (1) Cour des comptes 2025 (som K03-001), s. 26. (2) EDF, «Half-year financial report at 30 June 2026», https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2026-07/2026-07-31-edf-half-year-results-financial-report-2026.pdf, note 2. (3) Schneider m.fl., World Nuclear Industry Status Report 2025 (WNISR), https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/wnisr2025-v2.pdf, s. 61.

[K03-006] Hinkley Point C: kostnad og tidsplan. (1) EDF, halvårsrapport 30.06.2026 (som K03-002). (2) Cour des comptes 2025, s. 38–39, tabell 4.

[K03-011] Barakah 1–4: kostnad og forsinkelse. World Nuclear Association, «Nuclear Power in the United Arab Emirates», lest 2026-11-11, https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-arab-emirates.

[K03-020] Norge (NOU 2026: 4): investeringskostnad for store reaktorer og SMR. NOU 2026: 4 «Kjernekraft i Norge?», https://www.regjeringen.no/contentassets/b0434b593e544902aad54f7a29a07b84/no/pdfs/nou202620260004000dddpdfs.pdf, kap. 8.1.1–8.1.3, s. 108–110.

[K03-021] Norge (NOU 2026: 4): nødvendig kraftpris for lønnsomhet. NOU 2026: 4, kap. 26 (s. 381–382) og sammendraget i kap. 1.

[K03-027] IEA 2025: LCOE i 2040 etter region; SMR mot store reaktorer. IEA, «The Path to a New Era for Nuclear Energy», jan. 2025, https://iea.blob.core.windows.net/assets/99ad2a8e-08f6-40aa-8989-1dac4eea1dd1/ThePathtoaNewEraforNuclearEnergy.pdf, kap. 2, s. 50–51 (figur 2.7).

[K03-028] INL metaanalyse 2024 (grunnlag for NREL ATB 2024): OCC, byggetid og læringsrate. Abou-Jaoude m.fl., «Meta-Analysis of Advanced Nuclear Reactor Cost Estimations», INL/RPT-24-77048, Revision 0, april 2024 (lenken under; Revision 2, juli 2024, https://inldigitallibrary.inl.gov/sites/sti/sti/Sort_107010.pdf, har samme verdier i tabell A-1), https://gain.inl.gov/content/uploads/4/2024/11/INL-RPT-24-77048-Meta-Analysis-of-Adv-Nuclear-Reactor-Cost-Estimations.pdf, tabell A-1 (s. vi). NREL ATB 2024 bruker disse tallene (NREL, «Annual Technology Baseline: The 2024 Electricity Update», s. 77).

[K03-030] Bransjens SMR-anslag (NEI 2021): FOAK og NOAK med 10–15 % læringsrate. Nuclear Energy Institute, «The Economics of Small Modular Reactors», mars 2021, https://www.nei.org/getContentAsset/75b1d5ed-c2a4-4c03-82ad-d2da080a7fbe/8d8ff8d6-b2ae-401b-a63c-f6b108e809d2/SMR-Start-Economic-Analysis-2021-(APPROVED-2021-03-22).pdf?language=en-US, vedlegg A, tabell A-5 og tekst under figur A-11.

[K03-032] Darlington New Nuclear Project (BWRX-300, Canada): budsjett ved byggestart. OPG, «OPG reports 2025 first quarter financial results», mai 2025, gjengitt

https://finance.yahoo.com/news/opg-reports-2025-first-quarter-184200564.html.

[K03-033] Darlington 2026: første enhet går over tid og budsjett. OPG, «OPG Reports 2026 Third Quarter Financial Results», gjengitt https://ca.finance.yahoo.com/news/opg-reports-2026-third-quarter-192600595.html; The Globe and Mail, https://www.theglobeandmail.com/business/article-darlington-small-modular-reactor-ontario-power-generation.

[K03-037] Frankrike: negativ læring (Grubler). A. Grubler, «An Assessment of the Costs of the French Nuclear PWR Program 1970–2000», IIASA IR-09-036, 2009, https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/9116/1/IR-09-036.pdf, s. 25–26 (figur 8). Publisert i fagfellevurdert form: Energy Policy 38 (2010) 5174–5188.

[K03-038] Frankrike: mindre økning og positiv læring innen samme serie (Escobar Rangel og Lévêque). L. Escobar Rangel og F. Lévêque, «Revisiting the cost escalation curse of nuclear power. New lessons from the French experience», arbeidsnotat (Mines ParisTech), 03.12.2012, https://www.tse-fr.eu/sites/default/files/medias/doc/conf/eem/papers_2013/leveque.pdf, avsnitt 3–4 (s. 14–16).

[K03-039] USA: NOAK dyrere enn FOAK; produktivitet og «myke» kostnader (Eash-Gates m.fl.). P. Eash-Gates, M. M. Klemun, G. Kavlak, J. McNerney, J. Buongiorno, J. E. Trancik, «Sources of Cost Overrun in Nuclear Power Plant Construction Call for a New Approach to Engineering Design», Joule 4(11) 2020, 2348–2373, https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243512030458X, sammendrag og «Highlights».

[K03-040] Sør-Korea: fallende kostnader? Lovering m.fl. mot kritikerne. A. Gilbert, B. K. Sovacool, P. Johnstone, A. Stirling, «Cost overruns and financial risk in the construction of nuclear power reactors: A critical appraisal», Energy Policy 102 (2017) 644–649 (aksepterte manus), https://pure.au.dk/ws/files/119052759/Cost_overruns_and_financial_risk_in_the_construction_of_nuclear_power.pdf, s. 5–6; NOU 2026: 4, kap. 8.1.5, s. 111.

[K03-043] Stordriftsulemper for SMR: skalaeksponent (Kim og Macfarlane). P. Kim og A. Macfarlane, «Challenges of small modular reactors: A comprehensive exploration of economic and waste uncertainties associated with U.S. small modular reactor designs», Progress in Nuclear Energy 190 (2026) 105989, kopi på https://www.nirs.org/wp-content/uploads/2025/09/SMR-Costs_Challenges-of-SMRs-cost-waste_Kim-Macfarlane_2026.pdf, avsnitt 2.1 (likning 1) og avsnitt 4.

[K03-044] Referanseklasse: kostnadsoverskridelser for 180 reaktorer. Gilbert m.fl. 2017 (som K03-040), tabell 1 og s. 8–9, basert på Sovacool, Gilbert og Nugent, «An international comparative assessment of construction cost overruns for electricity infrastructure», Energy Research & Social Science 3 (2014) 152–160.

[K03-045] Referanseklasse: 662 energiprosjekter (Sovacool og Ryu 2025). B. K. Sovacool og H. Ryu, «Beyond economies of scale: Learning from construction cost overrun risks and time delays in global energy infrastructure projects», Energy Research & Social Science 123 (2025) 104057, https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2214629625001380, resultatavsnittet og sammendraget.

[K03-046] Byggetid i verden 2015–2024 (WNISR). WNISR 2025 (som K03-002), s. 61–62.

[K03-047] Smigods, anrikning og konsentrasjon (IEA). IEA 2025 (som K03-027), kap. 2, s. 61–63.

[K03-K03] Byggetid i verden 2016–2025 (WNISR 2026). Schneider m.fl., World Nuclear Industry Status Report 2026, https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/wnisr2026-v1.pdf, s. 23 (sammendrag, fotnote 10) og PDF-s. 59–60.

[K04-003] EIAs forutsetninger for drift av nye reaktorer (AEO2026). U.S. Energy Information Administration, «Assumptions to the Annual Energy Outlook 2026: Electricity Market Module», april 2026. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/EMM_Assumptions.pdf — Tabell 3, s. 6.

[K04-011] Global kapasitetsfaktor 2024 (bransjens tall). World Nuclear Association, «World Nuclear Performance Report 2025». https://world-nuclear.org/images/articles/World_Nuclear_Performance_Report_2025_ec7e189b.pdf — s. 10–11 (avsnitt «Operating performance», figur 8–12). Nyere utgave: WNA, «World Nuclear Outlook Report 2026», avsnitt 2.6 «Nuclear reactor capacity factors in 2025». https://world-nuclear.org/our-association/publications/world-nuclear-outlook-report/world-nuclear-outlook-report-2026-full-document — sitat: «In 2025, the global average capacity factor was 83.7%, up from 82.9% in 2024».

[K04-013] Reaktorer i langvarig stans (kritisk uavhengig rapport). M. Schneider m.fl., «The World Nuclear Industry Status Report 2025» (versjon 2, 18.01.2026), Mycle Schneider Consulting. https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/wnisr2025-v2.pdf — s. 22 (antall i LTO) og s. 52 (LTO-definisjonen). Nyeste utgave: M. Schneider m.fl., «The World Nuclear Industry Status Report 2026» (v1, september 2026). https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/wnisr2026-v1.pdf — s. 22 (antall i LTO og produksjon 2025), s. 51 (definisjonen, uendret). Sitat 2026: «There were 30 units in LTO, including 18 in Japan, six in Ukraine, three in South Korea, and one each in Argentina, China, and India.»

[K04-014] Kapasitetsfaktor for den amerikanske flåten 2023–2025. EIA, «Electric Power Monthly», Table 6.07.B «Capacity Factors for Utility Scale Generators Primarily Using Non-Fossil Fuels». https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b

[K04-016] Dokumentert drift for nyere reaktortyper. WNISR 2025 (URL som K04-013), s. 46 (Olkiluoto-3), s.

75 (HTR-PM, Taishan), s. 34–35 (HTR-PM, Lomonosov). Nyeste utgave: WNISR 2026 (URL i K04-013), s. 72 (HTR-PM, Taishan-1) og s. 499 (OL3). Sitat 2026: «their load factor improved from under 21 percent in 2024 to 52 percent in 2025» / «With a load factor of 75.2 percent in 2025, OL3's performance remains disappointing.»

[K04-017] Teknisk levetid: amerikanske lisenser til 80 år. U.S. Nuclear Regulatory Commission, «Status of Subsequent License Renewal Applications». https://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html

[K04-018] Teknisk og økonomisk levetid i Sverige. Svensk Kärnbränslehantering AB (SKB), «Plan 2025» (kostnadsberegning etter finansieringsloven). https://skb.se/publikation/2520444/Plan+2025.pdf — Tabell 4-1, s. 32.

[K04-019] Brenselsbytte: hyppighet og varighet (USA). EIA, «Capacity outages at U.S. nuclear power plants averaged 3.1 gigawatts this summer», Today in Energy, 2021. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=49796

[K04-022] Største enhet i forhold til nettet, øydrift og overgang til husholdslast. IAEA, «Electric Grid Reliability and Interface with Nuclear Power Plants», IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-3.8, Wien 2012. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1542_web.pdf — s. 14 (øydrift), s. 50 (Forsmark 2006), Appendix II s. 59 (største enhet).

[K04-028] Svenske kjernavfallsavgifter per kWh. Riksgälden, nyhetsliste «Kärnavfallsfinansiering» (forslag om avgifter 2024–2026 og 2025–2026, tabell 1–2). https://www.riksgalden.se/press-och-publicerat/pressmeddelanden-och-nyheter/nyhetslistor/nyhetslista-karnavfallsfinansiering/rss

[K04-029] Mengde brukt brensel per produsert energi (Sverige). SKB, «Plan 2025» (URL som K04-018), Tabell 4-1 (s. 32) og Tabell 4-2 (s. 33).

[K04-030] Mengde brukt brensel i USA. Congressional Research Service, «Nuclear Energy: Overview of Congressional Issues», R42853 (oppdatert 2026). https://www.congress.gov/crs_external_products/R/HTML/R42853.html — avsnittet om brukt brensel.

[K04-038] Beregnet risiko for en moderne stor reaktor (AP1000, leverandørens PSA). Westinghouse, «AP1000 Design Control Document», Rev. 19, Tier 2, kap. 19 «Probabilistic Risk Assessment», NRC ADAMS ML11171A411. https://www.nrc.gov/docs/ML1117/ML11171A411.pdf — avsnitt 19.59.8 «Overall Plant Risk Results» og tabellen over CDF/LRF for interne hendelser, flom og brann ved drift og nedstengning, s. 19.59-73 (rett før Tabell 19.59-17).

[K04-039] Observert frekvens for kjernesmelte (fagfellevurdert). J. Lelieveld, D. Kunkel, M. G. Lawrence, «Global risk of radioactive fallout after major nuclear reactor accidents», Atmospheric Chemistry and Physics 12: 4245–4258, 2012. https://acp.copernicus.org/articles/12/4245/2012/acp-12-4245-2012.pdf — s. 4249.

[K04-042] Fukushima: offisielt kostnadsanslag. Tokyo Electric Power Company Holdings, «FY2026 1st Quarter Financial Results», 29.07.2026, lysbilde 36 «(Ref.) Overview of Necessary Funds to Fulfill Our Responsibilities to Fukushima» (bygger på METIs anslag). https://www.tepco.co.jp/en/hd/about/ir/library/presentations/pdf/260729_01-e.pdf

[K04-043] Fukushima: høyere uavhengig anslag. Japan Center for Economic Research, «Accident Cleanup Costs Rising to 35-80 Trillion Yen in 40 Years», 03.07.2019. https://www.jcer.or.jp/english/accident-cleanup-costs-rising-to-35-80-trillion-yen-in-40-years

[K04-044] Ansvarsgrenser i Norge (Paris/Brussel-regimet). Lov 12. mai 1972 nr. 28 om atomenergivirksomhet (atomenergiloven), §§ 30 nr. 1, 35 nr. 1, 39 nr. 1, 41 nr. 1 (endret ved lov 15. juni 2007 nr. 37, i kraft 1.1.2022). https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1972-05-12-28

[K04-046] Livsløpsutslipp av klimagasser (IPCC AR5). IPCC, Fifth Assessment Report, Working Group III, Annex III «Technology-specific Cost and Performance Parameters», 2014. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf — Tabell A.III.2, s. 1335.

[K04-047] Livsløpsutslipp, harmonisert oppdatering (NREL). National Renewable Energy Laboratory, «Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: Update», faktaark NREL/FS-6A50-80580, september 2021. https://docs.nlr.gov/docs/fy21osti/80580.pdf (arkivkopi under det gamle domenet: https://web.archive.org/web/20250428180823/https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/80580.pdf) — Tabell 1.

[K04-048] Arealbruk per produsert energi. J. Lovering, M. Swain, L. Blomqvist, R. R. Hernandez, «Land-use intensity of electricity production and tomorrow's energy landscape», PLOS ONE 17(7): e0270155, 2022. https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0270155 — Resultater (Fig 1, Table 1) og Diskusjon.

[K04-049] Vannforbruk og vannuttak til kjøling. J. Macknick, R. Newmark, G. Heath, K. C. Hallett, «Operational water consumption and withdrawal factors for electricity generating technologies: a review of existing literature», Environmental Research Letters 7: 045802, 2012. https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/7/4/045802 — tabellene for forbruk og uttak (fornybare og ikke-fornybare).

[K05-021] Atomansvar: ansvarsgrense 700 millioner euro. Atomenergiloven § 30 (ansvarsbegrensning), Lovdata, https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1972-05-12-28

[K05-023] Myndighetskapasitet: om lag 7 700 årsverk for å bygge infrastrukturen. NOU 2026: 4, kap. 13.2, s. 188 (med figur 13.2). Kap. 13.3.1, s. 191.

[K05-024] Tilsynskapasitet i andre land (Finland, Sverige, Storbritannia). NOU 2026: 4, kap. 13.2, s. 189 (med henvisning til SOU 2025:7) og boks 13.2, s. 190. DSA og Energi21: s. 191.

[K05-029] SMR utenfor nettet for datasentre: utvalgets vurdering. NOU 2026: 4, kap. 12.2.4, s. 181.

[K05-030] IAEA: minst 10–15 år fra fase 1 til første kraftverk. IAEA, *Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power*, IAEA Nuclear Energy Series No. NG-G-3.1 (Rev. 2), 2024, https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PUB2073_web.pdf, s. 2, s. 6 (fig. 1) og s. 94.

[K05-031] Norske anslag: minst 20 år, tidligst midten av 2040-tallet. NOU 2026: 4, kap. 2.3, s. 28. Kap. 2.5, s. 31. Kap. 2.7, s. 35. Kap. 31, s. 430–431.

[K05-032] Multiconsult & Amentum: 15–25 år fra NEPIO, IAEA 2012: 5–6 + 5–6 år. NOU 2026: 4, kap. 9.3, s. 128–129 (figur 9.2 på s. 128) og kap. 32, s. 436–437 (tabell 32.1 og figur 32.1).

[K05-034] Nykommerland: De forente arabiske emirater (Barakah). NOU 2026: 4, boks 9.2, s. 129. World Nuclear Association, «Nuclear Power in the United Arab Emirates» (oppdatert 16.07.2026), https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-arab-emirates

[K05-035] Nykommerland: Tyrkia (Akkuyu). World Nuclear Association, «Nuclear Power in Turkey» (2026), https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/turkey

[K05-038] Nykommerland: Polen. NOU 2026: 4, kap. 9.3, s. 128. World Nuclear Association, «Nuclear Power in Poland» (2026), https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/poland

[K05-050] Avfalls- og dekommisjoneringskostnad for ny kjernekraft. NOU 2026: 4, kap. 8.2.2–8.2.3, s. 115–116 (Multiconsult & Amentum 2026, svenske kjernekraftavgifter, tabell 8.1).

[K05-K03] Statnett i høringen: kjernekraft først etter 2045. Europower, «Statnett om kjernekraft: Tommel opp i fremtiden», publisert 25.09.2026, https://www.europower.no/politikk/statnett-om-kjernekraft-tommel-opp-i-fremtiden/2-1-2049681

[K06-005] NVE scenarioer 2026: kraftbalansen i 2035 kan bli fra +20 til −15 TWh. NVE, *Scenarioer for kraftmarkedet 2026. Utfallsrom for kraftbalansen mot 2035*, rapport 37/2026 (okt. 2026), https://publikasjoner.nve.no/rapport/2026/rapport2026_37.pdf, s. 5–7 og s. 14 (kap. 3.1).

[K06-006] Statnett LMA 2026: forbruksvekst 20–80 TWh; varig underskudd på 20 TWh er et mulig scenario; alt reservert forbruk gir ned mot −30 TWh. Statnett, *Langsiktig markedsanalyse 2026–60*, okt. 2026, https://kudos.dfo.no/dokument/a304a4c6-31a2-4e63-8129-b2caeda68fc0/filer/a304a4c6-37f9-4bdc-b89b-512c10a73b86.pdf, s. 5, 6, 59, 63, 85.

[K06-010] NVE LA25: prisbaner per prisområde 2030–2050 (2023-kroner). NVE, *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025*, rapport 15/2025, PDF-s. 9 (trykt s. 7) og PDF-s. 93 (trykt s. 92, tabell 6.1 «Hovedtall fra analysen»).

[K06-012] NVE: 3 TWh (2025) → ca. 8 TWh (2030); 10 GW reservert + køsatt i transmisjonsnettet ≈ 60 TWh. NVE, rapport 17/2026, PDF-s. 4 og 21.

[K06-014] Lastfaktor for store datasentre: 80–90 % ifølge bransjeopplysninger. Svenskt Näringsliv, *Effekter av datacenterutbyggnaden för elsystemet*, april 2026, https://www.svensktnaringsliv.se/bilder_och_dokument/rapporter/fj6eis_svn_rapport__dc_digital_v001pdf_1253038.html/SvN_Rapport__DC_DIGITAL_V001.pdf, PDF-s. 28, avsnitt 4.2.3.

[K06-015] Menon (for DFD): 49 datasentre med 761 MW aktiv kapasitet; scenarioer 13–24 TWh i 2030 og 17–37 TWh i 2035. Menon Economics (Multiconsult underleverandør), *Økonomiske aspekter ved den norske datasenternæringen*, Menon-publikasjon nr. 129/2026, sept. 2026, oppdragsgiver Digitaliserings- og forvaltningsdepartementet, https://www.regjeringen.no/contentassets/7d1bb1a439c049adbbad8073f5b3e10f/menon-rapport-okonomiske-aspekter-ved-den-norske-datasenternaringen.pdf, s. 17 (fig. 2-2) og s. 66–68.

[K06-016] Statnett stanser nye reservasjoner for datasentre; stansen ventes opphevet senest 1. august 2027. Statnett, pressemelding «Midlertidige tiltak for fortsatt forsvarlig systemdrift», 9.11.2026, https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2026/midlertidige-tiltak-for-fortsatt-forsvarlig-systemdrift

[K06-017] Regjeringen 9.11.2026: konsesjonsordning, prioritering av samfunnskritisk forbruk og dialog om egen kraftproduksjon. Digitaliserings- og forvaltningsdepartementet og Energidepartementet, pressemelding «Regjeringen vil ha en kontrollert vekst av samfunnsnyttige datasentre i Norge», 9.11.2026, https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringen-vil-ha-en-kontrollert-vekst-av-samfunnsnyttige-datasentre-i-norge/id3192054

[K06-021] NVE: høyere datasenterforbruk gir 4–16 øre/kWh høyere priser i 2035; med lite vind opptil 20–28 øre/kWh (35–55 %). NVE, rapport 37/2026, s. 5–6 og 19–22.

[K06-023] Menon (for DFD): datasenterforbruk gir +1–6 øre/kWh i 2030 og +5–11 øre/kWh i 2035. Menon, rapport for DFD 2026, s. 69–71 (tabell 5-1, tekstboks 5-1) (URL som K06-015).

[K06-039] Ledetid for store kraftledninger: 7–14 år (Norge). NOU 2022: 6 *Nett i tide – om utvikling av strømnettet*, 2022, https://www.regjeringen.no/id/NOU2022202200006000DDDEPIS.pdf, s. 193, figur 13.5.

[K06-040] Investeringskostnad: 13 MNOK per km ledning (KVU Helgeland, 420 kV-konsepter, Statnett 2024);

150–200 mrd. NOK i transmisjonsnettet 2025–2034. (a) Statnett, *Konseptvalgutredning Helgeland*, okt. 2024, https://www.regjeringen.no/contentassets/355bf61f1184430499fdff63105fff32/statnett-konseptvalgutredning-helgeland.pdf, PDF-s. 87 (vedlegg V4.1). (b) Statnett, *System Development Plan 2025 – summary*, https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/sup/summary-of-system-development-plan-2025.pdf, s. 7.

[K06-044] Elavgift 2026: 7,13 øre/kWh alminnelig sats (betales også av datasentre); 0,60 øre/kWh redusert sats. (a) Skatteetaten, «Avgift på elektrisk kraft», sats for 2026, https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/elektrisk-kraft. (b) Finansministerens brev 19.2.2026, vedlegg til Innst. 183 S (2025–2026), https://www.stortinget.no/globalassets/pdf/innstillinger/stortinget/2025-2026/inns-202526-183s.pdf, PDF-s. 4–5 (brevets s. 1–2). (c) Innst. 3 S (2022–2023), punkt 8.6, https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2022-2023/inns-202223-003s?all=true

[K06-K02] THEMA for Powered by Telemark (mai 2026): hver TWh ny produksjon i NO2 endrer prisen med 1–3 øre/kWh. Ådne Naper for Powered by Telemark, *40 øre/KWh i NO2 – Hvorfor og hvordan*, rapport 1-2026, mai 2026, bygger på THEMA rapport 2026-05 «Hva skal til for 40 øre i NO2?», https://poweredbytelemark.no/wp-content/uploads/2026/05/P2602959_Rapport_17x26cm.pdf, PDF-s. 3 og 9.

[K07-001] Byggekostnad (skall og kjerne) per MW, globalt gjennomsnitt. JLL, *2026 Global Data Center Outlook*, 2026, https://www.jll.com/content/dam/jllcom/en/global/documents/reports/research-reports/26-research-global-data-center-outlook-new.pdf, s. 25 (figur og fotnote).

[K07-003] Kostnadsfordeling og levetidsforutsetninger for et AI-datasenter på 1 GW (Epoch AI). Amelia Michael og Ben Cottier, Epoch AI, «Servers account for 60% of the total cost of ownership of a one-gigawatt AI data center», 14. mai 2026, https://epoch.ai/data-insights/ai-datacenter-cost-breakdown, tabeller og tekst.

[K07-006] Alphabet: om lag 60 % av teknisk infrastruktur er servere og nettverk; byggets og serverens levetid. Alphabet Inc., Form 10-K for 2025, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1652044/000165204426000018/goog-20251231.htm (Note 1 og noten om varige driftsmidler). Alphabet Inc., Form 10-K for 2023, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1652044/000165204424000022/goog-20231231.htm (Note 1, «Change in Accounting Estimate»).

[K07-007] Norske datasenterprosjekter: investering og byggesysselsetting. Marina Rybalka og Leo Lied-Endresen, SSB, «Datasentrene vokser raskt – men hvilke verdier skaper de for Norge?», *SSB innsikt* 2026/2, 28.04.2026, https://www.ssb.no/teknologi-og-innovasjon/informasjons-og-kommunikasjonsteknologi-ikt/artikler/datasentrene-vokser-raskt-men-hvilke-verdier-skaper-de-for-norge, tabell 2 og avsnittet «Oppføringsfasen . . . ».

[K07-010] Amazon forkortet levetiden for en del av serverne fra 6 til 5 år i 2025. Amazon.com, Inc., Form 10-K for 2025, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1018724/000101872426000004/amzn-20251231.htm, Note 1 og tabellen over levetider.

[K07-015] LBNL: 5 års gjennomsnittlig levetid for AI-servere, 4–5,5 år i følsomhetsanalysen. Sarah Smith mfl., LBNL, *United States Data Center Energy Usage Report: 2025 Update*, publisert 18.06.2026 (US DOE; DOI 10.71468/P1RP4F), https://www.energy.gov/documents/united-states-data-center-energy-usage-report-2025-update, avsnitt 3.3, s. 16–17.

[K07-018] LBNL: 80 % utnyttelse for treningsservere, mye lavere for inferens. LBNL, *United States Data Center Energy Usage Report: 2025 Update* (2026), avsnitt 3.4.2–3.4.3, s. 19–21.

[K07-019] Epoch AI: gjennomsnittlig effektuttak 60–80 % av kapasiteten. Epoch AI, «Data on AI data centers», oppdatert 6.11.2026, https://epoch.ai/data/ai-data-centers, avsnittet «How much power do AI data centers consume?».

[K07-022] EU-rapporteringen: PUE 1,36 i snitt og 1,21 for anlegg over 10 MW; WUE 0,58 l/kWh; ERF 0,205. EY, AIT og Borderstep for Europakommisjonen (DG ENER), *Assessment of the energy performance and sustainability of data centres in EU – First Technical Report*, 2025, DOI 10.2833/3168794, https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/83be4c3e-5c79-11f0-a9d0-01aa75ed71a1, figur 7, 12 og 14 og vedlegg 3, tabell 22–23 (trykt s. 80–81).

[K07-023] LBNL: PUE 1,145 for anlegg med AI-utstyr i USA (2024). LBNL, *2025 Update* (2026), avsnitt 3.5 (s. 24) og 3.6.

[K07-024] Selskapenes egne tall: Google PUE 1,09 (2025), Microsoft PUE 1,17 og WUE 0,27 l/kWh (FY25). Google, «Power usage effectiveness», https://datacenters.google/efficiency (tabeller per anlegg). Microsoft, «Measuring energy and water efficiency for Microsoft datacenters», https://datacenters.microsoft.com/sustainability/efficiency (tabell).

[K07-032] SSB: om lag 2,4 sysselsatte per MW i drift, og færre i store anlegg. SSB innsikt 2026/2 (se K07-007), avsnittene «Store datasentre har færre sysselsatte per MW enn de små» og «Høyere verdiskaping per sysselsatt . . . », figur 4.

[K07-033] Menon for DFD: om lag 600 egne ansatte og 1 800 årsverk i drift (2025). Menon Economics, *Økonomiske aspekter ved den norske datasenternæringen* (2026, oppdragsgiver DFD), sammendrag s. 4–6,

figur 3-5 (s. 29), vedlegg A (s. 108).

[K07-037] Byggetid: 1–3,6 år fra byggestart til 1 GW. Venkat Somala og Ben Cottier, Epoch AI, «Build times for gigawatt-scale data centers can be 2 years or less», 10.11.2025, https://epoch.ai/data-insights/data-centers-buildout-speeds (tabell). Epoch AI, «Topic Overview: AI Data Centers», https://epoch.ai/publications/what-you-need-to-know-about-ai-data-centers (fotnote 5).

[K07-045] Direkte arealbruk: om lag 0,8–1,2 dekar per MW. Menon Economics, *Økonomiske aspekter ved den norske datasenternæringen* (2026, oppdragsgiver DFD), kap. 5 (PDF-side 63) og delkapittel om arealbruk (s. 81–82).

[K07-K02] Cushman & Wakefield (2026): 17,6 mill. USD per MW for nye anlegg i USA og Canada, uten brikker og GPU-er. Cushman & Wakefield, pressemelding «Cushman & Wakefield Releases 2026 Data Center Development Cost Guide, Citing 21% Rise in Per-MW Construction Costs», 3.9.2026, https://ir.cushmanwakefield.com/news/press-release-details/2026/Cushman--Wakefield-Releases-2026-Data-Center-Development-Cost-Guide-Citing-21-Rise-in-Per-MW-Construction-Costs/default.aspx. Rapporten: https://www.cushmanwakefield.com/en/united-states/insights/data-center-development-cost-guide.

[K08-001] Effekt per rack: GB300 NVL72. NVIDIA, «System Hardware & Components — NVIDIA NVL72 AI Factory» (Enterprise Reference Architecture), https://docs.nvidia.com/enterprise-reference-architectures/nvl72-ai-factory/latest/components.html, avsnitt om GB300 NVL72-racket. Lenovo Press LP2357, «Lenovo NVIDIA GB300 NVL72 Rack Scale AI», https://lenovopress.lenovo.com/lp2357.pdf, s. 2 og avsnitt om kjøling. Supermicro, «NVIDIA GB300 NVL72 Datasheet», https://www.supermicro.com/datasheet/datasheet_SuperCluster_GB300_NVL72.pdf, spesifikasjonstabell.

[K08-016] Tokens per sekund per MW og kostnad per million tokens (InferenceX). SemiAnalysis InferenceX, «DeepSeek R1 — GB300 NVL72 vs H200», https://inferencex.semianalysis.com/compare/deepseek-r1-gb300-vs-h200, sammenligningstabell.

[K08-018] Produsentens påstander om neste generasjon (Vera Rubin). NVIDIA, «NVIDIA Vera Rubin NVL72», https://www.nvidia.com/en-us/data-center/vera-rubin-nvl72, avsnitt om inferens. NVIDIA Q2 FY2027 Earnings Call, korrigert transkripsjon (FactSet), 26.8.2026, https://s201.q4cdn.com/141608511/files/content_files/TRANSCRIPT_-NVIDIA-Corp-NVDA-US-Q2-2027-Earnings-Call-26-August-2026-5_00-PM-ET.pdf, Colette Kress' innledning.

[K08-020] Energieffektivitet på datasenternivå og maskinvarekostnad per MW. K. F. Pilz m.fl. (Georgetown University, Epoch AI og Centre for the Governance of AI), «Trends in AI Supercomputers», arXiv:2504.16026v2, 2025, https://arxiv.org/html/2504.16026v2, avsnitt 3.2.1 og sammendrag.

[K08-030] Prisfall ved hyperskalaaktør: AWS kuttet H100-prisen 44–45 % (juni 2025). AWS News Blog (Channy Yun), «Announcing up to 45% price reduction for Amazon EC2 NVIDIA GPU-accelerated instances», juni 2025, https://aws.amazon.com/blogs/aws/announcing-up-to-45-price-reduction-for-amazon-ec2-nvidia-gpu-accelerated-instances, tabell.

[K08-031] Kontraktspriser steg igjen 2025–2026 (H100, 1 år). SemiAnalysis, «The Great GPU Shortage – Rental Capacity – Launching our H100 1 Year Rental Price Index», 2.4.2026, https://newsletter.semianalysis.com/p/the-great-gpu-shortage-rental-capacity.

[K08-033] Langsiktig kapasitetsavtale med effekt oppgitt: IREN–Microsoft. IREN Limited, «IREN Secures $9.7bn AI Cloud Contract with Microsoft», pressemelding (GlobeNewswire), 3.11.2025, https://www.globenewswire.com/news-release/2025/11/03/3178993/0/en/iren-secures-9-7bn-ai-cloud-contract-with-microsoft.html.

[K08-037] Investering per GW og leverandørens andel. NVIDIA Q2 FY2026 Earnings Call, korrigert transkripsjon (FactSet), 27.8.2025, https://s201.q4cdn.com/141608511/files/doc_financials/2026/q2/NVDA-Q2-2026-Earnings-Call-27-August-2025-5_00-PM-ET.pdf, s. 10 (Jensen Huang). NVIDIA Q2 FY2027 Earnings Call, 26.8.2026 (se K08-018), innledning (Colette Kress) og Q&A (Jensen Huang).

[K08-039] Pris på et komplett GB300 NVL72-rack. Chris Zeoli, Data Gravity, «How Much Does an NVIDIA NVL72 Cost?», 2026, https://www.datagravity.dev/p/how-much-does-an-nvidia-nvl72-cost.

[K08-042] Økonomisk levetid for servere: Amazon kortet ned fra 6 til 5 år. Amazon.com, Inc., Form 10-K for 2024, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1018724/000101872425000004/amzn-20241231.htm, avsnittet om endret levetid for servere og nettverksutstyr. Nyeste: Form 10-K for 2025 (levert 6.2.2026), https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1018724/000101872426000004/amzn-20251231.htm, note om bruk av anslag.

[K08-K03] Investering og årlig totalkostnad for et AI-datasenter på 1 GW (Epoch 2026). Amelia Michael og Ben Cottier, Epoch AI, «Servers account for 60% of the total cost of ownership of a one-gigawatt AI data center», 14.5.2026, https://epoch.ai/data-insights/ai-datacenter-cost-breakdown, tekst, tabeller og metode.

[K08-K04] GPU-timeprisene steg ca. 30 % i 2026 (Epoch). Josh You, Epoch AI, «Frontier labs don't use most AI compute (yet)», Gradient Updates, 20.5.2026, https://epoch.ai/gradient-updates/frontier-labs-dont-use-most-ai-compute.

[K09-002] Kalkulasjonsrenten: 4 prosent de første 40 årene, deretter 3 og 2 prosent. Finansdepartementet,

R-109/2021, pkt. 6.2 (tabell, s. 5) og pkt. 6.3 (s. 6). Samme satser gjengitt i DFØ, «Veileder i samfunnsøkonomiske analyser» (juni 2023), kap. 3.5, s. 240 av 366, https://www.dfo.no/sites/default/files/2023-09/veileder%20for%20samfunns%C3%B8konomisk%20analyse_09.pdf.

[K09-004] Statlig forretningsdrift skal bruke privat avkastningskrav, ikke 4 prosent. R-109/2021, pkt. 6.1.1 (s. 3) og pkt. 6.2 (s. 5); NOU 2012: 16, s. 74–75; DFØ-veilederen, s. 240; NOU 2026: 4 «Kjernekraft i Norge?», kap. 26, s. 383 (PDF-s. 385), https://www.regjeringen.no/contentassets/b0434b593e544902aad54f7a29a07b84/no/pdfs/nou202620260004000dddpdfs.pdf.

[K09-009] Skattefinansieringskostnad: 20 øre per krone. R-109/2021, pkt. 7.1 (s. 6–7); DFØ-veilederen, kap. 3.4, s. 218–219 av 366. NOU 2012: 16, fotnote 8, s. 20, viser til at NOU 1997: 27 anslo kostnaden til «om lag 20 prosent i gjennomsnitt».

[K09-010] Forskning gir lavere skattekostnad enn 20 øre for Norge. Geir H. M. Bjertnæs, «The marginal cost of public funds in large welfare state countries», Discussion Papers No. 879, Statistisk sentralbyrå, juli 2018, https://www.ssb.no/en/forskning/discussion-papers/_attachment/354468?_ts=1643bca9ab8, norsk sammendrag (PDF-s. 5).

[K09-013] Karbonpriser 2026: sentrale prisbaner. Finansdepartementet, «Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser i 2026», sist oppdatert 19.12.2025, https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/statlig-okonomistyring/samfunnsokonomiske-analyser/karbonprisbaner-for-bruk-i-samfunnsokonomiske-analyser/karbonprisbaner-for-bruk-i-samfunnsokonomiske-analyser-i-2026/id3143808, tabell 1 og 2. Pliktgrunnlag: R-109/2021, pkt. 6.1.7 (s. 5).

[K09-014] Karbonpriser 2026: lav og høy bane til følsomhetsanalyse. Som K09-013, tabell 3.

[K09-015] Arbeidskraft verdsettes til alternativkostnaden: bruttolønn med påslag. R-109/2021, pkt. 6.1.1 (s. 3); DFØ-veilederen, kap. 3.4.3, s. 179–180 av 366.

[K09-016] Netto ringvirkninger holdes utenfor selve analysen. R-109/2021, pkt. 10.2 (s. 8); NOU 2012: 16, kap. 7, s. 104.

[K09-025] Avkastningskrav i kraftsektoren: 5, 7 og opptil 9 prosent. NOU 2026: 4 Kjernekraft i Norge?, kap. 26.3, s. 381, https://www.regjeringen.no/contentassets/b0434b593e544902aad54f7a29a07b84/no/pdfs/nou202620260004000dddpdfs.pdf.

[K09-029] Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten (SNKS). Meld. St. 1 (2026–2027), kap. 3, tabell 3.5 og boks 3.4; Sokkeldirektoratet og Energidepartementet, norskpetroleum.no, «Statens inntekter» (oppdatert 08.10.2026), https://www.norskpetroleum.no/okonomi/statens-inntekter.

[K09-036] Satser for grunnrenteskatt 2026 (og forslag for 2027). Stortingets skattevedtak for inntektsåret 2026, FOR-2025-12-18-2747, §§ 3-4, 3-4 A og 4-2, https://lovdata.no/dokument/STV/forskrift/2025-12-18-2747; Prop. 1 LS (2026–2027), tabell 1.5 (satser 2026 og forslag 2027) og avsnitt 2.3.3.

[K09-K03] Direkte sysselsetting per MW: Menon finner lavere tall enn SSB. Menon-publikasjon nr. 129/2026 (oppdragsgiver Digitaliserings- og forvaltningsdepartementet), vedlegg, PDF-s. 109, og kap. 4, PDF-s. 59.

[K10-007] Forvaltningsorgan og selvstendig selskap: styring, ansvar og kapital. Meld. St. 6 (2022–2023), kap. 4.3, s. 27–28.

[K10-012] Statens eierandel i Equinor er 67 prosent. Equinor ASA, Annual Report 2025, 2026, https://live.euronext.com/sites/default/files/company_press_releases/attachments_oslo/2026/03/19/668784_Annual%20Report%202025.pdf, s. 282 (5.1 Shareholder information) og s. 227 (note 20); også norskpetroleum.no «Statens inntekter» (K10-015, K10-022).

[K10-015] Utbytte fra Equinor til staten. Statens eierrapport 2025, Equinor-siden (PDF-s. 71); Energidepartementet/Sokkeldirektoratet, norskpetroleum.no «Statens inntekter», oppdatert 8.10.2026, https://www.norskpetroleum.no/okonomi/statens-inntekter/ (tabell fra Finansdepartementet, Nasjonalbudsjettet 2027).

[K10-019] Slik virker SDØE og hvorfor det skilles fra Equinor. norskpetroleum.no «Statens inntekter» (avsnitt SDØE); petroleumsloven § 11-1 og § 11-2, https://lovdata.no/lov/1996-11-29-72; Thurber og Istad (2010), s. 29 og 33; Petoro, «Management comment regarding the SDFI annual accounts», årsrapport 2025, https://aarsrapport2025.petoro.no/en/accounts-sdfi/management-comment.

[K10-022] Statens samlede netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten. norskpetroleum.no «Statens inntekter», oppdatert 8.10.2026 (kilde: Finansdepartementet, Nasjonalbudsjettet 2027).

[K10-026] Statkraft: kredittvurdering med to hakk statlig støtteløft. S&P Global Ratings, «Research Update: Statkraft AS Downgraded To 'A-' . . . », 12.11.2025, https://www.statkraft.com/globalassets/0/.com/6-investor-relations/funding/credit-rating-and-analysis/2025/statkraftru.pdf, s. 1 og 3; Statkraft AS Annual Report 2025, PDF-s. 36 og 189 («long-standing rating targets of A- from Standard & Poor's and BBB+ from Fitch Ratings»).

[K10-028] Statnett: utbytte 50 prosent og regulert avkastning (NVE-RMEs WACC). Statnett, Årsrapport 2025, styrets årsberetning, «Resultatdisponering» (PDF-s. 22); Moody's (12.6.2026), Exhibit 5 (PDF-s. 5) og s. 4; S&P Global Ratings, «Tear Sheet: Statnett SF», 15.6.2026 (søkeutdrag: «The nominal WACC for 2025 was set at 7.39%»).

[K10-030] Norske statsobligasjonsrenter. Norges Bank, datasett GOVT_GENERIC_RATES (generiske statsrenter), API: https://data.norges-bank.no/api/data/GOVT_GENERIC_RATES/B.10Y+3Y+5Y.GBON?f

ormat=csv&lastNObservations=3 og . . . /A.10Y.GBON?format=csv&startPeriod=2015 (hentet 11.11.2026).

[K10-036] Baumstark og Gollier: Arrow–Lind gjelder bare prosjekter uten systematisk risiko. Baumstark, L. og Gollier, C., «The relevance and the limits of the Arrow-Lind Theorem», Toulouse School of Economics, juli 2013, https://www.tse-fr.eu/sites/default/files/medias/doc/by/gollier/Arrow-Gollier.pdf, s. 1 (innledning), s. 4 (risikopremie) og s. 6 (anbefalt kalibrering).

[K10-037] Lucas og Phaup: statens lave lånerente flytter risikoen til skattebetalerne. Lucas, D. og Phaup, M., «The Cost of Risk to the Government and Its Implications for Federal Budgeting», i Lucas, D. (red.), *Measuring and Managing Federal Financial Risk*, NBER/University of Chicago Press, 2010, s. 29–54, s. 34, https://www.nber.org/system/files/chapters/c3039/c3039.pdf.

[K10-038] Kjernekraftutvalget: risikoen overføres til staten, den forsvinner ikke. NOU 2026: 4, kap. 27.3, s. 392 (samme poeng i sammendraget, s. 33).

[K10-048] OECDs retningslinjer (2024): statlige selskaper skal ha markedsmessige finansieringsvilkår. OECD, «OECD Guidelines on Corporate Governance of State-Owned Enterprises 2024», juni 2024, https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2024/06/oecd-guidelines-on-corporate-governance-of-state-owned-enterprises-2024_68fa05cd/18a24f43-en.pdf, kap. III, pkt. III.F (PDF-s. 18; utdypet PDF-s. 45–46).

[K10-049] Statlige selskaper er mindre lønnsomme og mer giret. Phi, N. T. M., Taghizadeh-Hesary, F., Tu, C. A., Yoshino, N. og Kim, C. J., «Performance Differential between Private and State-owned Enterprises: An Analysis of Profitability and Solvency», *Emerging Markets Finance and Trade* 57(14), 2021, s. 3913–3928, s. 3913 (sammendrag), https://doi.org/10.1080/1540496X.2020.1809375 (lest i forfatterkopi).

[K10-050] Metaregresjon: ingen systematisk kostnadsgevinst ved privat produksjon (vann og avfall). Bel, G., Fageda, X. og Warner, M. E., «Is Private Production of Public Services Cheaper than Public Production? A meta-regression analysis of solid waste and water services», *Journal of Policy Analysis and Management* 29(3), 2010, s. 553–577; sammendrag (IREA WP 2009/23) på https://ideas.repec.org/p/ira/wpaper/200923.html.

[K10-051] EØS-avtalen art. 61(1) og markedsaktørprinsippet gjelder statlige selskaper. Meld. St. 6 (2022–2023), kap. 9.4, s. 76–77.

[K10-052] Kommisjonens kunngjøring om støttebegrepet: markedsaktørtesten. Europakommisjonen, «Commission Notice on the notion of State aid as referred to in Article 107(1) TFEU» (2016/C 262/01), EUT C 262, 19.7.2016, pkt. 74–75, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016XC0719(05).

[K11-001] NVEs energikostnader (LCOE) 2026 for alle teknologier. NVE, pressemelding «NVE publiserer oppdaterte energikostnader for ulike typer kraftproduksjon», 19.10.2026, https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/19108958/nve-publiserer-oppdaterte-energikostnader-for-ulike-typer-kraftproduksjon?publisherId=89280&lang=no (tabell «LCOE-tall fra 2024 og 2026» og «Bakgrunn»); nettsiden https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon

[K11-002] NVE: inndata for vindkraft på land. NVE, «Metode og forutsetninger for beregning av kostnader for kraftproduksjon», september 2026, https://www.nve.no/media/20468/metode_dokument_nettside-2026_2.pdf, kap. 2.2, s. 7–8; NVE, «LCOE – regneark» 2026, https://www.nve.no/media/20466/lcoe_2026_regneark.xlsx, arket «Landbasert vindkraft», cellene C7, C8, G5, G14–G17.

[K11-003] NVE: inndata for bunnfast og flytende havvind. NVE, metodedokument 2026 (som K11-002), kap. 2.3, s. 8–9; LCOE-regnearket 2026, arket «Havvind», cellene H6–I14.

[K11-004] NVE: inndata for ny vannkraft og grensene for den. NVE, metodedokument 2026, kap. 2.1, s. 4–6; LCOE-regnearket 2026, arket «Vannkraft»; NVE-nettsiden «Kostnader for kraftproduksjon» (FAQ).

[K11-006] NVE: kjernekraft beregnet med samme metode. NVE, metodedokument 2026, kap. 2.5, s. 10–12; regnearket, arket «Kjernekraft»; pressemelding 19.10.2026 (K11-001).

[K11-007] NVEs forrige utgave (2024): spenn lav–høy. NOU 2026: 4 «Kjernekraft i Norge? Fordeler, ulemper og forutsetninger», Energidepartementet, 2026, https://www.regjeringen.no/contentassets/b0434b593e544902aad54f7a29a07b84/no/pdfs/nou202620260004000dddpdfs.pdf, kap. 23.3.1, s. 343, og tabell 23.2, s. 344.

[K11-008] NVE: verdifaktorer (markedsverdi per teknologi). NVE, metodedokument 2026, kap. 3, tabell 1, s. 14–16.

[K11-015] NVE: gjenværende vannkraftpotensial (2026). NVE, «Oversikt over vannkraft», publisert 09.04.2026, https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/oversikt-over-vannkraft (FAQ).

[K11-016] NVE: forventet produksjonsvekst til 2050 (basis). NVE, «Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025», rapport 15/2025, https://publikasjoner.nve.no/rapport/2025/rapport2025_15.pdf, kap. 3.2, s. 51–53.

[K11-020] NVE: faktisk utbyggingstakt og utsikter til 2030. NVE, «Status og utvikling i kraftsystemet 2025–2030», rapport 17/2026, https://publikasjoner.nve.no/rapport/2026/rapport2026_17.pdf, «Innledning og sammendrag» og avsnittet «Lite ny vindkraft mot 2030».

[K11-023] Krav om områderegulering (kommunal «vetorett») siden 1.7.2023. NOU 2024: 2 «I samspill med naturen» (Naturrisikoutvalget), https://www.regjeringen.no/contentassets/a653320aa3f949038bb0e7ad92de1234/no/pdfs/nou202420240002000dddpdfs.pdf, kap. 8, s. 224. Det samme beskrives i NVEs markedsanalyse 2025 (K11-016), s. 51.

[K11-024] Hvor mye vind og sol kan regnes med i topplast (kapasitetsbidrag). NOU 2026: 4 (som K11-007), boks 21.8 og tabell 21.5, s. 326; Statnett, «Tariffer for transmisjonsnettet 2026», https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariffhefte-2026.pdf, s. 14.

[K11-032] Arealbruk i Norge: vind, sol og vannkraft (Naturrisikoutvalget). NOU 2024: 2 «I samspill med naturen» (som K11-023), kap. 6.2.7, s. 162; viser til NVEs «Arealbruk for vindkraftverk» og Harby og Carolli (2022).

[K11-034] Areal per MWh: sammenligning i Kjernekraftutvalget (NOU 2026: 4). NOU 2026: 4 (som K11-007), kap. 12.1.2, s. 176, og kap. 23.3.2, s. 345–346.

[K11-045] Livsløpsutslipp: IPCC AR5 (min / median / maks). IPCC AR5 WGIII, Annex III «Technology-specific Cost and Performance Parameters», 2014, https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf, tabell A.III.2, s. 1335.

[K11-K01] Storbritannia, CfD-runde 7 (januar 2026): kontraktspriser for bunnfast og flytende havvind. Department for Energy Security and Net Zero, «Contracts for Difference Allocation Round 7 results» (accessible webpage), 14.1.2026, https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-7-results/contracts-for-difference-allocation-round-7-results-accessible-webpage, tabell (A), (E) og (F).

[K11-K04] «Fullkostnad» for vind på land: Nøland (NTNU) mot Söder (KTH), 2026. L. Söder, «Kommentarer till rapporten: Fullkostnad ved utbygging av kjernekraft, vindkraft på land og flytende havvind», KTH, 12.10.2026, https://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:2109881/FULLTEXT02.pdf, s. 2, 3 og 6. Nølands rapport (NTNU 2026) er ikke lest.

[K12-001] Reaktorstørrelse og kraftkostnad for kjernekraftdrevne datasentre avhenger av om datasenteret har nettforbindelse (ANL/INL/ORNL 2025). Stauff, N.E. m.fl. (Argonne National Laboratory, med INL og ORNL), «Preliminary Analysis of Nuclear-Powered Data Center Scenarios», ANL, 31. aug. 2025, doi:10.2172/3001074, https://www.osti.gov/servlets/purl/3001074. Tabell 6-1 (s. 47), forutsetninger (s. 48), oppsummering (s. 55), tabell 6-3 (s. 56).

[K12-011] Kjernekraftutvalget: kjernekraft er ikke lønnsomt i Norge med dagens utsikter (NOU 2026: 4). NOU 2026: 4 «Kjernekraft i Norge? Fordeler, ulemper og forutsetninger», Energidepartementet, avgitt 8. april 2026, https://www.regjeringen.no/contentassets/b0434b593e544902aad54f7a29a07b84/no/pdfs/nou202620260004000dddpdfs.pdf. Kap. 2 (s. 32–33), punkt 2.7 Anbefalinger (s. 35–36), kap. 31 (s. 431) og kap. 32 (s. 441).

[K12-012] Kjernekraftutvalget om datasentres betalingsvilje og «offgrid»-løsninger (NOU 2026: 4, boks 26.1). NOU 2026: 4, boks 26.1 «Betalingsvilje og råvaremarkeder» (s. 376) og boks 25.1 (kap. 25), lenke som K12-011.

[K12-015] Microsoft–Constellation: gjenåpning av Three Mile Island 1 (Crane Clean Energy Center). U.S. Department of Energy, Office of Energy Dominance Financing, «Crane Restart», https://www.energy.gov/edf/crane-restart (prosjektsammendrag og tabell); Constellation, «Crane Clean Energy Center», https://www.constellationenergy.com/about/locations/crane-clean-energy-center.html; Pennsylvania Department of Environmental Protection, «Crane Clean Energy Center (CCEC)», https://www.pa.gov/agencies/dep/dep-regions/southcentral-regional-office/crane-clean-energy-center-ccec («What is Currently Planned»).

[K12-016] FERC avviste utvidet samlokalisering ved Susquehanna (Talen–Amazon), nov. 2024. FERC, 189 FERC ¶ 61,078, Docket ER24-2172-000, 1. nov. 2024, https://www.ferc.gov/sites/default/files/2024-11/20241101-3061_ER24-2172-000.pdf, P 1 og gjengivelsen av partsinnleggene fra Exelon/AEP og Constellation/Vistra.

[K12-017] Talen–Amazon omstrukturert til 1920 MW «front-of-the-meter» til 2042; overgangen skjedde i april 2026. Talen Energy, pressemelding 11. juni 2025 (SEC Exhibit 99.1), https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1622536/000162828025030559/a20250611pressreleasebusin.htm; Talen Energy, Form 10-Q for perioden til 31. mars 2026, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1622536/000162253626000036/tln-20260331.htm (definisjonsliste, «AWS PPA»); Talen årsrapport 2025, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1622536/000162253626000025/tln-2025annualreporttoshar.htm.

[K12-025] EU: InvestAI på 200 mrd. euro, med 20 mrd. euro til AI-gigafabrikker; 10 mrd. euro til AI-fabrikker. Europakommisjonen, pressemelding IP/25/467, «EU launches InvestAI initiative to mobilise €200 billion of investment in artificial intelligence», Paris, 11. feb. 2025, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/ip_25_467/IP_25_467_EN.pdf.

[K12-026] EuroHPC-utlysning juli 2026: opptil sju AI-gigafabrikker, offentlig finansiering som ankerkunde. EuroHPC JU, «The EuroHPC Joint Undertaking launches the AI Gigafactories Call», 30. juli 2026,

https://www.eurohpc-ju.europa.eu/eurohpc-joint-undertaking-launches-ai-gigafactories-call-2026-07-30_en.

[K12-029] Canada: 2 mrd. kanadiske dollar over fem år til Sovereign AI Compute Strategy. Innovation, Science and Economic Development Canada, «Canadian Sovereign AI Compute Strategy», https://ised-isde.canada.ca/site/ised/en/canadian-sovereign-ai-compute-strategy; OECD (2026), K12-033.

[K12-033] OECD 2026: lite systematisk kunnskap om hva som virker; norsk konseptutredning anbefaler minst 3,4 mrd. kr. OECD, «Securing AI compute: Government policy approaches», okt. 2026, https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2026/10/securing-ai-compute_6cf0af21/7f96dc99-en.pdf. Key messages og avsnittet om nasjonale behovsvurderinger av regnekraft.

[K12-035] Regjeringen 9. nov. 2026: konsesjonsordning, nettkø på titalls GW, og utredning av statlig eierskap. Digitaliserings- og forvaltningsdepartementet og Energidepartementet, pressemelding «Regjeringen vil ha en kontrollert vekst av samfunnsnyttige datasentre i Norge», 9. nov. 2026, https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringen-vil-ha-en-kontrollert-vekst-av-samfunnsnyttige-datasentre-i-norge/id3192054.

[K12-042] Verdensbanken 2026: billig kraft er ikke nok; maskinvare dominerer enhetskostnaden. Lokshin, M., «Cheap Energy Might Not Be Enough: A Trade Model of AI Compute Services», World Bank Policy Research Working Paper 11426 (forsiden; sammendragssiden i samme PDF oppgir 11429), juli 2026, https://documents1.worldbank.org/curated/en/099327207202690992/pdf/IDU-95682cf6-fd22-4021-80fc-2bb7948a8f65.pdf. Sammendrag, innledningskapitlet, tabell 3 (s. 31) og tabell A1 (s. 33).

[K12-048] Gass bak måleren for datasentre: ca. 100–165 $/MWh mot 90–95 $/MWh fra nettet (Rabobank 2026). Rabobank (RaboResearch), «The sprint: Data centers are building a parallel energy system in the US», 2026, https://www.rabobank.com/knowledge/d011524694-the-sprint-data-centers-are-building-a-parallel-energy-system-in-the-us.

[K13-003] CoreWeave: korte kontrakter til ca. 40 mill. USD per MW (2026), med selskapets definisjon av nevneren. CoreWeave, Inc., Prospectus Supplement (Form 424B5), 17.9.2026, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1769628/000162828026062362/coreweave-424b5.htm, «Recent Developments — New Contracts and Customer Commitments», s. S-6.

[K13-004] CoreWeave: kontraktsvilkår, utsatt inntekt og regnskapsmessig levetid. CoreWeave, Inc., Form 10-K 2025, note 1 (regnskapsprinsipper: «Committed Contracts» og endret levetidsestimat, s. 98 og foran), https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1769628/000176962826000104/crwv-20251231.htm; Form 10-Q for 2. kvartal 2026, levert 12.8.2026, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1769628/000176962826000366/crwv-20260630.htm, note 2 «Revenue», avsnittet «Remaining Performance Obligations ("RPO")», s. 15.

[K13-005] IREN (november 2026): femårskontrakt til ca. 22 mill. USD og korttidskontrakt til 40 mill. USD per MW IT; kontraktsprisene stiger. IREN Limited, «IREN Reports Q1 FY27 Results», resultatmelding (vedlegg til 8-K levert til SEC), 5.11.2026, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1878848/000187884826000065/irenreportsq1-fy27result.htm, s. 1 (Summary, Business Highlights), s. 2 (Balance sheet and funding) og s. 3 (Assumptions and Notes 1–7).

[K13-006] Narvik: Microsoft-kontrakten gjelder om lag 52 000 GB300-GPU-er, ikke hele campus på 230 MW. Nscale, «Nscale Contracts Approximately 200,000 NVIDIA GB300 GPUs with Microsoft . . . », pressemelding, 15.10.2025, https://www.nscale.com/press-releases/nscale-microsoft-2025; Aker ASA, børsmelding (PR Newswire), 17.9.2025, https://www.prnewswire.com/news-releases/aker-nscale-jv-signs-multi-billion-dollar-ai-infrastructure-agreement-with-microsoft-302559403.html; Nscale, «Nscale announces expanded deal with Microsoft in Norway», 14.4.2026, https://www.nscale.com/press-releases/nscale-microsoft-norway.

[K13-012] Leiepris H100 over tid: SemiAnalysis' sammensatte indeks fra 6,62 USD (2. halvår 2023) til ca. 2,80 USD (2026). SemiAnalysis, «H100 Daily & Contract Pricing Index», https://gpu-index.semianalysis.com, tabellen «Detailed Pricing History» (kolonnene «SemiAnalysis Composite Index», «On-Demand», «1m», «3m», «6m», «1y*» . . .), lest 11.11.2026.

[K13-014] Pris per GPU med server ved lansering steg i realverdi fra P100 til H100, mens ytelse per dollar bedres ca. 30 % per år (Epoch). R. Rahman, Epoch AI, «Performance per dollar improves around 30% each year», Data Insight, 23.10.2024 (data oppdatert 24.11.2025), https://epoch.ai/data-insights/price-performance-hardware, tabellen «GPU price-performance comparison» og «Analysis».

[K13-016] Hvor lenge varer et knapphetspåslag? Tørrlastfrakt: etterspørselssjokk halveres på under to år, inntjeningen er tilbake på fire år (Greenwood og Hanson, QJE 2015). R. Greenwood og S. G. Hanson, «Waves in Ship Prices and Investment», The Quarterly Journal of Economics 130(1), 2015, s. 55–109, doi:10.1093/qje/qju035, lest i forfatternes kopi på https://www.hbs.edu/ris/Publication%20Files/Waves%20in%20ship%20prices%20and%20investment_471d009a-226e-4123-9348-d2f81380c374.pdf, innledningen (s. 58) og avsnitt V.C (s. 105). Arbeidsnotat: NBER Working Paper 19246, juli 2013, https://www.nber.org/system/files/working_papers/w19246/w19246.pdf, innledningen (s. 4), moment 18 i estimeringen (s. 37) og avsnittet om figur 7 (s. 40).

[K13-017] Hvem får sluttkundens betaling: modellselskap, skyplattform og regnekraft (Anthropic S-1/A). Anthropic, PBC, Form S-1/A (Amendment No. 2), SEC, 10.11.2026, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/2130357/000162828026072484/anthropicpbc-sx1ax2.htm, Risk Factors (CSP-kanaler, s. 61), «Summary Consolidated Financial and Other Data», note 2 (inntektsføring) og note 8 (s. F-40–F-41).

[K13-K01] Applied Digital: hele porteføljen av byggleie, 1 410 MW IT for 36,2 mrd. USD over 15 år (ca. 1,7 mill. USD per MW IT per år). Applied Digital Corporation, Form 10-K for regnskapsåret som endte 31.5.2026, levert 29.7.2026, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1144879/000114487926000048/apld-20260531.htm, Item 1, «Contracted Lease Portfolio» med tabell (s. 6–7), og note om inntektsføring «HPC Hosting Revenue» (s. 80).

[K13-K02] Core Scientific: realisert leieinntekt per fakturerbar MW i 3. kvartal 2026, med strøm skilt ut. Core Scientific, Inc., Form 10-Q for 3. kvartal 2026, levert 5.11.2026, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1839341/000183934126000030/core-20260930.htm, segmentnoten «Colocation Segment» (s. 30), MD&A «Key Business Operating Metrics» med definisjoner og kapasitetstabell (s. 37–38) og avsnittet om strøm (s. 35).

[K14-001] NVE: 6 prosent er en reell rente, og skatter inngår ikke. NVE, «Metode og forutsetninger for beregning av kostnader for kraftproduksjon» (2026), https://www.nve.no/media/20468/metode_dokument_nettside-2026_2.pdf, kap. 5.2 «Definisjon av begreper», s. 19 (byggetidsrente og diskonteringsrente; skatter er blant kostnadene som ekskluderes, s. 19–20). NVE, «Kostnader for kraftproduksjon», https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon.

[K14-002] Finansdepartementet (2017): markedsbasert avkastningskrav for vannkraft om lag 6,5 prosent, reelt før skatt. Finansdepartementet, Prop. 1 LS (2017–2018) Skatter, avgifter og toll 2018, kap. 34.3.2–34.3.4 og boks 34.1 med tabell 34.1, s. 257–260 (PDF-sidetall er lik trykt sidetall), https://www.regjeringen.no/contentassets/60ae6d000b81421983b31bfc834fc9b7/no/pdfs/prp2017201800011ls0dddpdfs.pdf.

[K14-003] Petroleum: Castberg-proposisjonen bruker 7 prosent reelt før skatt. Olje- og energidepartementet, Prop. 80 S (2017–2018) Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet, departementets vurdering, s. 61, https://www.regjeringen.no/contentassets/358428f8785c4057a9cc143ed221ec75/no/pdfs/prp201720180080000dddpdfs.pdf.

[K14-006] NOU 2012: 16: om lag 6 prosent reelt før skatt for et gjennomsnittsprosjekt i aksjemarkedet. NOU 2012: 16 Samfunnsøkonomiske analyser, kap. 5.5, trykt s. 71 (PDF-s. 73), og sammendraget, https://www.regjeringen.no/contentassets/5fce956d51364811b8547eebdbcde52c/no/pdfs/nou201220120016000dddpdfs.pdf.

[K14-013] Skattefinansieringskostnaden regnes av netto offentlig finansieringsbehov; veilederen omtaler ikke egenkapital eller lån. DFØ, «Veileder i samfunnsøkonomiske analyser», utskrift 28.09.2023, kap. 3.4, s. 218–220 av 366, https://www.dfo.no/sites/default/files/2023-09/veileder%20for%20samfunns%C3%B8konomisk%20analyse_09.pdf; Finansdepartementet, R-109/2021 pkt. 7.1, s. 6, https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2021.pdf.

[K14-014] Dukovany II (EU-kommisjonen 2024): egenkapitalavkastning 9–11 prosent nominelt etter skatt, statslån til 0 prosent i byggetiden. Europakommisjonen, Commission Decision (EU) 2025/429 of 30 April 2024 on the measure State aid SA.58207 (2021/N) … Dukovany site, EUR-Lex, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32025D0429, betraktning (94), (139), (141)–(143), (148), (172), (242), (357) og fotnote 122.

[K14-016] Sizewell C (NAO 2026): 6,73 prosent er CPIH-reell; investorene får fortsatt et «kjernekraftpåslag». National Audit Office, «Sizewell C», HC 33, 20.5.2026, https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2026/05/sizewell-c.pdf: sammendrag pkt. 18 (PDF-s. 13), pkt. 2.29–2.30 (PDF-s. 48), figur 12 (PDF-s. 49), Appendix One pkt. 15–17 (PDF-s. 60).

[K14-019] Damodaran (januar 2026): kapitalkostnad per bransje i USA. Aswath Damodaran, NYU Stern, «Cost of Equity and Capital (US)», data per januar 2026, https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/wacc.html.

[K14-020] Nedskrivningstest for GPU-sky i Sverige: WACC 9,7 prosent. Northern Data AG, Annual Report 2024, note 4.1.2.1 «Sweden-HPC», trykt s. 94 (PDF-s. 95), og prinsippnoten om bruksverdi, https://lp.northerndata.de/hubfs/Annual%20Report%202024/Annual%20Report%20-%202024%20-%20English.pdf.

[K14-022] Knight Frank 2026: diskonteringsrente 12–13 prosent under utvikling, 6–7 prosent når datasenteret er utleid. Knight Frank, «Data Centres: The Leading Questions 2026», avsnittet «Are hyperscale assets still a safe bet?», PDF-s. 18, https://www.knightfrank.co.uk/content-assets/211eb9c4e9e44027a77942ade93d66b0/datacentrescq2026.pdf.

[K14-027] IEA: kontraktsfestede inntekter gir lavere kapitalkostnad; reell WACC før skatt 2,4–4,0 prosent mot 5,9–8,8 prosent med markedsrisiko. IEA, «The Cost of Capital in Clean Energy Transitions», artikkel publisert 17.12.2021, tabellen «Business models and indicative WACCs of utility-scale solar PV projects, 2019» (kilde oppgitt: IEA, World Energy Outlook 2020), https://www.iea.org/articles/the-cost-of-capital-in-clean-energy-transitions.

[K14-028] Norge: inflasjonsmålet er nær 2 prosent; økonomene venter 2,4 prosent om fem år. Norges Bank, NB Memo 3/2024 «Pengepolitisk håndbok», nettrapport,

https://www.norges-bank.no/aktuelt/publikasjoner/Norges-Bank-Memo-/2024/nb-memo-3-2024-pengepolitisk-handbok/nettrapport-nb-memo-3-2024-pengepolitisk-handbok. Ipsos for Norges Bank, «Forventningsundersøkelsen for Norges Bank 3. kvartal 2026», 20.8.2026, PDF-s. 4, https://www.ipsos.com/sites/default/files/2026-08/Forventningsunders%C3%B8kelsen%20for%20Norges%20Bank%20%283.%20kvartal%202026%29_0.pdf.

[K14-029] Euro: langsiktig forventning 2,0 prosent. ECB, pressemelding «Results of the ECB Survey of Professional Forecasters for the fourth quarter of 2026», 30.10.2026, https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2026/html/ecb.pr261030~e92c3c838c.en.html.

[K14-030] USA: mål 2 prosent (PCE); markedets 5-årige forventning om fem år 2,19 prosent. FOMC, «Statement on Longer-Run Goals and Monetary Policy Strategy», «as reaffirmed effective January 27, 2026», https://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/files/FOMC_LongerRunGoals.pdf; Federal Reserve Bank of St. Louis, FRED-serien T5YIFR, https://fred.stlouisfed.org/series/T5YIFR.

[K14-032] Statlig forretningsdrift skal ha avkastningskrav etter samme prinsipper som private investorer. Direktoratet for forvaltning og IKT (Difi), «Fra stat til marked. Veileder om utskilling av virksomhet fra staten», Veileder 2014:1, kap. 3.2.6 «Avkastningskrav», PDF-s. 24, https://arbeidsgiver.dfo.no/sites/default/files/fra-stat-til-marked-veileder-om-utskilling-av-virksomhet-fra-staten_1.pdf.

[K14-K01] Damodaran (januar 2026): kapitalkostnad per bransje i Europa, i USD og EUR. Aswath Damodaran, NYU Stern, «Cost of equity and capital (updateable)», Europe, regneark waccEurope.xls, ark «Industry Averages», rad 0–18 (forutsetninger) og bransjeradene, https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/waccEurope.xls (dato-cellen 46027 = 5.1.2026; regnearket lest med xlrd).

[K14-K03] Kraftverk som bare forsyner ett datasenter: långivere ser «stranded asset»-risiko. A&O Shearman, «Data centers and the rise of behind-the-meter power» (dato ikke funnet), https://www.aoshearman.com/en/insights/data-center-insights/powering-data-centers-the-rise-and-challenges-of-the-behind-the-meter-model.

[K15-001] Tvungen tapsrate (FLR) etter reaktortype og størrelse, verden 2020–2025 (IAEA PRIS). IAEA, «Nuclear Power Reactors in the World», Reference Data Series No. 2, 2026 Edition (IAEA-RDS-2/46), september 2026. https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/RDS-2_46web.pdf — Tabell 18 «Performance factors by reactor category (2020-2025)», s. 70–71 (PDF-s. 77–78); Tabell 23, s. 77 (PDF-s. 84; antall enheter per type).

[K15-002] Uplanlagt full stans: timer per reaktorår og årsaker, verden 2025 (IAEA PRIS). IAEA RDS-2 2026 (URL som K15-001) — Tabell 19 «Full outage statistics during 2025», s. 72 (PDF-s. 79); Tabell 20 «Direct causes of full outages during 2025», s. 73 (PDF-s. 80).

[K15-004] Tvungen utfallsrate for kjernekraft i Nord-Amerika 2024–2025 (NERC GADS). NERC, «2026 State of Reliability» (Technical Assessment), 24.06.2026. https://www.nerc.com/globalassets/programs/rapa/pa/nerc_sor_2026_technical_assessment.pdf — Tabell 4.5 «Primary Fuel Type Year-Over-Year Change in MWh», s. 56 (PDF-s. 62); WEFOR-avsnittet s. 55.

[K15-007] Tap av ekstern strøm: frekvens, gjenopprettingstid og fellesutfall på steder med flere enheter (USA). INL for NRC, «Analysis of Loss-of-Offsite-Power Events: 2023 Update», INL/RPT-24-79969, juli 2024. https://nrcoe.inl.gov/publicdocs/LOSP/loop-summary-update-2023.pdf — Executive Summary og Tabell ES-1, s. v–vii; avsnitt 4.2, s. 25.

[K15-008] Tilgjengelighet for et anlegg med 12 moduler, med fellesfeil og varigheter fra amerikansk drift (leverandørstudie). J. Doyle, B. Haley, B. Galyean og D. T. Ingersoll (NuScale Power), «Highly Available Nuclear Power for Mission-Critical Applications», dokument AJ-0919-66992 Rev. 0, støttet av DOE (DE-NE0000633), OSTI 1607753. https://www.osti.gov/servlets/purl/1607753 — avsnitt III.C–III.E med tabell 2–4 (PDF-s. 7–9), tabell 6–8 (PDF-s. 14–15), oppsummering (PDF-s. 17–18).

[K15-009] Argonne: antall enheter uten nett = 1 + last/enhetsstørrelse (N+1 for 99,995 %). Stauff m.fl., ANL, «Preliminary Analysis of Nuclear-Powered Data Center Scenarios», 31.08.2025, https://www.osti.gov/servlets/purl/3001074 — avsnitt 6.1 s. 45, forutsetninger s. 48, tabell 6-2 s. 49, formelen s. 51.

[K15-010] Tier-kravene: nettet regnes ikke som pålitelig forsyning; UPS 15–30 min og 12 timers brensel; AI-trening plassert i Tier IV. ANL (URL som K15-009), avsnitt 5.3 og tabell 5-3, s. 36–37; tabell 2-1, s. 8.

[K15-013] Reaktorens lastfølging og husholdslast (IAEA). IAEA, «Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation», IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-3.23, Wien 2018. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1756_web.pdf — avsnitt 2.2.3.4 (PDF-s. 22), avsnitt 3 (PDF-s. 47), avsnitt 5.4.10.1 (PDF-s. 94), vedlegg III (PDF-s. 156, 161 og 164).

[K15-014] Målt lastsprang i et nordamerikansk datasenter: 450 til 40 MW på 36 sekunder (NERC). NERC Large Loads Task Force, «Characteristics and Risks of Emerging Large Loads» (white paper), juli 2025. https://www.nerc.com/globalassets/who-we-are/standing-committees/rstc/whitepaper-characteristics-and-risks-of-emerging-large-loads.pdf — kapittel 3, figur 3.1, s. 19 (PDF-s. 26); figur 3.4, s. 23 (PDF-s. 30).

[K15-016] Tiltak mot effektsvingninger i AI-trening: programvare, GPU-utjevning og lagring i racket

(Microsoft, OpenAI, NVIDIA). E. Choukse m.fl., «Power Stabilization for AI Training Datacenters», arXiv:2508.14318v2, 21.08.2025. https://arxiv.org/pdf/2508.14318v2 — sammendrag/innledning, avsnitt II og IV-B–IV-C, figur 6–7, tabell I.

[K15-018] Batterilager og gassturbin: investering og fast drift (EIA, 2025-dollar). EIA, «Assumptions to the Annual Energy Outlook 2026: Electricity Market Module», april 2026. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/EMM_Assumptions.pdf — Tabell 3, s. 6 (fotnote d og i); Tabell 4 «Total overnight capital costs of new electricity generating technologies by region», s. 7.

[K15-019] Batterilager: investering per kWh og levetid (Lazard LCOS 2026). Lazard, «Lazard's LCOE+» (2026, LCOS v11.0), https://www.lazard.com/media/kcfconhf/lazards-lcoeplus_vf.pdf — «Levelized Cost of Storage—Key Assumptions», s. 38.

[K15-020] Reserveaggregat: investering per kW (NREL). S. Ericson og D. Olis, NREL, «A Comparison of Fuel Choice for Backup Generators», NREL/TP-6A50-72509, mars 2019 — avsnitt 6 (s. 20, fotnote 23), avsnitt 7.3 og Tabell 7 (s. 26). Rapportens egen URL https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72509.pdf; lest i en fullstendig kopi på https://www.blanchardmachinery.com/wp-content/uploads/2023/02/72509.pdf (forhandlerside, uendret NREL-dokument).

[K15-021] IAEA: verket skal tåle forstyrrelser i nettet og tap av ekstern strøm. IAEA, «Safety of Nuclear Power Plants: Design», Specific Safety Requirements No. SSR-2/1 (Rev. 1), Wien 2016. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1715web-46541668.pdf — Requirement 41 (PDF-s. 59) og Requirement 68 med 6.43–6.44C (PDF-s. 74–75).

[K15-022] Kjernekraftutvalget: krav om flere uavhengige linjer også for passive design (supplerer K05-029). NOU 2026: 4 «Kjernekraft i Norge?», kap. 12.2.4 «Tilgang til infrastruktur», s. 181 (PDF-s. 183). https://www.regjeringen.no/contentassets/b0434b593e544902aad54f7a29a07b84/no/pdfs/nou202620260004000dddpdfs.pdf

[K15-023] Standardvilkår for skyregnekraft: 99,99 % og 99,5 % tilgjengelighet, kreditt 10/30/100 % (AWS). Amazon Web Services, «Amazon Compute Service Level Agreement», sist oppdatert 25.05.2022, https://aws.amazon.com/compute/sla/

[K15-028] Elavgift 2026: avgift også på uttak til eget bruk; fritakene for egenprodusert kraft gjelder ikke kjernekraft. Stortingsvedtak om avgift på elektrisk kraft for 2026, FOR-2025-12-18-2760 (vedtatt 18.12.2025, endret 19.12.2025), Lovdata. https://lovdata.no/dokument/STV/forskrift/2025-12-18-2760 — §§ 1–5.

[K15-031] Energiloven § 3-1: konsesjon for produksjonsanlegg gjelder også uten nettilknytning. Lov 29. juni 1990 nr. 50 (energiloven) § 3-1, Lovdata. https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50/KAPITTEL_3

[K15-K01] Sannsynligheten for at alle enheter på et sted mister ekstern strøm når én gjør det: 0,28 (USA, 2009–2023). INL for NRC, «Analysis of Loss-of-Offsite-Power Events: 2023 Update», INL/RPT-24-79969, juli 2024. https://nrcoe.inl.gov/publicdocs/LOSP/loop-summary-update-2023.pdf — avsnitt 4.2 og Tabell 13, s. 27.

[K15-K04] Offentlig tjenestenivå for GPU-skykapasitet: 99 % tjenestetilgjengelighet og 95 % kapasitetstilgjengelighet (NVIDIA DGX Cloud). NVIDIA, «NVIDIA Cloud Services – Service Level Agreement», Service Specific Terms, punkt 1 «NVIDIA DGX Cloud». https://www.nvidia.com/en-us/agreements/service-level-agreement/nvidia-cloud-services-service-level-agreement (lest 11.11.2026; dato for siste endring ikke sett).

[K16-001] Konsulentrapporten til Kjernekraftutvalget finnes og er offentlig. Multiconsult og Amentum, «Survey and assessment of the status of available nuclear reactor technologies and designs», 16.03.2026, https://www.regjeringen.no/contentassets/b0434b593e544902aad54f7a29a07b84/no/sved/ved102.pdf, forside og s. 2–3 (revisjonstabell og «ACCESSIBILITY» s. 3). Lenket fra NOU-ens side https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2026-4/id3155361/. NOU-en lister den i innholdsfortegnelsen: «Vedlegg 2: Multiconsult & Amentum (2026). Survey and assessment of the status of available nuclear reac-tors technologies and design».

[K16-002] Slik er 109 000–177 000 kr/kW bygd opp. Multiconsult og Amentum 2026 (som K16-001), tabell 5.1 s. 120 og tabell 5.17 s. 165–166, beregningsnotatene s. 167; valutakurs: NOU 2026: 4, s. 108, fotnote 2, og vedlegg 4 (https://www.regjeringen.no/contentassets/b0434b593e544902aad54f7a29a07b84/no/sved/ved104.xlsx), arket «Forutsetninger», celle C17 = 10,3912 under overskriften «Valutakurser (2025 årskurs)» og merknaden «Hentet fra Norges Bank».

[K16-003] Hva «overnight cost» i spennet omfatter. Multiconsult og Amentum 2026, kap. 5.3 s. 123, kap. 5.6 s. 124–125, antakelsene i kap. 5.25 s. 163 og merknadene til tabell 5.17 s. 167. NOU 2026: 4 s. 108 sier det samme om brensel.

[K16-004] Spennet inneholder ingen reserve for overskridelser og ingen sannsynlighetsnivå. Multiconsult og Amentum 2026, tabell 5.17 s. 165 (kommentarkolonnen), kap. 5.3 s. 123, kap. 5.25 s. 164, s. 167.

[K16-008] Påslag for et nytt kjernekraftland og statlige kostnader er ikke tallfestet. Multiconsult og Amentum 2026, kap. 5.8 s. 131–132, kap. 5.24 s. 161–162, kap. 5.25 s. 163, tabell 5.17 s. 165.

[K16-009] Konsulentenes egen sammenligning med faktiske prosjekter. Multiconsult og Amentum 2026, tabell 5.4 s. 135, tabell 5.9 s. 150, kap. 5.26 s. 168 og tabell 5.18 s. 169.

[K16-010] NOU kapittel 8: «beste og verste utfall», men uten norsk kontekst. NOU 2026: 4 «Kjernekraft i Norge?», avgitt 8. april 2026, https://www.regjeringen.no/contentassets/b0434b593e544902aad54f7a29a07b84/no/pdfs/nou202620260004000dddpdfs.pdf, kap. 8.1 s. 107, kap. 8.1.3 s. 109–110, kap. 8.1.6 s. 114.

[K16-012] Driftskostnadene i NOU-en: hva som er med, og hvor de kommer fra. Multiconsult og Amentum 2026, kap. 5.18 s. 155, tabell 5.12 s. 157, tabell 5.17 s. 166; MIT Energy Initiative, «The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World» (2018), https://www.mit.edu/~jparsons/publications/20180900_The-Future-of-Nuclear-Energy-in-a-Carbon-Constrained-World.pdf, tabell A.7 s. 152 og A.8 s. 153; NOU 2026: 4, kap. 8.2.1–8.2.2 s. 114–115, kap. 26.3 s. 380 (forutsetning c); vedlegg 4, arket «Forutsetninger», cellene M38–N40.

[K16-013] Avfall og avvikling: NOU-ens 7,1–21,7 øre/kWh er svenske avgifter, ikke konsulentenes tall. NOU 2026: 4, kap. 8.2.3 s. 115–116 og tabell 8.1 (kilde Riksgälden 2025), kap. 26.3 s. 381 (forutsetning d); Multiconsult og Amentum 2026, kap. 5.20 s. 157–158, kap. 5.22 s. 160, tabell 5.17 s. 166; vedlegg 4, arket «Forutsetninger».

[K16-014] NVEs 126 875 kr/kW: BloombergNEF-tall som ifølge NVE inkluderer overskridelser. NVE, «Metode og forutsetninger for beregning av kostnader for kraftproduksjon», september 2026, https://www.nve.no/media/20468/metode_dokument_nettside-2026_2.pdf, s. 3 og kap. 2.5 s. 10–12; NVE, «LCOE – regneark» 2026, https://www.nve.no/media/20466/lcoe_2026_regneark.xlsx, arket «Kjernekraft»; vedlegg 4 til NOU-en, arket «Forutsetninger», cellene L30–L32, Q4 og P8–Q11; NOU 2026: 4 s. 381.

[K16-015] Referanseklassen i K03-044 regner med renter og normaliserte valutaer. A. Gilbert, B. K. Sovacool, P. Johnstone og A. Stirling, Energy Policy 102 (2017) 644–649, akseptert manus, https://pure.au.dk/ws/files/119052759/Cost_overruns_and_financial_risk_in_the_construction_of_nuclear_power.pdf, manusets s. 3–5 og 7–8, tabell 1 og figur 1 (kilde: «Sovacool et al. 2014b»); J. Plummer Braeckman, T. Disselhoff og J. Kirchherr, «Cost and schedule overruns in large hydropower dams», International Journal of Water Resources Development 36(5) (2020), https://research-portal.uu.nl/ws/portalfiles/portal/234733629/Cost_and_schedule_overruns_in_large_hydropower_dams_an_assessment_of_projects_completed_since_2000.pdf, s. 841–842.

[K16-017] Budzier m.fl.: median 68 % målt mot anslaget ved investeringsbeslutningen (sekundær). Finansdepartementet (Sverige), promemoria «Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft», Fi 2023:F, august 2024, https://www.regeringen.se/contentassets/785ee941726840229ed69135ca8f890c/finansiering-och-riskdelning-vid-investeringar-i-ny-karnkraft.pdf, s. 84, fotnote 99 (Budzier et al. 2018, «Quantitative Cost and Schedule Risk Analysis of Nuclear Waste Storage»).

[K17-001] Østlandet (NO1 og Grenland): 1 800 MW reservert, plass til inntil 1 500 MW til i dagens nett (desember 2024). Statnett, *Områdeplan Oslo, Akershus og Østfold 2024*, desember 2024, https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/omradeplaner/oslo-og-ostfold/omradeplan-oslo-akershus-og-ostfold-2024.pdf, PDF-s. 3 (sammendrag) og PDF-s. 11.

[K17-005] Nord-Norge (NO4): alt er reservert; Statnett satte nye reservasjoner nord for Svartisen på vent i 2026. (a) Statnett, *Områdeplan Nord 2025*, juni 2025, https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/omradeplaner/nord/omradeplan-nord-2025.pdf, PDF-s. 2 og 13. (b) Statnett, *Områdeplan Helgeland og Salten 2025*, juni 2025, https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/omradeplaner/helgeland-og-salten/omradeplan-helgeland-og-salten-2025.pdf, PDF-s. 10 og 21. (c) Statnett, brev til RME «Svarbrev – Tilknytningsplikt nord for Svartisen», 15.6.2026, ref. 2026/936-2, https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/nyheter-for-aktorer-i-kraftbransjen/svarbrev-rme---tilknytningsplikt-nord-for-svartisen-15.06.2026.pdf, PDF-s. 2–4.

[K17-008] Statnetts tariff 2026: 135 kr/kW for forbruk, 50 % reduksjon for stort forbruk, energiledd etter marginaltap. Statnett, *Tariffer for transmisjonsnettet 2026. Modellbeskrivelse og satser*, https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariffhefte-2026.pdf, PDF-s. 3, 8, 9, 13–16, 24; pristaket fra Statnett, «This year's tariff», sist oppdatert 28.9.2026, https://www.statnett.no/en/for-stakeholders-in-the-power-industry/tariffs/this-years-tariff

[K17-009] Statnetts tariff 2027: 330 kr/kW, nytt kapasitetsledd 33 kr/kW, reduksjon for stort forbruk 45 %; prognose 350 kr/kW i 2028. (a) Statnett, *Tariffer i transmisjonsnettet 2027*, PDF opprettet 28.9.2026, https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariffhefte-2027.pdf, PDF-s. 3, 14, 17, 19, 25, 29. (b) Statnett, «Statnetts tariffer for 2027», nyhet, https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/statnetts-tariffer-for-2027 (c) Statnett, «This year's tariff», sist oppdatert 28.9.2026, https://www.statnett.no/en/for-stakeholders-in-the-power-industry/tariffs/this-years-tariff

[K17-010] Langsiktig kapasitetskostnad (LKK) i transmisjonsnettet: bokført verdi per MW, 1,1 mill. kr/MW i 2025 og 3,1 mill. kr/MW i 2040. (a) Statnett, *Høring – Differensiering av industritariffen og nytt kapasitetsledd*, januar 2026 (PDF opprettet 23.1.2026), https://www.statnett.no/contentassets/a55b

3b95af41491bbee60e7398155bcf/horingsdokument---industritariff-og-kapasitetsledd.pdf, PDF-s. 13, tekst og figur 4 «Anslag på LKK over tid» (tabell satt inn som bilde; lest av gjengitt side). (b) Statnett, *Tariffer i transmisjonsnettet 2027*, PDF-s. 14 (URL som K17-009), formel satt inn som bilde (lest av gjengitt side).

[K17-012] Statnett om tid fra utredning til tiltak: ny ledning 5–12 år, ny stasjon 4–9 år; kunden bærer overskridelser inntil 15 %. Statnett, «Må du betale for ny eller økt nettkapasitet?», publisert 15.10.2024, sist oppdatert 28.4.2025, https://www.statnett.no/nettkapasitet-til-produksjon-og-forbruk/anleggsbidrag-tilknytning/

[K17-014] Tilknytning med vilkår om utkobling er lovlig og gir ingen kompensasjon (NEM § 3-2). Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM), FOR-2019-10-24-1413, §§ 3-2 og 3-2a, sist endret FOR-2025-12-11-2496 (fra 1.1.2026), https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2019-10-24-1413

[K17-015] Dimensjonerende feil i Norden er 1 450 MW (Oskarshamn 3); NSL og NordLink på 1 400 MW er største enkeltfeil i Norge. NOU 2026: 4 *Kjernekraft i Norge? Fordeler, ulemper og forutsetninger*, https://www.regjeringen.no/contentassets/b0434b593e544902aad54f7a29a07b84/no/pdfs/nou202620260004000dddpdfs.pdf, PDF-s. 311–312 (kap. 21), 372 og 375 (kap. 25), 386 (kap. 26).

[K17-016] Nordisk referansehendelse er 1 450 MW; OL3-vernet kobler ut 300 MW forbruk slik at ubalansen blir høyst 1 300 MW. Nordic Analysis Group (NAG, de nordiske systemoperatørene), *Requirements for minimum inertia in the Nordic power system*, datert 1.6.2025 (forside 28.8.2025), publisert av ENTSO-E, https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/SOC%20documents/Nordic/2025/2025_-_Requirements_for_minimum_inertia_in_the_Nordic_power_system.pdf, PDF-s. 3 og 5.

[K17-017] Finland: OL3-vernet kjøper 350 MW utkoblbart forbruk og batterier, til 7,8 €/MWh i kapasitetsbetaling. (a) Fingrid Oyj, «Olkiluoto 3:n järjestelmäsuojan uusi sopimuskausi käynnistyy heinäkuussa», pressemelding 30.6.2025, https://www.sttinfo.fi/tiedote/71299237/olkiluoto-3n-jarjestelmasuojan-uusi-sopimuskausi-kaynnistyy-heinakuussa?publisherId=69819787&lang=fi (b) Teollisuuden Voima Oyj, «Markkinaoikeus antoi päätöksen Olkiluoto 3:n tuotantoon kytkeytyvän kantaverkon suojausjärjestelmän maksujen määräytymisperusteista», 7.11.2025, https://www.tvo.fi/ajankohtaista/tiedotteetporssitiedotteet/2025/5249643.html

[K17-020] Kapasitetspriser i Statnetts reservemarkeder 2024–2026 (beregnet her fra Statnetts dagsdata). Statnett, Driftsdata, reservemarkeder (åpne data), endepunktene `https://driftsdata.statnett.no/restapi/Reserves/OtherReservePerDay?localDatetime=ÅÅÅÅ-MM-DD&reserveType=mFRR` (og aFRR) og `https://driftsdata.statnett.no/restapi/Reserves/PrimaryReservesPerDayTwo?localDatetime=ÅÅÅÅ-MM-DD`, hentet for hver dag 1.1.2024–10.11.2026; kolonnene tolket etter tabellmalen på https://driftsdata.statnett.no/Web/Reserves/mFRR og https://driftsdata.statnett.no/Web/Reserves/PrimaryReservesDayTwo, der prisen er merket «EUR/MW».

[K17-021] Ny topplastkapasitet og VOLL i EU: faste CONE for gassturbin 105 800–119 256 €/MW per år; Sveriges VOLL 7 065 €/MWh. ACER, *Security of EU electricity supply 2024*, 16.12.2024, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security_of_EU_electricity_supply_2024.pdf, PDF-s. 10 (tabell 1) og PDF-s. 21 (fotnote 41).

[K17-027] Statnett om erfart ledetid: 8–12 år for ledninger og 6–8 år for stasjoner. Statnett, *Områdeplan Helgeland og Salten 2025*, juni 2025, URL som K17-005 (b), PDF-s. 19.

[K17-K02] ACER-metoden: fixed CONE er årlig nettoinntekt per MW de-rated kapasitet. ACER, *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard*, vedlegg I til ACER-vedtak 23/2020, https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ACER_Decision_23-2020_on_VOLL_CONE_RS_-_Annex_I.pdf, PDF-s. 6, art. 2 bokstav w.

[K18-001] Konsumprisindeksen for Norge (KPI), årsgjennomsnitt 2010–2025 og månedstall 2026. SSB, Statistikkbanken tabell 14711 «Konsumprisindeks, historisk serie (2025=100) 1865-2025» (oppdatert 2026-02-06), https://data.ssb.no/api/pxwebapi/v2/tables/14711/data; tabell 14710 «Konsumprisindeks, historisk serie (2025=100) 1920M03-2026M10» (oppdatert 2026-11-10), https://data.ssb.no/api/pxwebapi/v2/tables/14710/data; tabell 08981 «Konsumprisindeks (2015=100)» (avsluttet), https://data.ssb.no/api/v0/no/table/08981. Hentet 11.11.2026.

[K18-002] Norges Banks valutakurser mot NOK, årsgjennomsnitt 2010–2025 og månedssnitt 2026. Norges Bank, valutakurser, SDMX-serien EXR, frekvens A og M, «SP» (spot), https://data.norges-bank.no/api/data/EXR/A.USD+EUR+GBP+SEK+CAD+JPY+CNY.NOK.SP?format=csv&startPeriod=2010&endPeriod=2026 og tilsvarende for M. Hentet 11.11.2026.

[K18-003] Konsumprisindeksen i USA (CPI-U), årsgjennomsnitt 2010–2025 og månedstall 2026. U.S. Bureau of Labor Statistics, Public Data API v2, serie CUUR0000SA0, https://api.bls.gov/publicAPI/v2/timeseries/data/ (annualaverage=true), hentet 11.11.2026. Basisperioden: BLS, «Table 1. Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U): U.S. city average, by expenditure category», september 2026, https://www.bls.gov/news.release/cpi.t01.htm.

[K18-005] Harmonisert konsumprisindeks for euroområdet (HICP), 2010–2025 og månedstall 2026. Eurostat, API, datasett prc_hicp_ainr (årlig), prc_hicp_minr (månedlig, «Index, 2025=100») og prc_hicp_aind

(årlig, 2015=100), https://ec.europa.eu/eurostat/api/dissemination/statistics/1.0/data/prc_hicp_ainr?geo=EA&coicop18=TOTAL. Hentet 11.11.2026.

[K18-009] Konsumprisindeksen for Japan (Statistics Bureau), 2010–2025. Statistics Bureau of Japan / e-Stat, «2020-Base Consumer Price Index, Annual Report 2025», tabell app1-1 «Long-Term Index for Japan, All items» (oppdatert 2026-03-31), https://www.e-stat.go.jp/en/stat-search/file-download?statInfId=000040430855&fileKind=0; bekreftet av «Japan's Consumer Price Index in 2025», publisert 23.01.2026, https://www.stat.go.jp/english/data/cpi/158c.html.

[K18-010] NOU 2026: 4 bruker to ulike rekkefølger ved omregning. NOU 2026: 4 «Kjernekraft i Norge?», https://www.regjeringen.no/contentassets/b0434b593e544902aad54f7a29a07b84/no/pdfs/nou202620260004000dddpdfs.pdf: fotnote 2, kap. 8 (PDF-s. 110, trykt s. 108); fotnote 9 (PDF-s. 118); fotnote 5, kap. 24 (PDF-s. 362); figurtekst figur 24.4 (PDF-s. 366); fotnote 8 (PDF-s. 366); figurtekst figur 24.5 (PDF-s. 367); punkt j, kap. 26 (PDF-s. 383).

[K18-014] Kjøpekraftsparitet for bygg og anlegg (Eurostat). Eurostat, datasett prc_ppp_ind «Purchasing power parities, price level indices, nominal and real expenditures by analytical categories - based on COICOP 1999» (oppdatert 2025-07-10), https://ec.europa.eu/eurostat/api/dissemination/statistics/1.0/data/prc_ppp_ind?geo=NO&ppp_cat=A0502&na_item=PLI_EU27_2020. Hentet 11.11.2026.

[K18-018] Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten 2014–2025, fordelt på delposter. SSB, Statistikkbanken tabell 11012 «Netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomhet (mill. kr) 1985-2025» (oppdatert 2026-06-09), https://data.ssb.no/api/pxwebapi/v2/tables/11012/data; definisjon: DFØ, statsregnskapet.no, «Hvordan inngår petroleumsinntekter i statsregnskapet?», 1. mars 2026, https://statsregnskapet.dfo.no/historier/2026/hvordan-inng%C3%A5r-petroleumsinntekter-i-statsregnskapet. Hentet 11.11.2026.

[K19-001] NVIDIA HGX H100: 1 312 kg CO2e per hovedkort med åtte GPU-er (vugge til port). NVIDIA, «Product Carbon Footprint (PCF) Summary for NVIDIA HGX H100», datablad, juli 2025, https://images.nvidia.com/aem-dam/Solutions/documents/HGX-H100-PCF-Summary.pdf, s. 1 (omfang, produktdata), s. 2 (metode) og s. 3 (resultater og fordeling).

[K19-004] Google, TPU: 386–1 101 kg CO2e per brikke over 6 år, inkludert vertsmaskin og andel av bygget. I. Schneider, H. Xu, S. Benecke, D. Patterson, K. Huang, P. Ranganathan og C. Elsworth (Google), «Life-Cycle Emissions of AI Hardware: A Cradle-To-Grave Approach and Generational Trends», arXiv:2502.01671v1, 1.2.2025, https://arxiv.org/pdf/2502.01671, tabell 1 (PDF-side 2), avsnitt 2 (PDF-side 3), avsnitt 4.3 og 6 (PDF-side 6), avsnitt 5 (PDF-side 7), vedlegg B.1–B.2 (PDF-side 12).

[K19-010] Schneider Electric WP99: bygg og teknisk anlegg 1 829 t CO2e per MW ved bygging, 2 400 t over 20 år. P. Lin, R. Bunger og V. Avelar, Schneider Electric, «Quantifying Data Center Scope 3 GHG Emissions to Prioritize Reduction Efforts», White Paper 99, versjon 1, 2023, https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=SPD_WP99_EN&p_enDocType=White+Paper&p_File_Name=WP99_V1_EN.pdf, forutsetninger (PDF-side 3), figur 6–7 (PDF-side 7), figur 8 og fotnote 12 (PDF-side 8).

[K19-011] Schneider Electric WP99: med fransk strøm er scope 3 76 % etter 15 år, innbygd om lag 59 %; serverlevetid 3–5 år. Schneider Electric WP99 (som K19-010), fotnote 10 og figur 4 (PDF-side 4–5), avsnittet «Extend server lifespans» og figur 12 (PDF-side 13).

[K19-012] ICEF (2025): IT 1 335 t og byggematerialer 571 t CO2e per MW ved bygging; innbygd kan passere 40 % med lavutslippskraft. J. Friedmann og C. McCormick, «Embodied Greenhouse Gas Emissions (Scope 3)», kapittel 3.3 i ICEF Sustainable Data Centers Roadmap, oktober 2025, https://icef.go.jp/wp-content/themes/icef_new/pdf/roadmap/2025/CHAPTER%20%E2%85%A2%20%E2%80%93%203.%20EMBODIED%20GREENHOUSE%20GAS%20EMISSIONS%20(SCOPE%203).pdf, s. 2 (innledning), figur 3.3-1 og tabell 3.3-1 (s. 4), boks 3.3-1 (s. 5), s. 6 (betong), s. 7 (stål).

[K19-K02] Data4 og APL: bygg og teknisk anlegg 1 318 t CO2e per MW IT for et datasenter på 5 MW i Frankrike. Data4 og APL Data Center, «Data centers: Measuring impacts for more effective actions», hvitbok, lang versjon, 2025, https://www.data4group.com/wp-content/uploads/2026/01/Data4-English_LIVRE-BLANC-ACV_LONG_FINAL.pdf, avsnitt 4 (PDF-side 10–11), tabell 7 og 8 (PDF-side 17–18), tabell 13 (PDF-side 23).

[K20-004] Utkastet fra februar–mars 2026: lisensplikt for AI-brikker til alle land, med krav som øker med klyngens størrelse; trukket 13.3.2026. Reuters (Alexandra Alper og Stephen Nellis), «US mulls new rules for AI chip exports, including requiring US investments by foreign firms», 5.3.2026, https://www.reuters.com/world/us-mulls-new-rules-ai-chip-exports-including-requiring-investments-by-foreign-2026-03-05 ; Reuters (Karen Freifeld), «US Commerce Department withdraws planned rule on AI chip exports», 13.3.2026, gjengitt i sin helhet hos WMBD, https://wmbdradio.com/2026/03/13/us-commerce-department-withdraws-planned-rule-on-ai-chip-exports-government-website-shows ; OIRA, datafil over fullførte gjennomganger i 2026 (se K20-K01)

[K20-007] Kina: lettelse for H200-klassen (januar 2026), men lite levert. BIS, «Revision to License Review Policy for Advanced Computing Commodities», 91 FR 1684, 15.1.2026 (FR Doc. 2026-00789), sammendraget, https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2026-01-15/pdf/2026-00789.pdf ; NVIDIA Corporation, Form 10-Q for kvartalet som endte 26.7.2026, levert 26.8.2026, «Risk Factors», https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1045810/000104581026000075/nvda-20260726.htm

[K20-008] Nvidia: endringer som er gjort uten ny regel, og selskapets egen vurdering. NVIDIA, Form 8-K

levert 31.8.2022, punkt 8.01, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1045810/000104581022000146/nvda-20220826.htm ; NVIDIA, Form 8-K levert 15.4.2025, punkt 8.01, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1045810/000104581025000082/nvda-20250409.htm ; NVIDIA, Form 10-Q levert 26.8.2026, «Risk Factors» og «Management's Discussion and Analysis» (URL i K20-007)

[K20-017] Datert liste over amerikanske eksporttiltak for AI-brikker, 26.8.2022–11.11.2026. Federal Register API (søk og dokumentoppslag, hentet 11.11.2026, https://www.federalregister.gov/api/v1/documents.json); regeltekstene oppgitt i tabellen (`https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-<dato>/pdf/<nr>.pdf`); NVIDIA 8-K 31.8.2022 og 15.4.2025 og 10-Q 26.8.2026 (K20-008); BIS pressemelding datert 12.5.2025 (K02-030); BIS-veiledning 31.5.2026 (K02-032); Reuters 5.3. og 13.3.2026 og OIRA (K20-004, K20-K01); selskapsuttalelser 12.6. og 30.6.2026 (K20-K02)

[K20-018] Epoch AI: avansert pakking (CoWoS) og HBM, ikke selve brikkeproduksjonen, var flaskehalsene i 2025. Somala, V., Epoch AI, «Advanced packaging and HBM, not logic dies, were the bottlenecks on AI chip production in 2025», 12.3.2026, https://epoch.ai/data-insights/ai-chip-supply-chain-constraints

[K20-021] Epoch AI: fem hyperskalere eier om lag 71 % av verdens AI-regnekraft; den største eier om lag en firedel. Emberson, L., You, J. og Somala, V., Epoch AI, «Five hyperscalers now own over two-thirds of global AI compute», 14.4.2026 (data oppdatert 16.4.2026), https://epoch.ai/data-insights/hyperscalers-control-most-compute

[K20-K01] OIRA: regelen «AI Action Plan Implementation» kom inn 26.2.2026 og ble trukket 13.3.2026; ingen regel om AI-brikker ligger til gjennomgang nå. OIRA/reginfo.gov, datafil «EO_RULE_COMPLETED_YTD.xml» (787 oppføringer, fullført 2.1.–10.11.2026), https://www.reginfo.gov/public/do/XMLViewFileAction?f=EO_RULE_COMPLETED_YTD.xml ; datafil «EO_RULES_UNDER_REVIEW.xml», https://www.reginfo.gov/public/do/XMLViewFileAction?f=EO_RULES_UNDER_REVIEW.xml ; Unified Agenda, RIN 0694-AK17, https://www.reginfo.gov/public/do/eAgendaViewRule?pubId=202510&RIN=0694-AK17

[K20-K02] Juni 2026: eksportkontroll på to AI-modeller rammet alle utenlandske brukere, også i allierte land, i 18 dager. Anthropic, «Statement on the US government directive to suspend access to Fable 5 and Mythos 5», 12.6.2026 (dato ikke vist på siden; dateres av CSIS og Anthropics oppfølging), https://www.anthropic.com/news/fable-mythos-access ; Anthropic, «Redeploying Fable 5», 30.6.2026, https://www.anthropic.com/news/redeploying-fable-5 ; CSIS, «The Department of Commerce Restricted Access to Anthropic's Latest Models. What Comes Next?», 16.6.2026, https://www.csis.org/analysis/department-commerce-restricted-access-anthropics-latest-models-what-comes-next

[K21-001] UNECE 2022: spenn i livsløpsutslipp per teknologi (primærkilden). UNECE, «Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources», Genève 2022, utarbeidet av Luxembourg Institute of Science and Technology (hovedforfatter T. Gibon). Lest: korrigert PDF (106 sider, endret 06.07.2022), https://unece.org/sites/default/files/2022-08/LCA_0708_correction.pdf, som arkivkopi https://web.archive.org/web/20250725191429/https://unece.org/sites/default/files/2022-08/LCA_0708_correction.pdf. «Executive summary», s. xv (PDF-side 16); samme tall i konklusjonen s. 53 (PDF-side 70); funksjonell enhet i kap. 2.2. Dokumentsymbolet ECE/ENERGY/141 står ikke i PDF-en som er lest, men i FNs digitale bibliotek (https://digitallibrary.un.org/record/4020227, «Geneva : UNECE, October 2022», 97 s., ISBN 9789210014854).

[K21-002] UNECE 2022: tall for Europa (EU28) i 2020, per teknologi. UNECE 2022 (som K21-001), vedlegg 7.2.1, tabell 13 «LCIA results for region EUR (Europe EU28), per kWh, in 2020, for select indicators», s. 67 (PDF-side 84), og tabell 14 (alle ILCD 2.0-indikatorer), s. 68 (PDF-side 85).

[K21-003] UNECE: 147 g for vannkraft er én uteligger; representativt anlegg 6,1–11 g. UNECE 2022 (som K21-001), kap. 3.6.1 og 3.6.2, s. 33–34 (PDF-side 50–51), tabell 10, og kap. 4.1 «Climate change», s. 41 (PDF-side 58).

[K21-004] UNECE: forutsetningene bak det lave kjernekrafttallet, og SMR. UNECE 2022 (som K21-001), kap. 3.7.2, s. 36 (gjennomsnittlig PWR); kap. 3.8.1, s. 39 (PDF-side 56) og 3.8.2 «Environmental impact assessment», s. 40 (PDF-side 57); kap. 4.1, s. 41 (PDF-side 58); vedlegg 7.3, s. 70 (PDF-side 86).

[K21-008] NORSUS 2019: livsløpsutslipp for gjennomsnittlig norsk vannkraft. M. Silva og I. S. Modahl, «The inventory and life cycle data for Norwegian hydroelectricity», Østfoldforskning, åpent notat AR 01.19, 02.05.2019, oppdatert 29.05.2020, https://norsus.no/wp-content/uploads/AR-01.19-The-inventory-and-life-cycle-data-for-Norwegian-hydroelectricity.pdf, s. 2 (antall verk), tabell 4 s. 5, metode for neddemt areal s. 5–6, tabell 5 og fotnote s. 7.

[K21-034] Empirisk frekvens for kjernesmelte med stort utslipp: Lelievelds definisjon og oppdatert nevner fra IAEA. J. Lelieveld, D. Kunkel og M. G. Lawrence, «Global risk of radioactive fallout after major nuclear reactor accidents», *Atmospheric Chemistry and Physics* 12 (2012) 4245–4258, https://acp.copernicus.org/articles/12/4245/2012/acp-12-4245-2012.pdf, s. 4246 og 4249. IAEA, *Nuclear Power Reactors in the World*, Reference Data Series No. 2, 2025 Edition,

https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS-2-45_web.pdf, PDF-s. 11 og fotnoten til tabelloversikten (PDF-s. 21).

[K21-071] Prop. 1 LS (2026–2027): elavgift 7,32 øre/kWh (alminnelig) og 0,60 øre/kWh (redusert) i 2027; ingen egen sats for datasentre. Finansdepartementet, Prop. 1 LS (2026–2027) Skatter og avgifter 2027, tilrådd 2.10.2026, PDF via https://kudos.dfo.no/dokument/a2ec6469-3ccf-4bba-b545-87162653591c/filer/a2ec646a-80b3-4101-9652-82d63c337d10.pdf: tabell 1.6 (PDF-s. 34, trykt s. 32), punkt 10.9 (PDF-s. 168, trykt s. 166) og boks 10.8 (PDF-s. 169, trykt s. 167), forslag til stortingsvedtak om avgift på elektrisk kraft for 2027 § 2 (PDF-s. 282, trykt s. 280).

[K21-077] EDF (halvårsresultat 2026): kostnadsanslag 72,8 mrd. €2020, CfD med pris høyst 100 €/MWh (2024-euro), risikodeling og beslutning «by end-2026». EDF, «2026 – Half-year results» (presentasjon), 31.7.2026, https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2026-07/2026-07-31-edf-half-year-results-presentation.pdf, lysbilde «EPR2 programme: 3 pairs of 1.7GW reactors in France» (s. 30).

[K21-086] NVE 37/2026, vedlegg B: kraftpris per budområde i 2035 for tolv scenarioer (Basis 49–57 øre/kWh; høyest 74–79 øre/kWh). NVE, rapport 37/2026, vedlegg B, tabell 5 «Gjennomsnittlig kraftpris per budområde», PDF-s. 31; figur 5 med figurtekst, PDF-s. 18.

[K21-087] NVE 37/2026, vedlegg B: kraftbalanse og forbruk per budområde i 2035 (Basis +19,6 TWh; lavest −3,6 TWh). NVE, rapport 37/2026, vedlegg B, tabell 2 «Forbruk per budområde», tabell 3 «Produksjon per budområde» (PDF-s. 30) og tabell 4 «Kraftbalanse per budområde» (PDF-s. 31).

[K21-089] NVEs metode for datasenterforbruket (metodenotat 11.8.2026): 70 % brukstid, realisering 75/50/25 % etter modenhet, ca. 8 TWh i 2030. NVE, «Metode for framskriving av strømforbruk i datasentre», 11.8.2026, 9 s., https://www.nve.no/media/20262/metodenotat-framskriving-datasentre-2026.pdf, s. 2, 3, 4, 5 (tabell 1) og 6. Henvist til i Prop. 1 S (2026–2027) Energidepartementet, boks 4.2 (PDF-s. 72–73).

[K21-Ka01] NVE 2026: utfallsrom for ny vindkraft til 2035 er 0 til om lag 7 TWh på land og 0 til 9 TWh til havs. NVE, «Scenarioer for kraftmarkedet 2026. Utfallsrom for kraftbalansen mot 2035», rapport nr. 37/2026, Oslo, oktober 2026, https://publikasjoner.nve.no/rapport/2026/rapport2026_37.pdf, s. 7, tabell 1 s. 11 og vedlegg A.3 s. 28.

[K22-001] Statnetts stans omfatter også godkjenning etter fos § 14 for 420 kV-anlegg; anlegg med godkjente funksjonskrav kan fortsatt tilknyttes. Statnett, «Midlertidige tiltak for fortsatt forsvarlig systemdrift», pressemelding 9.11.2026, https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2026/midlertidige-tiltak-for-fortsatt-forsvarlig-systemdrift/.

[K22-004] Statnetts register: 4 205 MW reservert og 10 774 MW i kø til datasentre; per prisområde NO1 1 413 / NO2 1 950 / NO3 96 / NO4 477 / NO5 270 MW reservert. Statnett, «Statistikk om tilknytningssaker», side «Historisk høyeste forbruk og produksjon – med reservert kapasitet og kapasitetskø» (Power BI), lenket fra https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nettkapasitet-til-produksjon-og-forbruk/foresporsler-og-reservasjon-i-nettet, filter Næringstype = Datasenter og Prisområde = NO1 … NO5, lest 12.11.2026.

[K22-005] Statnetts register: 868 MW datasentre tilknyttet, 681 MW av det på ordinære vilkår; NO1 193 / NO2 277 / NO3 269 / NO4 129 / NO5 0 MW. Statnett, «Statistikk om tilknytningssaker», side «Tilknyttet kapasitet» og «Liste over saker med tilknyttet kapasitet – Forbruk (MW)» (Power BI), lenket fra https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nettkapasitet-til-produksjon-og-forbruk/foresporsler-og-reservasjon-i-nettet, filter Næringstype = Datasenter, lest 12.11.2026.

[K22-006] Statnetts register: av 4 205 MW reservert til datasentre har 750 MW planlagt tilknytning innen 2026, 1 400 MW innen 2027, 3 095 MW innen 2030 og 4 056 MW innen 2032. Statnett, «Statistikk om tilknytningssaker», side «Reservasjoner» (Power BI), filter Næringstype = Datasenter, «Dato – Reservert kapasitet» 19.02.2018–25.10.2026, «Dato – Planlagt tilknytning» fra 29.11.2023 til den oppgitte sluttdatoen, lest 12.11.2026.

[K22-019] Datasentre på vilkår i Statnetts register: 187 MW av 868 MW, i tre anlegg (Tydal 80 MW, Green Mountain Innlandet 70 MW, Troll Housing 37 MW). Statnett, «Liste over saker med tilknyttet kapasitet – Forbruk (MW)» (Power BI, som K22-005), saksnr. 21/00082, 21/00015 og 21/00035, lest 12.11.2026.

[K22-021] Tydal Data Center: 40 MW (konsesjon 2022), 180 MW (konsesjon 28.3.2025, tilknyttet 30.9.2025); ombygging fra krypto til KI søkt 20.2.2026 og innvilget 28.5.2026. (a) Tydal Data Center AS, *Søknad om anleggskonsesjon, Utvidelser på Tydal Data Center*, 20.2.2026, NVE sak 202607345, https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/460af498-0e52-4bfb-a816-16b2b9f21c84/202607345/3452545, PDF-s. 5 og 10. (b) NVE, konsesjonssak «132 kV utvidelser på Tydal Data Center Fase 3», konsesjon gitt 28.5.2026, https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=26042&type=A-1, og anleggskonsesjonen datert 28.05.2026. (c) Statnetts register (K22-019).

[K22-023] Anlegg over 50 MW i Statnetts register: fem datasentre med til sammen 580 MW tilknyttet (Tydal 180, WS Computing 126, Green Mountain Innlandet 110, Bulk Kristiansand 100, Troll Housing 64). Statnetts register (som K22-005), alle 28 rader lest 12.11.2026.

[K22-K02] Statnetts register sammenholdt: WS Computing i Skien gikk fra reservasjon (5.11.2023) til 120 MW tilknyttet (12.4.2026) på 2,4 år; fem saker står både som reservert og tilknyttet. Statnett, «Statistikk om tilknytningssaker» (Power BI, som K22-005), sakslistene «Liste over saker med reservert kapasitet – Forbruk (MW)», «Liste over saker med tilknyttet kapasitet – Forbruk (MW)» og «Liste over saker i

kapasitetskø – Forbruk (MW)», lest 12.11.2026.

[K22-K04] Statnett (juni 2026): prosjekter med forbruk på 100 MW eller mer må i utgangspunktet kunne realiseres innen seks år for å regnes som modne. Statnett, *Oppsummering av høringsinnspill – innskjerping av modenhetskrav for forbrukstilknytninger ≥ 100 MW*, juni 2026, 17 s., https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/horinger-og-konsultasjoner/endring-av-modenhetskrav/oppsummering-av-horingsinnspill-om-strengere-modenhetskrav-for-forbrukstilknytninger---100-mw.pdf, PDF-s. 3 og 10.

[K23-006] NVE: om lag 5 TWh ny produksjon til 2030, mest vann og sol; effektutvidelser og ny vindkraft kommer i hovedsak etter 2030. NVE, *Status og utvikling i kraftsystemet 2025–2030*, rapport 17/2026 (PDF opprettet 19.5.2026), https://publikasjoner.nve.no/rapport/2026/rapport2026_17.pdf, PDF-s. 27–28.

[K23-017] IEA: ventetid på gassturbiner 5–7 år; bestillinger av gasskraft på 25-årstopp i 2025, drevet av datasentre i USA, begrenser tilgangen andre steder. (a) IEA, *Global Hydrogen Review 2026*, https://www.iea.org/files/af4b6218-0311-4963-91ab-903cb18ca0ca/GlobalHydrogenReview2026.pdf, PDF-s. 80. (b) IEA, *World Energy Investment 2026*, https://www.iea.org/files/64594543-cf6e-4fd9-8238-d3cae35daf48/WorldEnergyInvestment2026.pdf, PDF-s. 10.

[K23-020] IPCC AR5: livsløpsutslipp for kombikraft med CO2-fangst 94/170/340 g/kWh mot 410/490/650 uten; investering 2 000 mot 1 100 USD2010/kW. IPCC AR5 WGIII, Annex III «Technology-specific Cost and Performance Parameters», 2014, https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf, tabell A.III.1 (PDF-s. 4 for kombikraft uten fangst, PDF-s. 5 for kombikraft med fangst og for virkningsgrad) og A.III.2 (PDF-s. 7).

[K23-K04] Stortinget 5.2.2026: nei til å åpne for gasskraft uten fangst på Melkøya, og nei til ny vurdering av gasskraft med fangst. Stortinget, referat fra møte torsdag 5. februar 2026, voteringer i sak nr. 2 (Innst. 100 S (2025–2026)), https://www.stortinget.no/globalassets/pdf/referater/stortinget/2025-2026/refs-202526-02-05.pdf, PDF-s. 41.

[K24-013] Norge (NEM § 3-4 og § 3-5): reservert nettkapasitet beholdes bare med tilstrekkelig fremdrift; ellers skal den trekkes tilbake. Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM), FOR-2019-10-24-1413, §§ 3-4 og 3-5 (tilføyd ved forskrift 18.12.2024 nr. 3274, i kraft 1.1.2025), Lovdata, https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2019-10-24-1413 (sist endret FOR-2025-12-11-2496 fra 1.1.2026).

[K24-015] Statens prosjektmodell (R-108/2025): konseptvalgutredningen skal vurdere trinnvis gjennomføring og om realopsjoner tilsier utsettelse; KS1 kan deles i to trinn. Finansdepartementet, rundskriv R-108/2025 «Statens prosjektmodell – Krav til utredning, planlegging og kvalitetssikring av store investeringsprosjekter i staten», 21.11.2025, https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r-108_2025.pdf, PDF-s. 2 (punkt 2 Virkeområde), PDF-s. 5 (punkt 4) og PDF-s. 8–9 (punkt 5.6 og 5.7).

[K25-001] IEA 2025: det meste av AI-energien brukes i store, sentrale datasentre; flytting til sluttbrukerutstyr nevnes, men tallfestes ikke. IEA, *Energy and AI*, april 2025, https://iea.blob.core.windows.net/assets/de9dea13-b07d-42c5-a398-d1b3ae17d866/EnergyandAI.pdf, avsnitt 2.4.1, PDF-s. 72–74; kap. 2, PDF-s. 57.

[K25-002] IEA 2026: flytting til «edge» inngår i High Efficiency-forløpet, men uten tall; fysisk AI og utstyr flytter etterspørsel ut av datasentrene. IEA, *Key Questions on Energy and AI*, april 2026, https://iea.blob.core.windows.net/assets/3179f7f8-01f6-4dd6-bffa-c9f7b73f1dc9/KeyQuestionsonEnergyandAI.pdf, PDF-s. 24 og 32.

[K25-005] LBNL 2025: trening om lag 35 % av AI-serverenes effektuttak i USA i 2024, fallende til om lag 20 % i 2030. Smith, S. J. mfl., *United States Data Center Energy Usage Report: 2025 Update*, LBNL-2001758, juni 2026, https://www.energy.gov/documents/united-states-data-center-energy-usage-report-2025-update, avsnitt 3.4.3, PDF-s. 24 (trykt s. 22); Table 1, PDF-s. 9.

[K25-006] McKinsey 2026: trening og slutning like store i 2026 (29 % hver av 120 GW); slutning om lag 60 % av AI-etterspørselen i 2030. McKinsey & Company, «The cost of intelligence: How to scale AI inference», https://www.mckinsey.com/industries/semiconductors/our-insights/scaling-ai-inference, Exhibit 1 og 3 (bildebeskrivelser) og avsnitt 3. Publiseringsdato 5.10.2026 ifølge søkeverktøyets metadata, ikke sett på siden.

[K25-033] IEA 2026: de lave forløpene ligger 8–12 % under basis i 2030 og 15–21 % i 2035; reduksjonen i High Efficiency kommer fra virksomhetenes egne datasentre, ikke hyperskala. IEA, *Key Questions on Energy and AI*, april 2026 (URL som K25-002), Annex A, Table A.1 «World data centres by case», PDF-s. 108.

[K25-034] LBNL 2025: USAs laveste forløp ligger 19,6 % under referansen i 2030 (521 mot 649 TWh); ingen følsomhet for flytting til sluttbrukerutstyr. Smith, S. J. mfl., LBNL 2025 Update (URL som K25-005), Executive Summary PDF-s. 7, Table 1 PDF-s. 9, Table 2 PDF-s. 11, PDF-s. 12.

[K25-K01] LBNL 2024: slutning nesten 60 % av AI-serverenes energi i USA i 2023, men trening forbi slutning i 2028 (50–53 %), motsatt retning av 2025-oppdateringen. Shehabi, A. mfl., *2024 United States Data*

Center Energy Usage Report, LBNL-2001637, desember 2024, https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/2024-12/lbnl-2024-united-states-data-center-energy-usage-report_1.pdf, avsnitt 5, PDF-s. 50; fordelingen PDF-s. 29; driftstid PDF-s. 27. Metodeskiftet: LBNL 2025 Update (URL som K25-005), PDF-s. 24.

[K26-001] IEA: datasentrene brukte krafta fra 460 TWh produksjon og ga om lag 180 Mt CO2 i 2024; om lag 300 Mt i 2035 (beregnet om lag 390 og 230 g CO2 per kWh produsert, om lag 430 og 250 per kWh forbrukt). IEA, *Energy and AI*, april 2025, https://iea.blob.core.windows.net/assets/de9dea13-b07d-42c5-a398-d1b3ae17d866/EnergyandAI.pdf, s. 86–87 (avsnitt 2.5.3 og figur 2.20), s. 93 (figur 2.24) og s. 246 (avsnitt 5.8.1); forbrukstallene s. 14 og 63.

[K26-005] IEA: CO2-intensiteten faller fra 2025 til 2030 — verden 435 til 360, EU 170 til 90, Kina 530 til 415 g/kWh; USA 3,2 % per år. IEA, *Electricity 2026*, kapittelet «Emissions», https://www.iea.org/reports/electricity-2026/emissions

[K26-006] IEA WEO 2025: verdens CO2-intensitet i kraft 446 g/kWh i 2024; 251 i 2035 og 122 i 2050 med vedtatt politikk (STEPS), 291 og 192 med dagens politikk (CPS). IEA, *World Energy Outlook 2025*, november 2025, https://iea.blob.core.windows.net/assets/9753df19-0a71-422a-b725-012c555763b3/WorldEnergyOutlook2025.pdf, vedlegg A, tabell A.5a, A.5b og A.5c «World economic and activity indicators», s. 419, 425 og 431; definisjon i vedlegg A.

[K26-007] EPA eGRID 2023: USA 771 lb CO2e/MWh (beregnet 350 g/kWh) i snitt; Virginia/Carolina (SRVC) 596 lb (270 g); ikke-grunnlastkraft 1 379 lb (626 g), som EPA sier brukes som anslag på unngåtte utslipp. (a) EPA, *eGRID Summary Tables 2023*, revisjon 2 (12.6.2025), https://www.epa.gov/system/files/documents/2025-06/summary_tables_rev2.pdf, tabell 1 «Subregion Output Emission Rates (eGRID2023)». (b) EPA, *Technical Guide for eGRID2023*, januar 2025, https://www.epa.gov/system/files/documents/2025-01/egrid2023_technical_guide.pdf, s. 3 og avsnittet «Nonbaseload Emission Rates». (c) EPA, «Summary Data», https://www.epa.gov/egrid/summary-data (siste utgave er eGRID2023, lest 12.11.2026).

[K26-011] Johnson m.fl. (ERL 2026): ny datasenterlast i USA i 2030 gir 0,41 t CO2 per MWh (0,18–0,47 etter scenario); gass dekker 70 % av økningen uten skattefradrag for ren kraft. J. X. Johnson, C. Wade, M. Blackhurst, J. F. DeCarolis, A. R. de Queiroz, I. D. Posen, P. Jaramillo, «Power system costs and emissions from data center and cryptocurrency mining expansion in the United States», *Environmental Research Letters* 21 (2026) 114007, publisert 4.6.2026, https://doi.org/10.1088/1748-9326/ae6c3d (PDF: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ae6c3d/pdf), tabell 3 (s. 8), s. 7, 10–11.

[K26-012] GHG-protokollen (scope 2): to metoder, stedbasert og markedsbasert; veiledningen støtter ikke «unngåtte utslipp» i scope 2, men slike kan rapporteres separat. World Resources Institute og WBCSD, *GHG Protocol Scope 2 Guidance*, 2015, https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-03/Scope%202%20Guidance.pdf, kap. 4.1 (trykt s. 25–27) og s. 28.

[K26-013] GHG-protokollen: unngåtte utslipp skal rapporteres atskilt og ikke trekkes fra; under et kvotetak i kraftsektoren blir de unngåtte utslippene null. (a) *GHG Protocol Scope 2 Guidance*, 2015 (som K26-012), avsnitt 6.9 «Optional: Calculate any avoided emissions and report separately», s. 52. (b) WRI og WBCSD, *Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard*, 2011, https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Corporate-Value-Chain-Accounting-Reporing-Standard_041613_2.pdf, kap. 9, s. 107.

[K26-026] EUs rapportering: WUE 0,07 l/kWh i Finland, 0,10 i Sverige og 0,57 i Danmark, mot 0,58 i EU (driftsåret 2023); bare 7 av anslagsvis 103 svenske datasentre rapporterte. EY, AIT og Borderstep for Europakommisjonen (DG ENER), *Assessment of the energy performance and sustainability of data centres in EU – First Technical Report*, 2025, DOI 10.2833/3168794, https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/83be4c3e-5c79-11f0-a9d0-01aa75ed71a1, figur 11 (trykt s. 39, PDF-s. 41; tallene lest av gjengitt side) og tabell 13 (PDF-s. 25–26).

[K26-030] Norsk eksempel: kjølevannsvurdering for et datasenter på 95 MW i Skipavika — 88 m³ sjøvann per time per MW varme ved 10 °C oppvarming, akseptkriterium høyst 1 °C ved 100 m. BW Velora Skipavika Digital Sikkerhet AS, *Vurdering av kjølevannsutslipp. Datasenter Skipavika — to campuser på 45 MW og 50 MW*, revisjon 05, 9.6.2026, vedlegg til søknad om mindre endring av detaljreguleringsplan, https://aimblob.blob.core.windows.net/aimfiles/360e64f7-66d8-46ed-ae89-2502eac02a24.pdf, kap. 2–3 og 6, s. 2–9.

[K26-031] Macknick m.fl.: gass kombikraft med kjøletårn forbruker 205 gal/MWh (beregnet 0,78 m³) og tar ut 255 (0,97 m³); med gjennomstrømning tar den ut 11 380 gal (43 m³); vind 0; vannkraft 4 491 gal (17 m³) i fordampning. J. Macknick, R. Newmark, G. Heath, K. C. Hallett, «Operational water consumption and withdrawal factors for electricity generating technologies: a review of existing literature», *Environmental Research Letters* 7 (2012) 045802, https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/7/4/045802, tabell 1 (s. 5), tabell 2 (s. 6) og tabell 3 (s. 7).

[K26-032] Bakken m.fl. (HESS 2013): vannkraftens «vannforbruk» regnet som brutto fordampning er en for enkel metode; norske tall 3,8–4,4 m³/MWh brutto og negative med vannbalanse. T. H. Bakken, Å. Killingtveit, K. Engeland, K. Alfredsen, A. Harby, «Water consumption from hydropower plants – review

of published estimates and an assessment of the concept», *Hydrology and Earth System Sciences* 17, 3983–4000 (2013), https://hess.copernicus.org/articles/17/3983/2013/hess-17-3983-2013.pdf, sammendraget, tabell 1 og s. 3988–3989.

[K26-033] NOU 2026: 4: kjølevannet ved Ringhals og Olkiluoto varmes 10–13 °C; Olkiluoto 3 (1 600 MW) bruker 53 m³ sjøvann per sekund (beregnet 119 m³/MWh); Gösgen med kjøletårn tar ut 2,2 m³/s og slipper ut 1,5. NOU 2026: 4 *Kjernekraft i Norge?*, kap. 4, s. 61–62 (PDF-s. 63–64).

[K26-K01] IEA (april 2026): datasentrenes forbruk 485 TWh i 2025, 945 TWh i 2030 og 1 193 TWh i 2035; utslippene dobles til om lag 350 Mt i 2035 (beregnet om lag 290 g per kWh forbrukt). IEA, *Key Questions on Energy and AI*, World Energy Outlook Special Report, april 2026 (pressemelding 16.4.2026 ifølge søkeutdrag fra iea.org), https://iea.blob.core.windows.net/assets/3179f7f8-01f6-4dd6-bffa-c9f7b73f1dc9/KeyQuestionsonEnergyandAI.pdf, PDF-s. 10, 13 og 108 (vedlegg A, tabell A.1).

[K27-001] NEA 2020: den andre reaktoren i et par koster om lag 15 % mindre; Barakah over 50 % fra første til fjerde enhet (ETI-data). OECD-NEA, «Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders», NEA No. 7530, 2020, https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-07/7530-reducing-cost-nuclear-construction.pdf, kap. 3, avsnittet «Multi-unit effect», trykt s. 65 (PDF-s. 67), figur 24 og fotnote 31.

[K27-002] NEA 2020: serieeffekten gir 15–20 % lavere overnattkostnad og 25–40 % lavere samlet kostnad; mer enn seks enheter trengs. OECD-NEA 2020 (som K27-001), kap. 3, avsnittene «Series effect» og «France's historical nuclear programme», trykt s. 66–67 (PDF-s. 68–69), figur 25.

[K27-003] NEA 2020: alle nyere førsteanlegg av generasjon III/III+ gikk over budsjett; utfordringene i Vesten er «not inherent to the technology». OECD-NEA 2020 (som K27-001), innledningen, boks 1 og figur 3 (trykt s. 22, PDF-s. 24), tabell 1 (trykt s. 23, PDF-s. 25), tekst ved figur 5 (trykt s. 24, PDF-s. 26).

[K27-004] Sizewell B mot planlagt Sizewell C (1990-tallet): tvilling med samme design anslått 37 % lavere OCC og 55 % lavere med engangskostnadene; Wylfa ABWR over 20 %. (1) OECD-NEA 2020 (som K27-001), trykt s. 67–68 (PDF-s. 69–70), figur 26, og boks om Wylfa, trykt s. 92 (PDF-s. 94). (2) K. Gogan, E. Ingersoll m.fl. (CleanTech Catalyst Ltd og Lucid Strategy Inc.), «The ETI Nuclear Cost Drivers Project: Summary Report», Energy Technologies Institute, 20.04.2018, https://www.lucidcatalyst.com/_files/ugd/2fed7a_0bf1b6be925b4f729ffcd13a8410d6bc.pdf, kap. 5.1, trykt s. 27–28 (PDF-s. 34–35).

[K27-005] MIT 2018: første anlegg er typisk 30 % dyrere enn senere av samme design; de billigste har opptil seks enheter per tomt; Barakah 40 % lavere arbeidskostnad fra enhet 1 til 4. MIT Energy Initiative, «The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World», september 2018, https://www.mit.edu/~jparsons/publications/20180900_The-Future-of-Nuclear-Energy-in-a-Carbon-Constrained-World.pdf, kap. 2.3, s. 37 (PDF-s. 65).

[K27-007] US DOE 2024: 5–10 reaktorer av samme design trengs; læring er «mostly design-specific»; samlebestilling av over ti gir om lag 15 % lavere kostnad for første enhet. U.S. Department of Energy, «Pathways to Commercial Liftoff: Advanced Nuclear», september 2024, https://gain.inl.gov/content/uploads/4/2024/11/DOE-Advanced-Nuclear-Liftoff-Report.pdf, sammendrag s. 3 (PDF-s. 6), kap. 2, s. 34–36 (PDF-s. 37–39), figur 29.

[K27-008] Berthélemy og Escobar Rangel (Energy Policy 2015): læringen er bare signifikant for modeller fra samme arkitekt-ingeniør; standardisering virker gjennom kortere byggetid; innovasjon øker kostnaden. M. Berthélemy og L. Escobar Rangel, «Nuclear reactors' construction costs: The role of lead-time, standardization and technological progress», *Energy Policy* 82 (2015) 118–130, sammendraget er lest i arbeidsnotatversjonen (HAL hal-00956292, 2013) på RePEc/IDEAS: https://ideas.repec.org/p/hal/wpaper/hal-00956292.html. Tidsskriftsversjonen: doi:10.1016/j.enpol.2015.03.015.

[K27-009] Japan (Matsuo og Nei): læring bare for de aller første anleggene; dobbel størrelse gir 15 % lavere kostnad per kW. Y. Matsuo og H. Nei, «Assessing the Historical Trend of Nuclear Power Plant Construction Costs in Japan», IEEJ, juni 2018, https://eneken.ieej.or.jp/data/7922.pdf, sammendrag og kap. 3, s. 5. Publisert fagfellevurdert som «An analysis of the historical trends in nuclear power plant construction costs: The Japanese experience», *Energy Policy* (2019), https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421518305962.

[K27-010] Koomey, Hultman og Grubler: Sør-Korea er det eneste landet med fallende kostnader, men tallene er fra kraftselskapet selv og ikke revidert. J. Koomey, N. E. Hultman og A. Grubler, «A reply to "Historical construction costs of global nuclear power reactors"», manus til *Energy Policy* (versjon 12, 25.03.2016, publisert 2017), https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/12747/1/A%20reply%20to%20historical%20construction%20costs%20of%20global%20nuclear%20power%20reactors.pdf, PDF-s. 7.

[K27-011] Way m.fl. (Joule 2022): kjernekraft har flate eller stigende kostnader, i motsetning til sol, vind, batterier og elektrolyse. R. Way, M. C. Ives, P. Mealy og J. D. Farmer, «Empirically grounded technology forecasts and the energy transition», *Joule* 6(9) (2022) 2057–2082, doi:10.1016/j.joule.2022.08.009. Lest i arbeidsnotatversjonen INET Oxford Working Paper No. 2021-01 (14.09.2021), https://ec.europa.eu/economy_finance/arc2022/documents/papers/empirically_grounded_technology_forecasts_and_the_energy_transition.pdf, s. 5 (PDF-s. 6).

[K27-012] Barakah 1–4: tiden fra første betong til nettilknytning ble ikke kortere fra enhet 1 til 4 (97–104 måneder), men enhet 1 var ferdig bygget etter om lag 68 måneder og ventet deretter på driftsberedskap og

lisens. World Nuclear Association, «Nuclear Power in the United Arab Emirates» (oppdatert 16.07.2026), https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-arab-emirates, tabellen «Reactors operating in the UAE» og avsnittene om bygging og oppstart; World Nuclear Association, Reactor Database, «Barakah 1» til «Barakah 4», https://world-nuclear.org/nuclear-reactor-database/details/Barakah-1 (osv.), «Source: Operating details - IAEA PRIS».

[K27-013] Sør-Korea: OPR1000-serien bygget på 50–62 måneder (ett unntak på 77), mens de fire første APR1400 tok 87–126 måneder og Saeul 3 over ni år. World Nuclear Association, «Nuclear Power in South Korea», https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/south-korea, tabellene over reaktorer i drift og under bygging, og avsnittene om Saeul 1–4 og Shin Hanul 1–2 (oppdatert 02.11.2026, lest 2026-11-14).

[K27-014] EPR-serien: Olkiluoto 3 og Flamanville 3 ble om lag fire ganger dyrere, Taishan 1–2 fem år forsinket hver, Hinkley Point C 5–7 år og om lag 100 % over; hvert land tilpasset designet til egne regler. National Audit Office, «Sizewell C», mai 2026, https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2026/05/sizewell-c.pdf, sammendrag avsn. 7 (PDF-s. 9), del 1 avsn. 1.11 og figur 3 (trykt s. 24–25).

[K27-016] Danmark 2026 (VTT og Ea): IEAs kurve innebærer 10 % læringsrate, opp mot 20 % etter 2040, som er «a high number»; egne scenarier 8–12,5 % og krav om «convoy projects» med 3–5 reaktorer. Ikonen m.fl. (VTT) og Næraa m.fl. (Ea Energy Analyses), «Small Modular Reactors in Denmark: A Technology and Cost Review», versjon 2, februar 2026, for Energistyrelsen, https://ens.dk/media/8419/download, s. 52–53 og 63–65 (tabell 11–13).

[K27-017] NEA 2020: serieeffekten går trolig tapt når en serie går over flere land med ulike tilsyn; tilpasning til et annet lands regelverk anslått til om lag 30 % av EPC-kostnaden. OECD-NEA 2020 (som K27-001), «Series effect», trykt s. 66 (PDF-s. 68); kap. 4 og boks 14, trykt s. 87–88 (PDF-s. 89–90); kap. 5.1.1, trykt s. 98 (PDF-s. 100).

[K27-018] Felles tidlig gjennomgang av én SMR hos seks europeiske tilsyn (med STUK og SSM): avvikene ligger mest i veiledning og tolkning, men Finland er strengere på enkeltfeilkriteriet, og ingen bindende beslutning tas. ASNR, STUK, SÚJB, SSM, ANVS og PAA, «NUWARD Joint Early Review – Closure Report Phase 2», publisert av ANVS 02.12.2025, https://english.autoriteitnvs.nl/site/binaries/site-content/collections/documents/2025/12/02/report-on-phase-2-of-joint-early-review-smr-nuward/nuward-jer-final-report-phase2.pdf, s. 4, 7, 8, 9, 10 og 11 (av 22).

[K27-019] De nordiske strålevern- og atomtilsynene (2025): ingen mekanisme for å dele kompetanse og intet nordisk forum for kjernekraftregulering; STUK og SSM samarbeider bilateralt om SMR. Nordic Nuclear and Radiation Safety Authorities, «Nordic Strategy Group Report: Enhancing Nordic cooperation in Nuclear and Radiation Safety», mai 2025, ISBN 978-952-309-626-4, https://www.dsa.no/publikasjoner/nordic-strategy-group-report/Nordic-Strategy-Group-Report.pdf, kap. 1 (s. 4–5) og kap. 4.1 (s. 12–13); PDF-side = trykt side.

[K27-023] Konsulentene for Kjernekraftutvalget: fordelene av internasjonal harmonisering er «probably a decade away»; krav om lokal leverandørkjede kan øke kostnad og tid. Multiconsult og AmentumCMS, «Survey and assessment of the status of available nuclear reactor technologies and designs», 16.03.2026 (vedlegg 2 til NOU 2026: 4), kap. 5.1 (s. 120 av 180) og innledningen til kostnadskapitlet (s. 122–123 av 180).

[K27-027] IEA 2025: første SMR antas å koste dobbelt så mye per kW som en stor reaktor bygget i tide, om lag 10 000 $/kW i avanserte økonomier; paritet under 5 000 $/kW på 2040-tallet krever stor utbygging. IEA, «The Path to a New Era for Nuclear Energy», 2025, https://iea.blob.core.windows.net/assets/b6a6fc8c-c62e-411d-a15c-bf211ccc06f3/ThePathtoaNewEraforNuclearEnergy.pdf, sammendraget s. 10 (PDF-s. 12) og kap. 2, s. 47 (PDF-s. 49), figur 2.4.

[K27-028] Mignacca og Locatelli (systematisk gjennomgang 2020): størrelse alene gir 70 % høyere kapitalkostnad for SMR, men med samlokalisering, læring, byggetid og design bare 5 %; læringskurven flater ut etter 5–7 enheter. B. Mignacca og G. Locatelli, «Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 118 (2020) 109519, åpen tilgang (CC BY 4.0), https://eprints.whiterose.ac.uk/id/eprint/152603/8/1-s2.0-S1364032119307270-main.pdf, sammendrag og avsn. 3.2.1.6 (s. 6–7) og 3.2.2.1 (s. 8).

[K27-029] Britisk regjeringsstudie (EY 2016): SMR kan få 5–10 % læring per dobling mot 1–5 % for store; ved 8 % nås paritet med en moden stor reaktor etter 5 GW, ved 5 % først etter 15 GW. Ernst & Young LLP, «Small modular reactors: Can building nuclear power become more cost-effective?», mars 2016 (bestilt av Department of Energy and Climate Change), https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a8244b8ed915d74e6236aef/TEA_Projects_5-7_-_SMR_Cost_Reduction_Study.pdf, sammendraget (PDF-s. 2 og 4) og avsn. 4.5 (PDF-s. 33).

[K27-033] NOU 2026: 4 (kap. 8.1.5): billige utbygginger har identiske reaktorer på samme tomt i rask rekkefølge og ferdig design; et norsk prosjekt blir «first-of-its-class» med kostnader nær FOAK. NOU 2026: 4 *Kjernekraft i Norge? Fordeler, ulemper og forutsetninger*, kap. 8.1.5, trykt s. 111 og 113 (PDF-s. 113 og

115).

[K27-035] NOU 2026: 4: det «gjenstår å se» om modulære små enheter kan oppveie stordriftsfordelene; seks SMR-er på samme sted tar 5–10 år, og et SMR-anlegg tar trolig lengre tid enn et stort med samme kapasitet. NOU 2026: 4, kap. 2 (sammendrag), trykt s. 26 (PDF-s. 28), og kap. 8.1.4, trykt s. 111 (PDF-s. 113) (som K27-033).

[K27-037] NOU 2026: 4 (kap. 13, 18 og 33): tettere samarbeid med Sverige og Finland om regelverk, forskning og kompetanse, og harmonisering «bør vurderes nærmere», men ingen felles reaktorserie. NOU 2026: 4, kap. 13.3.2, trykt s. 195 (PDF-s. 197); kap. 18.1, trykt s. 281 (PDF-s. 283); kap. 33, trykt s. 444 (PDF-s. 446) (som K27-033).

[K27-038] Norsk Kjernekraft i høringen (selskapssyn): utvalget overser læring; 35–40 øre/kWh mulig ved systematisk utbygging; Norge bør vurdere «flåteutbygging» sammen med nordiske land. Norsk Kjernekraft AS, «Norsk Kjernekrafts høringsinnspill til NOU 2026-4», 07.10.2026, vedlegg til høringssvaret, https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/offentlig-horing-av-nou-20264-kjernekraft-i-norge/id3155294/?uid=0016879f-aeb3-411b-8854-8ecd8a370329, kap. 2.2.2 (s. 14–15, PDF-s. 19–20), 2.3.4 (s. 20, PDF-s. 25), 4.1.2 (s. 39–40, PDF-s. 44–45), s. 4 (PDF-s. 9) og s. 16 (PDF-s. 21) for IEA-tallet og 55 øre/kWh.

[K27-039] Statnett i høringen: forespørsler om 11 400 MW kjernekraft på ti steder, 600–1 500 MW per anlegg; støtter samarbeid med Sverige og Finland. Statnett SF, høringssvar til NOU 2026: 4, brev til Energidepartementet 23.09.2026 (vår ref. 2026/72), https://www.regjeringen.no/contentassets/3735dab5e30d476386d01f603ff195c6/statnett-sf.pdf, s. 4.

[K27-043] Statkraft i høringen (selskapssyn): Norge bør følge med og la læring og kostnadsfall i andre land komme til nytte før det vurderer kjernekraft. Statkraft AS, høringssvar til NOU 2026: 4, 08.10.2026, https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/offentlig-horing-av-nou-20264-kjernekraft-i-norge/id3155294/?uid=5d403a57-e175-42f7-a558-f0306db6df20.

[K27-044] STUK 2026: felles tidlig gjennomgang av en finsk SMR med SSM og tre andre tilsyn; å bygge på et annet lands vurdering er mulig, men «not straightforward». STUK, «International review of Finnish nuclear power plant concept completed», pressemelding 26.06.2026, https://stuk.fi/en/-/international-review-of-finnish-nuclear-power-plant-concept-completed; STUK, «Authorities from five countries assess the safety of a Finnish nuclear power plant concept», pressemelding 19.01.2026, https://www.stuk.fi/en/-/authorities-from-five-countries-assess-the-safety-of-a-finnish-nuclear-power-plant-concept.

[K27-045] Hualong One / HPR1000 enhet for enhet: byggetiden falt fra om lag 67–72 til 61–63 måneder i Kina, og to enheter i Pakistan tok 67–69 måneder. World Nuclear Association, Reactor Database, sidene «Fuqing 5», «Fuqing 6», «Zhangzhou 1», «Zhangzhou 2», «Fangchenggang 3», «Fangchenggang 4», «Karachi 2» og «Karachi 3», https://world-nuclear.org/nuclear-reactor-database/details/Fuqing-5 (tilsvarende for de andre), avsnittet «Timeline»; hver side oppgir «Source: Operating details - IAEA PRIS».

[K27-046] AP1000 enhet for enhet: andre enhet ble ikke raskere ved Vogtle (om lag 121 og 124 måneder til nett), men 6–7 måneder raskere ved Sanmen og Haiyang (100–110 måneder). World Nuclear Association, Reactor Database, sidene «Vogtle 3», «Vogtle 4», «Sanmen 1», «Sanmen 2», «Haiyang 1», «Haiyang 2», «Sanmen 3» og «Haiyang 3», https://world-nuclear.org/nuclear-reactor-database/details/Vogtle-3 (tilsvarende for de andre), avsnittet «Timeline»; «Source: Operating details - IAEA PRIS».

[K27-047] Escobar Rangel og Lévêque (EEEP 2015): tidligere studier overvurderte den franske kostnadsøkningen; læringskurve innen samme størrelse og type. L. Escobar Rangel og F. Lévêque, «Revisiting the Cost Escalation Curse of Nuclear Power: New Lessons from the French Experience», *Economics of Energy & Environmental Policy* 4(2) (2015), doi:10.5547/2160-5890.4.2.lran (Crossref). Sammendraget er lest i HAL-posten for arbeidsnotatet (hal-00780566, 03.12.2012), https://minesparis-psl.hal.science/hal-00780566v1, og er identisk med sammendraget OpenAlex oppgir for tidsskriftsversjonen.

[K27-101] IEA (2025): siden 2000 har det i snitt tatt sju år å bygge en reaktor; over ti år i flere vestlige prosjekter, sju år i Kina 2017–2023. IEA, *The Path to a New Era for Nuclear Energy*, januar 2025, https://iea.blob.core.windows.net/assets/b6a6fc8c-c62e-411d-a15c-bf211ccc06f3/ThePathtoaNewEraforNuclearEnergy.pdf, kap. 1, trykt s. 22–23 (PDF-s. 24–25); figur 1.7 med note står på trykt s. 24 (PDF-s. 26).

[K27-105] Fortum (mars 2025): ny kjernekraft kan tidligst gi kraft i Norden i andre halvdel av 2030-tallet; ikke lønnsomt på markedsvilkår alene. Fortum, pressemelding «Fortum concludes new nuclear feasibility study – continues to develop nuclear as a future option», 24.3.2025, https://www.fortum.com/en/media/2025/03/fortum-concludes-new-nuclear-feasibility-study-continues-develop-nuclear-future-option.

[K27-108] Egypt (El Dabaa): byggestart juli 2022, første enhet ventes i drift innen utgangen av 2028; fire enheter 2028–2030. World Nuclear Association, «Egypt – World Nuclear Outlook Report», oppdatert 16.10.2026, https://world-nuclear.org/our-association/publications/world-nuclear-outlook-report/egypt---world-nuclear-outlook-report.

[K27-109] IEA (2025): datasenteraktører har kontrahert over 30 % av om lag 120 GW fornybar kraft på

bedrifts-PPA-er; prosjektene under utvikling og annonsert dekker om lag 15 % av datasentrenes vekst til 2030. IEA, *Energy and AI*, april 2025, https://iea.blob.core.windows.net/assets/de9dea13-b07d-42c5-a398-d1b3ae17d866/EnergyandAI.pdf, kap. 2, boks 2.4 og figur 2.16, s. 77–78 (trykt side lik PDF-side).

[K27-110] IEA (2025): de fleste fornybar-PPA-er er finansielle avtaler om årsvolum; det fysiske kraftforbruket dekkes ofte av gass eller kull. IEA, *Energy and AI*, april 2025 (som K27-109), kap. 2, s. 75 (trykt side lik PDF-side).

[K27-113] Constellation–Meta (juni 2025): 20-årig PPA for 1 121 MW fra et eksisterende kjernekraftverk (Clinton) fra juni 2027; erstatter statlig støtte og gir 30 MW effektøkning. Constellation, pressemelding «Constellation, Meta Sign 20-Year Deal for Clean, Reliable Nuclear Energy in Illinois», 3.6.2025, https://www.constellationenergy.com/news/2025/constellation-meta-sign-20-year-deal-for-clean-reliable-nuclear-energy-in-illinois.html.

[K27-114] Fortum–Google (september 2026): 22-årig PPA for opptil 50 % av Loviisa 2030–2049 sikrer levetidsforlengelsen; ny kjernekraft bare som intensjonsavtale. Fortum, børsmelding «Inside information: Fortum and Google partner to drive sustainable growth for Finland - sign nuclear Power Purchase Agreement», 9.9.2026, https://www.fortum.com/en/media/2026/09/inside-information-fortum-and-google-partner-drive-sustainable-growth-finland-sign-nuclear-power-purchase-agreement.

[K27-115] Carnegie Endowment (juni 2026): de fire store teknologiselskapenes kjernekraftavtaler kan gi om lag 6,9 GW innen tidlig 2030-tall og dekker under 20 % av anslått etterspørsel til 2035; SMR-avtalene binder lite kapital. John Pendleton og Mackenzie Schuessler, Carnegie Endowment for International Peace, «Beyond the Hype: Assessing Hyperscaler Nuclear Commitments Against U.S. Energy Realities», 2.6.2026, https://carnegieendowment.org/research/2026/06/beyond-the-hype-assessing-hyperscaler-nuclear-commitments-against-us-energy-realities, avsnittene «Power Purchase Agreements» og om partnerskap med SMR-utviklere, tabell 1 og 2.

[K27-117] IEA (2025): hvem som bærer byggerisikoen i fem nyere prosjekter — Barakah, Akkuyu, Hinkley Point C, Olkiluoto 3 og Sizewell C. IEA, *The Path to a New Era for Nuclear Energy*, januar 2025 (som K27-101), kap. 3, trykt s. 83–84 (PDF-s. 85–86), tabell 3.3.

[K27-118] IEA (2025): prosjektfinansiering egner seg dårlig for store reaktorer; de trenger fast statlig støtte og garantert avsetning. IEA, *The Path to a New Era for Nuclear Energy*, januar 2025 (som K27-101), kap. 3, trykt s. 70 (PDF-s. 72).

[K27-123] Den svenske regjeringen (vårändringsbudget 2026): ingen av eierne kan bære Videbergs lånegjeld uten å svekke kredittverdigheten, så statlig majoritet er en forutsetning; staten skal skyte inn 1,8 mrd. kroner og om lag 34,3 mrd. kroner 2028–2045. Prop. 2025/26:99 *Vårändringsbudget för 2026*, avsnitt 5.19 «1:17 Kapitalinsatser i statligt ägda företag – Videberg Kraft AB», s. 69–71, https://www.regeringen.se/contentassets/5283c2ebf3a040f9acf96dccaff34e78/varandringsbudget-for-2026_sidorna-69_71.pdf.

[K27-124] NAO (2017): forventede tilleggsbetalinger under Hinkley Point C-kontrakten steg fra 6 til 30 mrd. pund; at utbygger bærer byggerisikoen, kan gjøre kraften dyrere, og risikoen kan flyttes tilbake til staten. National Audit Office, *Hinkley Point C*, HC 40, sesjon 2017–18, 23.6.2017, https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2017/06/Hinkley-Point-C.pdf, sammendrag avsn. 14 og 25 (trykt s. 11 og 13), figur med noter (trykt s. 24) og fotnote 26 (trykt s. 38); trykt side = PDF-side minus 1.

[K27-127] ESA (2015): når et statseid kraftselskap bygger et kraftverk for én industrikunde på lang kontrakt, prøves markedsaktørprinsippet med prosjektets nåverdi eller internrente. EFTA Surveillance Authority, Decision No 207/15/COL of 20 May 2015 on the sale of electricity to the PCC Silicon Metal Plant at Bakki under the 2015 Power Contract (Iceland), sak 77201, https://www.eftasurv.int/cms/sites/default/files/documents/decision-207-15-COL.pdf, avsn. (55), (58)–(59), (66)–(69), (71), (73).

[K27-128] ESA (2024): tvil om et kapitalinnskudd på 1 mrd. kroner i et datterselskap av et norsk statsforetak var markedsmessig, fordi ingen lønnsomhetsanalyse ble gjort på forhånd. EFTA Surveillance Authority, Decision No 109/24/COL, «Measures concerning Vy Buss AS – Decision to open a formal investigation procedure», 10.7.2024, sak 86651 og 90309, https://www.eftasurv.int/cms/sites/default/files/documents/gopro/COL_-_State_aid_-_Norway_-_Measures_concerning_Vy_Buss_AS_-_Decision_to_open_a_formal_investigation_procedure_-_Non.pdf, avsn. (1), (198), (214)–(215), (219)–(220), s. 30–31.

[K27-129] De nordiske systemoperatørene (NGDP 2025): kraftforbruket i Norden kan mer enn dobles fra 2023 til 2050; datasentre er blant driverne. Statnett, Svenska kraftnät, Fingrid og Energinet, *Nordic Grid Development Perspective 2025*, juni 2025, https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nordic-grid-development-perspective-2025.pdf, s. 7 (tekst og fotnote 1) og s. 8 (figur 1 og 2 med noter).

[K27-134] AFRY for det finske departementet (2026): om lag fem år til utvikling og konsesjon og sju års bygging; et nytt anlegg kan stå ferdig om lag 2035–2040 hvis arbeidet starter i 2026. AFRY Management Consulting Oy, *Selvitys ydinenergian tuotannon edistämisen vaihtoehdoista, kustannuksista ja sähkömarkkinavaikutuksista*, loppuraportti til Työ- ja elinkeinoministeriö, 6.3.2026, https://afry.com/sites/default/files/2026-03/tem_-_ydinenergian_edistamiskeinot_loppuraportti_afry_1.pdf, s. 18/142 (PDF-s. 19) og s. 126/142 (PDF-s. 127).

[K27-135] IAEA (INIR fase 2, 2019): Egypt besluttet tidlig i 2015, inngikk mellomstatlig avtale med Russland i november 2015 og kontraktene i desember 2017; russisk statslån for 85 % av den utenlandske delen. IAEA, *Mission Report on the Integrated Nuclear Infrastructure Review (INIR) – Phase 2*, Egypt, 27.10.–6.11.2019, https://www.iaea.org/sites/default/files/documents/review-missions/inir2-egypt.pdf, PDF-s. 7, 29 og 37.

[K27-136] Google–Constellation (oktober 2026): 20-årig PPA som ifølge selskapene gir 890 MW ny effekt gjennom opprustning av elleve eksisterende reaktorer, pluss 2 700 MW i 15 år fra eksisterende anlegg. Constellation, pressemelding «Google and Constellation Announce Landmark Agreement to Bring 890 MW of New Nuclear Capacity to PJM Grid as Part of Long-Term Power Deal», 6.10.2026, https://www.constellationenergy.com/news/2026/10/google-and-constellation-announce-landmark-agreement-to-bring-890-mw-of-new-nuclear-capacity-to-pjm-grid.html.

[K27-137] Konjunkturinstitutet (høringssvar 2024): skattebetalerne bærer en svært stor del av byggerisikoen mens avkastningen til eierne blir relativt høy; alternativet der staten bygger selv i et statlig selskap burde vært utredet. Konjunkturinstitutet, remissvar «Finansiering och riskdelning vid investering i ny kärnkraft», Dnr 2024-355, 29.11.2024, https://www.regeringen.se/contentassets/1d81c2c4e25e49f1b48718cb4eb48b68/konjunkturinstitutet.pdf, s. 1–2.

[K27-138] Riksgälden (høringssvar 2024): sju års bygging og 89 % kapasitetsfaktor er optimistisk; nyere reaktorer tok 9,4 år og har 83 %; median kostnadsoverskridelse 60 %. Riksgälden, «Remissvar över Promemoria Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft (Fi 2023:F)», RG 2024/740, 3.12.2024, https://www.regeringen.se/contentassets/1d81c2c4e25e49f1b48718cb4eb48b68/riksgaldskontoret.pdf, s. 2, 4, 7–8, 12–13 (13 sider).

[K27-139] NAO (2017): med staten som bærer all risiko og låner til 2 %, ville prisen for Hinkley Point C vært −6 til 28 pund/MWh mot 91–95 i avtalen og 135–137 med all risiko privat. National Audit Office, *Hinkley Point C* (som K27-124), vedlegg 4, figur 19 med noter (trykt s. 67, PDF-s. 69) og figur 20 med tekst (trykt s. 68, PDF-s. 70).

[K27-140] DSA (høringssvar 2026): gir ikke eget tidspunkt, men mener reaktordrevne fartøy og flytende kjernekraftverk kan endre når kjernekraft kan komme; prosjekter kan ikke vurderes før politikk, myndighetsressurser, avfall og beredskap er på plass. Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet, «Innspill fra DSA til høring NOU 2026: 4 - Kjernekraft i Norge», brev til Energidepartementet 8.10.2026, ref. 26/01418-6, https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/offentlig-horing-av-nou-20264-kjernekraft-i-norge/id3155294/Download/?vedleggId=b67dfe0f-dc5c-4b74-a3c4-2276bb78fce4, s. 2, 3 og 22 (24 sider med vedlegg).

[K27-141] NVE (høringssvar 2026): kjernekraft er en langsiktig opsjon som ikke kan bidra til kraftbalansen på kort og mellomlang sikt; en stortingsmelding bør vise statens samlede økonomiske eksponering. Norges vassdrags- og energidirektorat, «Svar fra NVE på høring NOU 2026: 4 - Kjernekraft i Norge», 26.06.2026, ref. 202608960-2, https://www.regjeringen.no/contentassets/3735dab5e30d476386d01f603ff195c6/norges-vassdrags-og-energidirektorat.pdf, s. 1–3.

[K27-142] Statnett (høringssvar 2026): kjernekraft kan ikke bidra til kraftbalansen fram mot 2045, og tidslinjen er usikker; søknader om nettilknytning regnes ikke som modne før myndighetene har avklart. Statnett SF, høringssvar til NOU 2026: 4, brev til Energidepartementet 23.9.2026 (vår ref. 2026/72), https://www.regjeringen.no/contentassets/3735dab5e30d476386d01f603ff195c6/statnett-sf.pdf, s. 1–4 (5 sider). Samme dokument som K27-039 (fil 27a); primærkilden for Statnetts syn i K05-K03.

[K27-143] Backstrom, Gillenwater, Inman og Brander (2023): kraftavtaler har økt samlet fornybar kapasitet i amerikanske fylker; 1,57 MW mer fornybar kapasitet per MW i bedriftsavtaler, men ikke belegg for at hver avtale er addisjonell. Jesse D. Backstrom, Michael Gillenwater, Charlie Inman og Mathew Brander, «Corporate Power Purchase Agreements and Renewable Energy Growth», arbeidsnotat, 26.9.2023, SSRN 4591413, https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4591413 (PDF lest fra https://ghginstitute.org/wp-content/uploads/2023/10/SSRN-id4591413.pdf), sammendraget (s. 1), avsnitt 5.2 (PDF-s. 24) og konklusjonen (PDF-s. 39).

[K28-001] Tydal: leieavtale for bygg og kraft til et KI-datasenter, 121 MW IT i 16 år for om lag 4,7 mrd. USD; leietakeren kan si opp uten gebyr etter ti år. Bitdeer Technologies Group, «Bitdeer Announces $4.7 Billion, 16-Year AI/HPC Data Center Lease for Tydal, Norway Campus», pressemelding (GlobeNewswire), Singapore 4.8.2026, gjengitt på https://finviz.com/news/376679/bitdeer-announces-47-billion-16-year-aihpc-data-center-lease-for-tydal-norway-campus.

[K28-002] Norge: et partnerskap på 10 mrd. USD med et KI-laboratorium om et KI-datasenter på 133 MW, sammen med utleieren i Tydal; løpetid ikke oppgitt. Volta, «Volta Emerges From Stealth With $10 Billion AI Lab Partnership and $5 Billion AI Infrastructure Program», pressemelding (Business Wire) 4.8.2026, gjengitt på https://www.financialcontent.com/article/bizwire-2026-8-4-volta-emerges-from-stealth-with-10-billion-ai-lab-partnership-and-5-billion-ai-infrastructure-program.

[K28-003] Leieavtale for bygg og kraft i USA: 352 MW IT i 15 år for 9,8 mrd. USD, «triple net». Hut 8 Corp., «Hut 8 Commercializes First Phase of 1 GW Beacon Point AI Data Center Campus with 15-Year, 352 MW IT Lease with Base-Term Contract Value of $9.8 Billion», pressemelding (PR Newswire), Miami 6.5.2026, selskapets side https://www.hut8.com/news-insights/press-releases/hut-8-commercializ

es-first-phase-of-1-gw-beacon-point-ai-data-center-campus-with-15-year-352-mw; hele teksten gjengitt på https://finviz.com/news/351129/hut-8-commercializes-first-phase-of-1-gw-beacon-point-ai-data-center-campus-with-15-year-352-mw-it-lease-with-base-term-contract-value-of-98-billion.

[K28-004] Forpliktelse til regnekraft over ti år: mer enn 100 mrd. USD for inntil 5 GW ny kapasitet; ingen pris per MW. Anthropic, «Anthropic and Amazon expand collaboration for up to 5 gigawatts of new compute», 20.4.2026, https://www.anthropic.com/news/anthropic-amazon-compute.

[K28-005] Leie av regnekraft fra to klynger i USA: 1,25 mrd. USD i måneden til mai 2029, oppsigelig med 90 dagers varsel; effekten avtalen gjelder, er ikke oppgitt. Space Exploration Technologies Corp., Form S-1 (registreringsdokument), levert til SEC 20.5.2026, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1181412/000162828026036936/spaceexplorationtechnologi.htm.

[K28-007] Skytjenester: én avtale ventes å gi mer enn 30 mrd. USD i årlig inntekt fra regnskapsåret 2028; kunde, effekt og løpetid ikke oppgitt. Oracle Corporation, Form 8-K, «Date of Report … June 30, 2025», Item 7.01, https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1341439/000119312525152035/d136779d8k.htm.

[K28-008] IEA 2025: kostnaden for nyere reaktorprosjekter i Vesten, fra 7 200 til nesten 16 000 USD/kW (2023-dollar, uten renter); 2 700 i Korea. IEA, «The Path to a New Era for Nuclear Energy», 2025, https://iea.blob.core.windows.net/assets/b6a6fc8c-c62e-411d-a15c-bf211ccc06f3/ThePathtoaNewEraforNuclearEnergy.pdf, kap. 1, trykt s. 23–24, figur 1.7 med note (s. 24).

[K28-010] Darlington (Canada), 10.11.2026: eieren kaller prosjektet den første lille modulære reaktoren i et G7-land; første enhet går over tid og budsjett (viser til K03-033 og K21-078). Ontario Power Generation, «OPG Reports 2026 Third Quarter Financial Results», pressemelding (CNW), Oshawa 10.11.2026, gjengitt på https://www.cantechletter.com/newswires/opg-reports-2026-third-quarter-financial-results/.

[K28-011] IEA 2025: Barakah i Emiratene ble ferdig med forsinkelser på linje med Saeul 1 og 2 i Korea og med begrenset kostnadsoverskridelse. IEA, «The Path to a New Era for Nuclear Energy», 2025 (samme rapport som K28-008), https://iea.blob.core.windows.net/assets/99ad2a8e-08f6-40aa-8989-1dac4eea1dd1/ThePathtoaNewEraforNuclearEnergy.pdf, kap. 1, trykt s. 23 (PDF-s. 26), rett over figur 1.7.

Vedlegg A Fra ligning til kode

Tabellen viser, for hvert ligningsnummer i modellspesifikasjonen, hvilket kapittel i spesifikasjonen ligningen står i, funksjonene i koden som regner den (navnet har nummeret i seg, som `ligninger.s9_kraftkostnad_dedikert`), og funksjonene som setter den sammen over årene eller over trekningene. Tabellen er laget av `rapport/lag_vedlegg.py` fra kartet `modell/kart.md`, som koden selv skriver (`tokenfabrikker.kart`); kommandoen `kontroll` i samme modul sier om kartet er likt det koden lager. Tabellen rettes ikke for hånd. S12 har ingen egen funksjon: skrankene for ny fornybar kraft regnes der ledetiden for nett, porteføljen i C og utbyggingen regnes (S22, S33 og S39), og funksjonene står i kolonnen for dem som setter ligningen sammen. Funksjonene ligger i `src/tokenfabrikker/`.
Kartet har 54 ligninger, 98 funksjoner som har nummeret i navnet, og 47 oppføringer for funksjoner som setter sammen. En funksjon kan stå ved flere ligninger.

Tabell 49. Fra ligning til funksjon. Kapittel er kapitlet i modellspesifikasjonen der ligningen står.

Ligning	Kapittel	Regner ligningen	Setter den sammen
S1	0	`ligninger.s1_crf`	–
S2	1.1	`ligninger.s2_laeringseksponent` `ligninger.s2_investering_per_mw`	–
S3	1.1	`ligninger.s3_byggetidsfaktor` `ligninger.s3_investering_med_renter`	–

S4	1.2	`ligninger.s4_kapasitetsfaktor`
		`ligninger.s4_kapasitetsfaktor_smaa_enheter`
		`ligninger.s4_energi_kjernekraft`
			–

S5	1.2	`ligninger.s5_fast_drift` `ligninger.s5_lcoe_kjernekraft`	–
S6	1.2	`ligninger.s6_ulykkeskostnad_per_hendelse` `ligninger.s6_ulykkeskostnad`	–
S7	1.3	`ligninger.s7_enhetsstorrelse` `ligninger.s7_enheter_som_maa_gaa`	–

S8	1.3	`ligninger.s8_planlagt_ute`
		`ligninger.s8_uavhengig_utfallsrate`
		`ligninger.s8_tilgjengelighet`
		`ligninger.s8_reserveenheter`
		`ligninger.s8_antall_enheter`
			–

S9	1.3	`ligninger.s9_kraftkostnad_dedikert`	–
S10	1.3	`ligninger.s10_energi_datasenter`	–
S11	1.4	`ligninger.s11_nettkostnad` `ligninger.s11_kraftkostnad_nett`	–

S12	1.4	–	`ligninger.s33_tidligste_tidspunkt_nett`
			`ligninger.s39_portefolje_C`
			`ligninger.s39_torraarsenergi_av_takt`
			`utbygging.kraftrom_fornybar`
			`kontantstrom.lag_plan`

S13	2	`ligninger.s13_it_kostnad`	–
S14	2	`ligninger.s14_snittlast`	–
S15	2	`ligninger.s15_lcoc`	`nivaaisert.kraftkostnad`
S16	3.1	`ligninger.s16_inntekt`	–
S17	3.2	`ligninger.s17_kontraktspris_fra_spot`	–
S18	3.2	`ligninger.s18_pris`	–
S19	3.2	`ligninger.s19_margin`	`nivaaisert.kraftkostnad`
S20	3.3	`ligninger.s20_tokeninntekt`	–
S21	3.3	`ligninger.s21_kostnad_per_token`	–

Ligning	Kapittel	Regner ligningen	Setter den sammen

S22	4	`ligninger.s22_reaktoreffekt_B`
		`ligninger.s22_grense_reaktor`
		`ligninger.s22_grense_fornybar`
		`ligninger.s22_grense_brikker`
			`utbygging.kraftrom_reaktor`
			`utbygging.kraftrom_fornybar`
			`utbygging.utbyggingsplan`
			`utbygging.utbyggingsplan_trinnvis`
			`kontantstrom.lag_plan`

S23	5.1	`ligninger.s23_netto_uttak`
		`ligninger.s23_prisvirkning`
			`kraftsystem.kraftaar`
			`kraftsystem.relativ_prisvirkning`
			`kontantstrom.regn_program`

S24	5.2	`ligninger.s24_effektbalanse`	`kraftsystem.kraftaar` `kontantstrom.regn_program`
S25	5.3	`ligninger.s25_velferd`	`kontantstrom.regn_program`

S26	6	`ligninger.s26_diskontering_rundskriv`
		`ligninger.s26_subsidieelement`
		`ligninger.s26_netto_naaverdi`
			`kontantstrom.regn_program`

S27	7	`ligninger.s27_nettariff`
		`ligninger.s27_kraftkostnad_bedrift_nett`
		`ligninger.s27_kraftkostnad_bedrift_dedikert`
		`ligninger.s27_margin_bedrift`
			`nivaaisert.kraftkostnad`

S28	7	`ligninger.s28_avskrivning`
		`ligninger.s28_realverdi`
		`ligninger.s28_etter_framforing`
		`ligninger.s28_naaverdi`
		`ligninger.s28_restverdi`
			`eierskap.naaverdi_etter_skatt`

S29	8	`ligninger.s29_kapitalkostnad` `ligninger.s29_krav_for_skatt`	`eierskap.kapitalkostnad` `eierskap.krav_for_skatt`

S30	8	`ligninger.s30_skatt`
		`ligninger.s30_statens_kontantstrom`
		`ligninger.s30_private_eiere`
			`eierskap.eierresultat`
			`kjoring.regn_eierformer`
			`kjoring.eierformer_paa_trinnet`

S31	9	`ligninger.s31_nettobidrag`	`skala.overskudd_utover_avkastning` `skala.skala`
S32	10	`ligninger.s32_utslipp`	`miljo.utslipp_livslop`
S33	4	`ligninger.s33_tidligste_tidspunkt_kjernekraft` `ligninger.s33_tidligste_tidspunkt_nett`	–
S34	6	`ligninger.s34_kontantstrom_datasenter`	`kontantstrom.regn_program`
S35	6	`ligninger.s35_kontantstrom_kraft`	`kontantstrom.regn_program`
S36	1.3	`ligninger.s36_buffer` `ligninger.s36_ekstern_forsyning`	–
S37	11	`ligninger.s37_andel`	`dommer.andel` `kjoring.losningsdommer`
S38	5.1	`ligninger.s38_tilpass_linje` `ligninger.s38_pris`	`inndata.tilpass_prislinjer` `kraftsystem.kraftaar`

S39	1.4	`ligninger.s39_enheter_B`
		`ligninger.s39_portefolje_C`
		`ligninger.s39_torraarsenergi_av_takt`
			–

S40	0	`ligninger.s40_restverdi` `ligninger.s40_restverdi_rundskriv`	`kontantstrom.regn_program`
S41	4	`ligninger.s41_programkostnad`	–
S42	7	`ligninger.s42_naaverdivektet_margin`	`nivaaisert.kraftkostnad`
S43	3.2	`ligninger.s43_knapphetspaaslag` `ligninger.s43_avtakende_paaslag`	–

S44	1.3	`ligninger.s44_inntektsfaktor`
		`ligninger.s44_tilgjengelighet`
		`ligninger.s44_inntektsfaktor_trinn`
			–

Ligning	Kapittel	Regner ligningen	Setter den sammen
S45	1.4	`ligninger.s45_tilleggsfaktor` `ligninger.s45_los_tilleggsfaktor`	`kontantstrom.regn_program`
S46	1.1	`ligninger.s46_overskridelsesfaktor`	–

S47	5.2	`ligninger.s47_effektkostnad`
		`ligninger.s47_utkobling`
		`ligninger.s47_utfall_ut_over_dimensjonerende_feil`
			–

S48	17.1	`ligninger.s48_tidligste_tidspunkt_trinnvis` `ligninger.s48_nettsaldo`	–
S49	17.1	`ligninger.s49_kjernekraft_bygges`	–
S50	17.2	`ligninger.s50_regnekraft_i_drift`	`utbygging.tidslinje` `kjoring.tidslinje_over_trekningene`

S51	17.3	`ligninger.s51_bortfall`
		`ligninger.s51_bortfall_egne_maskiner`
		`ligninger.s51_etterspoerselsfaktor`
			–

S52	17.3	`ligninger.s52_bortfallsterskel`	`kjoring.pristerskel_for_losning` `terskler.pristerskel`
S53	17.4	`ligninger.s53_unngaatt_utslipp` `ligninger.s53_utslipp_med_fradrag`	`miljo.unngaatt_utslipp` `miljo.utslipp_med_fradrag`

S54	17.5	`ligninger.s54_it_energi`
		`ligninger.s54_kjolevann`
			`miljo.it_energi`
			`miljo.vannmengde`
			`miljo.kjolevann`

Vedlegg B Parameterne

Tabellen viser de frosne parameterne slik de står i `modell/parametere.json` (avsnitt 2.7). Den er laget av `rapport/lag_vedlegg_parametere.py` fra fila, som tabellen i kapittel 14 i spesifikasjonen, og rettes ikke for hånd. Henvisningene i hakeparentes er poster i kildebanken (se «Kilder» foran vedleggene). Merknaden til `o_xi` oppgir øvre kvartil i en annen enhet enn parameteren; det og to andre forhold ved fila står i avsnitt 8.2.

Fila er versjon 1.1 og har 137 parametere, som står i tabellen i samme rekkefølge som i fila: 87 med status «kilde» (verdien følger av bekreftede poster); 1 med status «avledet» (regnet ut fra bekreftede poster); 40 med status «åpen forutsetning» (ingen bekreftet post dekker størrelsen; spennet er en forutsetning og følsomheten skal vises) og 9 med status «modellvalg» (valg av oppsett, ikke en usikker størrelse). Sjekksummen (SHA-256) av fila er `4b8809bc56abdd8b2872b89eecffd8453199eef627110276dd10aecea8307f16`, den samme som forhåndsregistreringen oppgir under «Parameterfrys» for fila som gjelder nå.

Fordelingen skrives som i kapittel 14 i spesifikasjonen: «fast» med verdien, «jevn lav – høy», «jevn i logaritmen lav – høy», «PERT lav / modus / høy» (beta-PERT med formparameter 4), «diskret» med verdiene og vektene, og «lognormal» med median, sigma og grensene den avkortes ved. En sammensatt parameter har én linje per størrelse. Tall står med alle sifrene de har i fila, med desimalkomma og tynt mellomrom mellom tusener når heltallsdelen har fem sifre eller flere; flere verdier skilles med semikolon. Id-er og nøkler står i skrivemaskinskrift slik de står i fila. Under raden står kildeverdien (kildens tall i kildens egen enhet), merknaden og en fast verdi som er en tabell, når fila har dem. En strek for symbol eller poster betyr at fila ikke har noe der; som enhet betyr den at størrelsen er uten enhet.

Tabell 50. Parameterne i parameterfila, versjon 1.1. Kildeverdien, merknaden og verdier som er tabeller, står i linja under parameteren.

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
T_0 `T0`	Beslutningsår (t = 0) *Enhet:* kalenderår. *Brukes i:* kap. 0 *Merknad:* Tidligste år Stortinget kan ta en beslutning etter høringen av NOU 2026: 4. Følsomhet: 2030.	fast 2027	modellvalg	–
T_s `T_slutt`	Sluttår for analysen *Enhet:* kalenderår. *Brukes i:* kap. 0, S40 *Merknad:* Restverdi regnes ved sluttåret.	fast 2100	modellvalg	[K09-002]
P_{IT} `P_IT`	IT-last per anlegg *Enhet:* MW IT. *Brukes i:* S7, S10, S15 *Merknad:* Samme størrelse som referanseanlegget i kostnadskildene (1 GW). Følsomhet: 300 MW.	fast 1000	modellvalg	[K08-K03] [K12-001]
N^* `stige`	Baner som regnes: antall anlegg *Enhet:* anlegg. *Brukes i:* kap. 4 *Merknad:* Hvilke trinn som gir dommen, følger forhåndsregistreringen (forslag 1).	fast 1; 5; 10; 20; 40	modellvalg	–
N_ω `N_trekk`	Antall trekninger *Enhet:* antall. *Brukes i:* kap. 11 *Merknad:* Samme trekninger brukes for alle løsninger, eierformer, scenarioer og baner.	fast 10 000	modellvalg	–
$c_{N,\mathrm{ref}}$ `c_N_ref`	Investering for en stor reaktor i Norge, uten renter i byggetiden, med eierkostnader og første brensel *Enhet:* kr/kW. *Brukes i:* S2 *Kildeverdi:* 10 500–16 500 USD/kW (2025) *Merknad:* Konsulentenes spenn for 2 × 1 000 MW (10,5–16,5 tusen 2025-USD/kW × 10,3912). Kilden gir bare et spenn. Gjelder P_ref = 1 000 MW og Norges første enhet. Nettilknytning er ikke oppgitt som med (K16-003).	jevn 109 000 – 171 500	kilde	[K03-020] [K16-002] [K16-003] [K16-004]
P_{ref} `P_ref`	Enhetsstørrelsen c_N,ref gjelder for *Enhet:* MW. *Brukes i:* S2	fast 1000	kilde	[K16-002]
w_ξ `w_xi`	Vekten på lesningen «kostnadsspennet er et budsjettall» *Enhet:* –. *Brukes i:* S46 *Merknad:* Kildene er uenige om spennet er et budsjettall (ingen reserve, K16-004; «tar ikke høyde for norsk kontekst», K16-010) eller ligger på nivå med sluttkostnader (avsluttede vestlige prosjekter ligger i eller nær spennet, NOU kap. 8.1.3; NVEs tall skal ha overskridelser med, men det er ikke lest om grunnlaget er budsjetter eller sluttkostnader, K16-014). I hver trekning er xi_N = 1 + o_xi når u_xi < w_xi, og ellers 1. Begge rene lesninger (w_xi = 0 og 1) vises som likestilte følsomheter.	jevn 0 – 1	åpen forutsetning	[K16-004] [K16-010] [K16-014]
u_ξ `u_xi`	Trekningstall som avgjør lesningen i hver trekning *Enhet:* –. *Brukes i:* S46 *Merknad:* Ikke en usikker størrelse; står her for å ha fast plass i rekkefølgen.	jevn 0 – 1	modellvalg	–
o_ξ `o_xi`	Overskridelse i referanseklassen for kjernekraft (andel over budsjett) *Enhet:* –. *Brukes i:* S46 *Merknad:* Median 64,8 % og snitt 117 % i 180 reaktorer (1969–2005); største 1 280 %. Sigma er satt slik at snittet treffes uten avkorting; med avkorting ved største observasjon blir snittet 112 %. Fordelingen gir øvre kvartil 2,35 mot over 2,79 i dataene. Tallene er etter alt å dømme med renter (K16-015). Trekkes én gang per trekning for hele programmet.	lognormal, median 0,648, sigma 1,09, minst 0, høyst 12,8, avkorting: invers fordelingsfunksjon	kilde	[K03-044] [K03-045] [K16-017]

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
ν `nu`	Skalaeksponent for investering *Enhet:* –. *Brukes i:* S2	PERT 0,2/0,84/1	kilde	[K03-043] [K12-001] [K16-002]
	Merknad: Modus fra Argonnes kurve, som er tilpasset litteraturdata fra 5 til 1 000 MW (0,84). Nedre grense fra litteraturspennet 0,2–0,75. Øvre grense: konsulentene har om lag samme kostnad per kW for 6 × 350 MW som for 2 × 1 000 MW. Følsomhet: 0,6.			
ℓ `ell`	Læringsrate per dobling av antall enheter *Enhet:* –. *Brukes i:* S2	jevn −0,07 – 0,15	kilde	[K03-037] [K03-038] [K03-039] [K03-028] [K03-030] [K12-001]
	Merknad: Nedre grense beregnet her fra det franske programmet med data per reaktor (faktor 1,5 over om lag 5,9 doblinger, K03-038). Øvre grense er bransjens antakelse. Følsomhet: −0,23, som er hele den franske kostnadsøkningen (faktor 3,4, K03-037); den inneholder også virkningen av større reaktorer, som ligger i skalaeksponenten, og amerikansk erfaring peker samme vei (K03-039).			
n_0 `n_0`	Enheter av designet bygd i verden før Norges første *Enhet:* antall. *Brukes i:* S2 *Merknad:* Heltall. Ingen kilde.	jevn 1 – 20	åpen forutsetning	–
τ_F `tau_F`	Fra beslutning til første kjernekraft i drift *Enhet:* år. *Brukes i:* S33 *Merknad:* Utvalget: minst 20 år. Konsulentene: 15–25 år.	PERT 15/20/25	kilde	[K05-031] [K05-032] [K05-030]
$\tau_{\text{reg}}^{\min}$ `tau_reg_min`	Minste tid fra beslutning til byggestart *Enhet:* år. *Brukes i:* S33 *Merknad:* IAEA: 5–6 år fram til første betong.	fast 5	kilde	[K05-032]
τ_N `tau_N`	Byggetid per enhet, observert *Enhet:* år. *Brukes i:* S3, S33	PERT 6/9,5/17,1	kilde	[K03-K03] [K03-046] [K03-002]
	Merknad: Utfallstall for store reaktorer (verdenssnitt 2016–2025, Kina, Flamanville 3). Brukes også for små enheter; kortere byggetid for små enheter er ikke dokumentert (K05-033) og vises som følsomhet.			
KF `KF`	Kapasitetsfaktor for kjernekraft på nettet *Enhet:* –. *Brukes i:* S4	PERT 0,69/0,84/0,93	kilde	[K04-011] [K04-014] [K04-016]
	Merknad: Avkortes oppad til (1 − o_p)(1 − o_f). Nye reaktorers første år er dekket av nedre grense.			
o_p `o_p`	Planlagt stans, andel av tiden *Enhet:* –. *Brukes i:* S8	PERT 0,044/0,05/0,08	kilde	[K04-019]
o_f `o_f_stor`	Tvungen utfallsrate, enheter på 300 MW og mer *Enhet:* –. *Brukes i:* S8, S24	PERT 0,02/0,025/0,027	kilde	[K15-001] [K15-002] [K15-004]
	Merknad: Målte verdier (tvungen tapsrate).			
o_f^A `o_f_liten`	Tvungen utfallsrate, enheter under 300 MW *Enhet:* –. *Brukes i:* S8	PERT 0,0244/0,0465/ 0,0622	kilde	[K15-001]
	Merknad: Kategoriene PWR, PWR under 300 MW og HTGR i IAEAs statistikk 2020–2025 (tvungen tapsrate). Tynt grunnlag.			

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
β_F `beta_F`	Andel av tvungen utetid som rammer alle enheter på stedet samtidig *Enhet:* –. *Brukes i:* S8, S44	PERT 0/0,1/0,28	åpen forutsetning	[K15-K01] [K15-007] [K15-008]
	Merknad: Analogi: leverandørstudien forutsetter 0,1; ved tap av ekstern strøm rammes alle enheter i 0,28 av tilfellene (0,06 for hendelser som starter i anlegget). Ingen kilde for et anlegg uten nett.			
χ `chi`	Største enhet som andel av snittlasten *Enhet:* –. *Brukes i:* S7	jevn 0,05 – 0,1	kilde	[K04-022]
	Merknad: IAEA: om lag 10 % av minstelasten; tap av 5 % tåles normalt. Modellen bruker snittlasten. Følsomheter: minstelast lik 20 % av merkeeffekten, og fritt valg av enhetsstørrelse med buffer som dekker største enhet.			
$\mathcal{P}$ `P_u_sett`	Enhetsstørrelser som kan velges *Enhet:* MW. *Brukes i:* S7	fast 5; 10; 20; 50; 100; 200; 300; 400; 500; 1000	kilde	[K12-001]
$\mathcal{A}^*$ `A_krav`	Tilgjengelighet reserveenhetene dimensjoneres for *Enhet:* –. *Brukes i:* S8	diskret 0,99; 0,995; 0,99995 vekter 0,3333333333333333; 0,3333333333333333; 0,3333333333333333	åpen forutsetning	[K15-K04] [K15-023] [K12-001] [K15-010]
	Merknad: Tre nivåer fra kildene: vilkår for GPU-kapasitet (99 %), én instans hos en skyleverandør (99,5 %) og Argonnes forutsetning (99,995 %). Lik vekt er et valg.			
Γ_{trinn} `Gamma_trinn`	Inntektsfaktor etter standardvilkår (bare følsomhet) *Enhet:* –. *Brukes i:* S16	fast `A>=A*`: 1 `0.99<=A<A*`: 0,9 `0.95<=A<0.99`: 0,7 `A<0.95`: 0	åpen forutsetning	[K15-023]
	Merknad: Trinnene i standardvilkårene til én skyleverandør, som gjelder per måned. Hovedkjøringen bruker tapt inntekt i forhold til utetiden (S44).			
L_N `L_N`	Levetid for kjernekraftverk *Enhet:* år. *Brukes i:* S5	PERT 40/60/80	kilde	[K04-017] [K04-018] [K11-006] [K03-021]
f_N `f_N`	Fast drift og vedlikehold, med reinvesteringer *Enhet:* kr/kW per år. *Brukes i:* S5, S9	PERT 1610/1846/2515	kilde	[K16-012] [K16-014] [K11-006] [K05-050]
ν_f `nu_f`	Eksponent for fast drift etter enhetsstørrelse *Enhet:* –. *Brukes i:* S5, S9	jevn −0,28 – 0	kilde	[K12-001] [K16-002]
	Merknad: f_N(P_u) = f_N (P_u/P_ref)^nu_f. Argonne −0,28 for én enhet; 0 betyr full deling mellom enheter.			
v_N `v_N`	Variabel drift uten brensel og avfall *Enhet:* kr/MWh. *Brukes i:* S5	PERT 27/52/187	kilde	[K04-003] [K11-006] [K16-012]
	Merknad: EIA 2,62 USD/MWh, NVE 5,18 øre/kWh, konsulentene opp til 18,7 øre/kWh. Samme for små enheter; konsulentene skriver «trolig høyere» uten tall.			
u_N `u_N`	Brensel, enheter på 300 MW og mer *Enhet:* kr/MWh. *Brukes i:* S5	PERT 57/75/135	kilde	[K11-006] [K16-012] [K16-013]
u_N^A `u_N_liten`	Brensel, enheter under 300 MW *Enhet:* kr/MWh. *Brukes i:* S9	jevn 94 – 239	kilde	[K16-012]
	Kildeverdi: 9–23 USD/MWh *Merknad:* Konsulentene: 9–23 USD/MWh for små reaktorer.			

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
d_N `d_N`	Avgift til brukt brensel og sluttlagring *Enhet:* kr/MWh. *Brukes i:* S5	PERT 30/60/194	kilde	[K11-006] [K16-013] [K05-050] [K04-028]
	Merknad: NVE 3/6/9 øre/kWh for brukt brensel. Øvre grense er utvalgets høyeste avgift (217 kr/MWh) minus avviklingen, som føres for seg: 10,4 mill. kr/MW delt på 7 600 timer i 60 år er 23 kr/MWh (beregnet her).			
D_{avv} `D_avv`	Avvikling av kraftverket, betalt når levetiden er ute *Enhet:* mill. kr/MW. *Brukes i:* S5, S35	jevn 6,25 – 10,4	kilde	[K16-013] [K05-050]
	Merknad: 12,5–20,8 mrd. kr for to enheter på til sammen 2 000 MW. Samme per MW for små enheter (forutsetning).			
ϕ_U `phi_U`	Frekvens for ulykke med stort utslipp, per hendelse *Enhet:* per reaktorår. *Brukes i:* S6	jevn i logaritmen $5{,}6 \cdot 10^{-8}$ – 0,0001	kilde	[K04-038] [K04-039] [K21-034]
	Merknad: Beregnet for nytt design til empirisk med Fukushima talt som én hendelse. Jevn i logaritmen.			
K_U `K_U`	Kostnad ved ulykke med stort utslipp, per hendelse *Enhet:* mrd. kr. *Brukes i:* S6	jevn 1625 – 6217	kilde	[K04-042] [K04-043]
	Kildeverdi: 23,4–80 billioner JPY *Merknad:* 23,4 billioner yen (nominelt; året for anslaget står ikke i posten, så tallet er ikke prisjustert) til 80 billioner yen (2019, prisjustert med japansk KPI). Hele Fukushima-ulykken, som gjaldt tre reaktorer. For enheter under 1 000 MW skaleres kostnaden med P_u/1 000 (forutsetning; følsomhet uten skalering).			
D_{fors} `D_fors`	Innehaverens forsikrede ansvar per anlegg *Enhet:* mill. kr. *Brukes i:* S6	fast 8202	kilde	[K04-044] [K05-021]
	Merknad: 700 mill. euro.			
$N_{\text{årsverk}}$ `aarsverk_prog`	Årsverk for å bygge infrastrukturen for et nasjonalt program *Enhet:* årsverk. *Brukes i:* S41	fast 7700	kilde	[K05-023]
s_{mynd} `andel_myndighet`	Andelen av disse årsverkene som ligger hos myndighetene *Enhet:* –. *Brukes i:* S41	jevn 0,2 – 0,25	kilde	[K05-023] [K16-003]
	Merknad: Om lag 75 % ligger hos eier og operatør, og de er med i eierkostnadene i c_N,ref.			
$c_{\text{årsverk}}$ `c_aarsverk`	Kostnad per årsverk i myndighetsapparatet, med sosiale kostnader *Enhet:* mill. kr. *Brukes i:* S41	jevn 1 – 2	åpen forutsetning	[K09-015]
	Merknad: Ingen kilde for nivået.			
$\bar{n}_{\text{reaktor}}$ `n_reaktor`	Kjernekraft som kan settes i drift per år *Enhet:* MW per år. *Brukes i:* S22	jevn 500 – 2000	åpen forutsetning	[K16-002] [K03-047] [K21-077]
	Merknad: Ingen kilde for et norsk tak. Franske planer: 12–18 måneder mellom store enheter.			
δ_L `delta_L`	Største lastsprang som andel av anleggets fulle last *Enhet:* –. *Brukes i:* S36	jevn 0,1 – 0,91	kilde	[K15-014] [K15-016]
	Merknad: Målt 450 → 40 MW på 36 sekunder (91 %); ellers om lag 10 %.			
c_{buf} `c_buf`	Buffer (batteri), investering *Enhet:* kr/kW. *Brukes i:* S9	jevn 5611 – 17 644	kilde	[K15-018] [K15-019]
	Kildeverdi: 540–1 698 USD/kW *Merknad:* 540–1 698 USD/kW for to til fire timers batteri; et buffer mot sprang trenger kortere varighet. Prisår ikke oppgitt for nedre grense (tatt som 2025).			

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
f_{buf} `f_buf`	Buffer, fast drift *Enhet:* kr/kW per år. *Brukes i:* S9	fast 435	kilde	[K15-018]
L_{buf} `L_buf`	Levetid for buffer og reserveaggregater *Enhet:* år. *Brukes i:* S9	fast 20	kilde	[K15-019] [K15-020]
s_g `s_g`	Ekstern forsyning til kraftverket selv, andel av verkets effekt *Enhet:* –. *Brukes i:* S36 *Merknad:* Kravet er dokumentert, størrelsen ikke.	jevn 0,01 – 0,05	åpen forutsetning	[K05-029] [K15-021] [K15-022]
c_{gen} `c_gen`	Reserveaggregat, investering *Enhet:* kr/kW. *Brukes i:* S36 *Kildeverdi:* 500 / 800 / 1 100 USD/kW *Merknad:* Prisår ikke oppgitt i kilden; investeringsår 2020 er brukt.	PERT 6463/10 341/ 14 219	kilde	[K15-020]
D_{linje} `D_linje`	Lengde på hver av to uavhengige eksterne linjer til kraftverket *Enhet:* km. *Brukes i:* S36 *Merknad:* Ingen kilde for avstand.	jevn 10 – 100	åpen forutsetning	[K05-029]
c_{linje} `c_linje`	Ny 420 kV-ledning *Enhet:* mill. kr/km. *Brukes i:* S36 *Merknad:* 13 mill. kr/km (om lag 2024).	fast 13,4	kilde	[K06-040]
$c_{H,0}$ `c_H0`	Servere og nettverk *Enhet:* mill. kr/MW IT. *Brukes i:* S13, S15 *Kildeverdi:* 23 / 26,1 / 37 mill. USD/MW IT *Merknad:* Tall fra 2025–2026, tatt som 2025-dollar. Øvre grense er et rack til 5,0 mill. USD med om lag 135 kW (beregnet her). Lik for Norge og konkurrenten.	PERT 239/271/384	kilde	[K08-K03] [K08-020] [K08-033] [K08-039] [K08-001]
γ_H `gamma_H`	Real endring per år i pris per MW IT-utstyr, fram til 2035 *Enhet:* per år. *Brukes i:* S13 *Merknad:* Ingen tidsserie per MW IT i fast prisnivå. Etter 2035 holdes prisen fast.	jevn −0,05 – 0,05	åpen forutsetning	[K13-014] [K08-037]
c_{bygg} `c_bygg`	Bygg, kraftanlegg, kjøling og tomt, uten nettilknytning *Enhet:* mill. kr/MW IT. *Brukes i:* S15 *Kildeverdi:* 11,3 / 11,6 / 17,6 mill. USD/MW IT *Merknad:* Amerikanske tall fra 2025–2026, tatt som 2025-dollar.	PERT 117/121/183	kilde	[K08-K03] [K07-001] [K07-K02]
δ_{bygg} `d_bygg`	Tillegg i byggekostnad i Norge mot konkurrenten *Enhet:* –. *Brukes i:* S15 *Merknad:* Prisnivået for bygg og anlegg i Norge er 14,2 % over EU-snittet; et tall mot USA finnes ikke.	jevn 0 – 0,142	åpen forutsetning	[K18-014]
L_H `L_H`	Levetid for IT-utstyr *Enhet:* år. *Brukes i:* S15, S17	diskret 3; 4; 5; 6; 7 vekter 0,1111111111111111; 0,2222222222222222; 0,3333333333333333; 0,2222222222222222; 0,1111111111111111	kilde	[K07-003] [K07-006] [K07-015] [K08-042]
L_B `L_B`	Levetid for bygg og anlegg *Enhet:* år. *Brukes i:* S15	PERT 7/14/40	kilde	[K07-003] [K07-006] [K07-010]
τ_D `tau_D`	Byggetid for datasenteret *Enhet:* år. *Brukes i:* S34 *Merknad:* Investeringen betales jevnt over byggetiden før oppstart.	PERT 1/2,5/3,6	kilde	[K07-037]

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
PUE `PUE`	Kraft inn per kraft til IT, Norge *Enhet:* –. *Brukes i:* S10, S15	PERT 1,05/1,14/1,21	kilde	[K07-022] [K07-023] [K07-024] [K12-042] [K08-K03]
	Merknad: Nedre grense er de beste enkeltanleggene (K07-024).			
PUE^{v} `PUE_v`	Kraft inn per kraft til IT, konkurrenten *Enhet:* –. *Brukes i:* S18	PERT 1,09/1,14/1,21	kilde	[K07-022] [K07-023] [K07-024] [K08-K03]
	Merknad: Nedre grense er en hel flåte (K07-024). Nye AI-anlegg: 1,14–1,145; store anlegg i EU 1,21. Følsomhet: 1,45 (bransjesnitt for alle anlegg).			
λ `lambda`	Snittlast som andel av IT-kapasiteten *Enhet:* –. *Brukes i:* S10, S14	PERT 0,5/0,7/0,9	kilde	[K06-012] [K06-014] [K07-019] [K08-K03]
	Merknad: Samme verdi for konkurrenten.			
o_D^v `o_D_v`	Drift utenom kraft hos konkurrenten (vedlikehold, arbeidskraft, vann og skatter) *Enhet:* mill. kr/MW IT per år. *Brukes i:* S15, S18	fast 3,21	kilde	[K08-K03]
	Kildeverdi: 0,309 mill. USD *Merknad:* 120 + 40 + 6 + 143 mill. USD per GW og år. Konkurrentens skatter er en kostnad den må ta igjen i prisen.			
o_D `o_D`	Drift utenom kraft i Norge før tillegget (vedlikehold, arbeidskraft, vann; uten skatter) *Enhet:* mill. kr/MW IT per år. *Brukes i:* S15	fast 1,72	kilde	[K08-K03]
	Kildeverdi: 0,166 mill. USD			
Δo_D `d_o_D`	Tillegg i drift utenom kraft i Norge (høyere bemanning) *Enhet:* mill. kr/MW IT per år. *Brukes i:* S15	jevn 0 – 1,4	åpen forutsetning	[K07-032] [K07-033] [K09-K03] [K08-K03]
	Merknad: Øvre grense: 1,5 årsverk per MW (en forutsetning for nye norske anlegg i K09-K03, ikke en måling) til 1,2 mill. kr per årsverk, minus konkurrentens arbeidskraft (beregnet her). Lønnsnivået har ingen post.			
μ `mu_rel`	Norges andel solgt kapasitet i forhold til konkurrentens *Enhet:* –. *Brukes i:* S16, S19, S34	fast 1	åpen forutsetning	[K13-K01]
	Merknad: Prisen settes av en konkurrent med samme salgsrisiko, så bare forskjellen teller. Ingen kilde for en forskjell. Følsomhet: 0,90 og 0,95.			
h_{knapp} `h_knapp`	Timer per år datasenteret må koble ut eller gå på egne aggregater når det er tilknyttet på vilkår *Enhet:* timer per år. *Brukes i:* S47	jevn 0 – 200	åpen forutsetning	[K17-014] [K15-010]
	Merknad: Ingen kilde for hvor ofte kunder på vilkår kobles ut.			
p^v `p_v`	Kraftpris hos konkurrenten (USA, industri), slik den betales *Enhet:* kr/MWh. *Brukes i:* S18, S19	PERT 867/884/945	kilde	[K02-045] [K08-K03]
	Kildeverdi: 8,13 / 8,51 / 9,09 cent/kWh *Merknad:* 8,13 (2024), 8,51 (2025) og 9,09 cent/kWh (januar–august 2026, tatt som 2025-dollar). Real prisvekst 0. Følsomhet: EU-snittet for de største kundene (K02-044).			

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
y_{obs} `y_obs`	Pris i femårskontrakter for GPU-kapasitet i 2025–2026 *Enhet:* mill. kr/MW IT per år. *Brukes i:* S43	jevn 101 – 229	kilde	[K08-033] [K13-005] [K13-006]
	Kildeverdi: 9,7–22 mill. USD *Merknad:* 9,7–22 mill. USD per MW IT og år (nominelt, tatt som 2025-dollar). Kontrakten på 22 har 90 % forskudd av GPU-investeringen. Påslaget pi_0 regnes i hver trekning som y_obs delt på konkurrentens årskostnad for årgang 2025, minus 1.			
T_g `T_knapp`	Varighet av «knapphet varer» og «overkapasitet», fra løsningens første anlegg *Enhet:* år. *Brukes i:* S43	fast 10	modellvalg	–
	Merknad: Samme varighet i begge de konstruerte scenarioene. Følsomhet: varig knapphet.			
π_- `pi_neg`	Prisfall under kostnad i scenarioet «overkapasitet» *Enhet:* –. *Brukes i:* S43	jevn −0,45 – −0,25	åpen forutsetning	[K08-030] [K13-012]
	Merknad: Konstruert. Størrelsen er hentet fra observerte prisfall (25–45 %).			
τ_π `tau_pi`	Tid til et påslag er redusert til 1/e (analogi fra skipsfart) *Enhet:* år. *Brukes i:* kap. 3.2	jevn 2 – 2,8	kilde	[K13-016]
	Merknad: Brukes bare i følsomheten «avtakende knapphet»: pi_0 · exp(−(t_v − 2026)/tau_pi).			
σ `sigma`	Andel av tokenprisen som går til regnekrafta (kontroll) *Enhet:* –. *Brukes i:* S20	jevn 0,145 – 0,6	kilde	[K13-017] [K01-040]
	Merknad: Inngår ikke i dommene.			
θ `theta`	Tokens per sekund per MW (kontroll) *Enhet:* mill. tokens/s per MW. *Brukes i:* S20, S21	jevn 0,38 – 4,03	kilde	[K08-016]
	Merknad: Per MW brikkeeffekt med alt inkludert. Inngår ikke i dommene.			
$P_z(S)$ `pris_balanse`	NVEs tolv scenarioer for 2035: kraftbalanse og pris per prisområde *Enhet:* TWh; øre/kWh (2023-kroner). *Brukes i:* S38	fast, tabell (verdiene står under)	kilde	[K21-086] [K21-087] [K06-021] [K06-005]
	Merknad: NVEs S0–S11, her kalt N0–N11. Prisene multipliseres med 137,7/129,6 til 2025-kroner (prisnivået er avledet, ikke oppgitt i rapporten). Kolonner: scenario, balanse, NO1, NO2, NO3, NO4, NO5, Norge. *Verdi:* N0 Basis; 19,6; 56,6; 57,1; 51; 49,2; 56,4; 54,1 N1 Klimaplan; 16,2; 60,4; 60,9; 54,6; 53,1; 60,5; 57,9 N2 Klimatiltak; 4,5; 71; 71,7; 68,3; 66,9; 72,2; 70 N3 Datasenter; 14,4; 61,5; 62,3; 58; 57,1; 61,4; 60 N4 Høy datasenter; 3,5; 71,5; 72,9; 66,3; 65,5; 71,9; 69,6 N5 Datasenter klimaplan; 10,9; 65; 65,8; 61,6; 60,8; 65,1; 63,7 N6 Nullvekst landvind; 14; 61,8; 62,3; 58,6; 60,8; 61,7; 61 N7 Nullvekst havvind; 11,5; 65,5; 67,9; 56,2; 54,8; 66,3; 62,1 N8 Nullvekst vind; 5,4; 69,9; 72,1; 64,3; 66,6; 70,6; 68,7 N9 Basis uten Utsira Nord; 17,9; 58,9; 59,7; 52,5; 50,5; 59,3; 56,2 N10 Høyere forbruk uten Utsira Nord; 9; 67; 68; 63,3; 62,3; 67,7; 65,6 N11 Høyere forbruk, nullvekst vind; −3,6; 76,8; 78,7; 74,4; 77,6; 77,5; 77			
S^0 `S0`	Kraftbalansen i nullalternativet, normalår *Enhet:* TWh. *Brukes i:* S23	PERT −15/14,4/19,6	kilde	[K06-005] [K21-087] [K06-006]
	Merknad: NVE: Basis 19,6; oppdatert datasenteranslag 14,4; alle tildelte datasentre om lag −15. Samme verdi for alle år, fordi kildene bare gjelder 2035.			

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
b_{ut} `b_ut`	Faktor på prisvirkningen når balansen er svakere enn −3,6 TWh *Enhet:* –. *Brukes i:* S38 *Merknad:* Utenfor området NVE har regnet på. Øvre grense fra en bransjebestilt analyse.	jevn 1 – 3	åpen forutsetning	[K06-023] [K06-K02] [K06-006]
$m_{\text{tørt}}$ `m_tort`	Prisnivå i det tørreste været mot normalåret *Enhet:* –. *Brukes i:* S23 *Merknad:* 100 mot 67 øre/kWh i NVEs 30 værår (2030).	fast 1,49	kilde	[K06-010]
$s_{\text{tørt}}$ `s_tort`	Faktor på prisvirkningen i tørt år *Enhet:* –. *Brukes i:* S23 *Merknad:* NVE: utslaget er større i tørre år; ikke tallfestet.	jevn 1 – 1,5	åpen forutsetning	[K06-021]
$w_{\text{vann,tørt}}$ `w_tort_vann`	Produksjon fra ny vannkraft i tørt år mot normalår *Enhet:* –. *Brukes i:* S39 *Merknad:* Ingen kilde.	jevn 0,7 – 0,9	åpen forutsetning	–
ψ_i `psi`	Verdifaktor: vind på land / vannkraft / havvind *Enhet:* –. *Brukes i:* S11 *Merknad:* Faste. At verdifaktoren faller når mye bygges, fanges ikke (kapittel 13).	fast `vind`: 0,88 `vann`: 1,26 `havvind`: 0,96	kilde	[K11-008]
ψ_N `psi_N`	Verdifaktor, kjernekraft *Enhet:* –. *Brukes i:* S11 *Merknad:* NVE 1,02; utvalgets regneark 1,05.	jevn 1,02 – 1,05	kilde	[K11-008] [K16-012]
κ_{vind} `kappa_vind`	Effektbidrag i knappeste time, vind på land *Enhet:* –. *Brukes i:* S24	jevn 0,03 – 0,09	kilde	[K11-024]
κ_i `kappa`	Effektbidrag i knappeste time: vannkraft / havvind *Enhet:* –. *Brukes i:* S24 *Merknad:* Kjernekraft: 1 − o_f for alle enheter.	fast `vann`: 0,88 `havvind`: 0	kilde	[K11-024]
$P_{\text{dim},0}$ `P_dim0`	Dimensjonerende feil i det nordiske systemet i dag *Enhet:* MW. *Brukes i:* S47 *Merknad:* Brukes i en følsomhet.	fast 1450	kilde	[K17-016] [K17-015]
c_{fast} `c_fast`	Kostnad for ny fast effekt (gassturbin, per MW som kan regnes med) *Enhet:* kr/MW per år. *Brukes i:* S47 *Kildeverdi:* 105 800 / 115 990 / 119 256 EUR/MW per år *Merknad:* Europeiske tall fra en oppdatering i 2023 (prisår ikke oppgitt, tatt som 2023). Ingen norsk kilde.	PERT 1 296 000/ 1 421 000/1 461 000	kilde	[K17-021] [K17-K02]
c_{res} `c_res`	Kostnad for reserve mot utfall av største enhet *Enhet:* kr/MW per år. *Brukes i:* S47 *Kildeverdi:* 68 300–144 700 EUR/MW per år *Merknad:* Nedre grense: vernet for den største finske reaktoren (om lag 68 300 euro per MW og år). Øvre grense: norsk reservepris 2025, volumvektet (144 700; 94 000 i 2026). Tatt som 2025-euro.	jevn 800 000 – 1 696 000	kilde	[K17-017] [K17-020]
I_{nett} `I_nett`	Nettinvestering per MW ny tilknytning *Enhet:* mill. kr/MW. *Brukes i:* S11, S35 *Merknad:* Nedre grense er bokført nettkapital per MW i dag, øvre grense er økningen i bokført verdi per MW ny kapasitet fram til 2040 (begge fra Statnett; ingen av dem er en marginalkostnad, og prisår er ikke oppgitt).	jevn 1,1 – 10,8	åpen forutsetning	[K17-010]

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
L_{nett} `L_nett`	Levetid for nett *Enhet:* år. *Brukes i:* S11	fast 40	modellvalg	–
τ_{nett} `tau_nett`	Ledetid for ny nettkapasitet *Enhet:* år. *Brukes i:* S12, S22	PERT 5/10/14	kilde	[K17-012] [K17-027] [K06-039]
n_{tap} `n_tap`	Marginale nettap som andel av kraftprisen (samfunnsøkonomisk nettkostnad) *Enhet:* –. *Brukes i:* S11	jevn 0 – 0,15	åpen forutsetning	[K17-008]
	Merknad: Statnetts marginaltapssatser kan gå opp mot 15 %; typiske satser har ingen post.			
t_{nett} `t_nett`	Nettariff for stort forbruk (bare bedriftsøkonomien) *Enhet:* kr/kW per år. *Brukes i:* S27	PERT 204/342/407	kilde	[K17-008] [K17-009]
	Kildeverdi: 214,5 (2027) / 367,5 / 437,5 kr/kW (2028) *Merknad:* Lav: satsene for 2027. Modus: varslet sats for 2028 med reglene som gjelder fra 2030 (20 % reduksjon og 25 % kapasitetsledd; beregnet her). Høy: uten reduksjon. Regnet til 2025-kroner med anslått prisvekst.			
t_{el} `t_el`	Elavgift (bare bedriftsøkonomien; gjelder også kraft bak måleren) *Enhet:* kr/MWh. *Brukes i:* S27	fast 69	kilde	[K06-044] [K15-028] [K21-071]
	Kildeverdi: 7,13 øre/kWh (2026) *Merknad:* 7,13 øre/kWh i 2026. Forslaget for 2027 er 7,32. Vedtas i desember 2026.			
δ_V `delta_V`	Andel av statens nettuttak som tar plass fra private datasentre i køen *Enhet:* –. *Brukes i:* S23, S26	jevn 0,1 – 1	åpen forutsetning	[K06-016] [K17-001]
	Merknad: Ingen kilde. Resten av uttaket krever ny nettkapasitet. Fortrengt verdi per MWh er elavgiften de private ville betalt.			
– `vind`	Vind på land: investering / drift / fullasttimer / levetid / byggetid *Enhet:* kr/kW; kr/MWh; t/år; år; år. *Brukes i:* S11	investering: PERT 10 100/13 915/21 933 drift: fast 120 fullasttimer: fast 3357 levetid: fast 30 byggetid: fast 2	kilde	[K11-002] [K11-007] [K11-K04]
	Merknad: NVE 2026, med nettkostnader. Lav investering er skalert med forholdet 34/47 i NVEs kostnadsspenn (beregnet her). Drift, fullasttimer og levetid er NVEs sentralverdier; NVE oppgir ikke spenn for dem.			
– `vann`	Vannkraft over 10 MW: investering / drift / fullasttimer / levetid / byggetid *Enhet:* kr/kW; kr/MWh; t/år; år; år. *Brukes i:* S11	investering: PERT 18 749/18 749/21 800 drift: PERT 50/70/100 fullasttimer: fast 2971 levetid: fast 40 byggetid: fast 3	kilde	[K11-004] [K11-007] [K11-015]
	Merknad: NVE 2026. NVE skriver at framtidige store prosjekter blir dyrere enn de som er bygd, så sentralverdien er nedre grense. Høy investering er skalert med 57/49 (beregnet her).			
– `havvind`	Bunnfast havvind: investering med nett og reserve / drift / fullasttimer / levetid / byggetid *Enhet:* kr/kW; kr/kW per år; t/år; år; år. *Brukes i:* S11	investering: PERT 42 240/52 800/68 640 drift: fast 900 fullasttimer: fast 4467 levetid: fast 30 byggetid: fast 3	kilde	[K11-003] [K11-K01]
	Merknad: NVE 2026: 32 000 + 16 000 (nett) + 4 800 (10 % reserve) kr/kW; −20/+30 %. Drift og fullasttimer er NVEs sentralverdier.			

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
$\bar{E}_{\text{vann}}$ `E_vann_rest`	Vannkraft staten kan bygge ut over nullalternativet *Enhet:* TWh. *Brukes i:* S12	jevn 0 – 5	åpen forutsetning	[K11-015] [K11-016]
	Merknad: Opprusting og utvidelse er anslått til 5–6 TWh; realistisk potensial er ifølge kilden betydelig lavere enn det teknisk-økonomiske.			
$\bar{E}_{\text{vind}}$ `E_vind_rest`	Vind på land staten kan bygge ut over nullalternativet *Enhet:* TWh. *Brukes i:* S12	jevn 0 – 7	åpen forutsetning	[K21-Ka01] [K11-023]
	Merknad: Ingen kilde gir et tak. Nedre grense: kommunene sier nei. Øvre grense er like stor som NVEs anslag for ny landvind til 2035.			
$\bar{g}$ `g_fornybar`	Ny fornybar kraft staten kan sette i drift per år ut over nullalternativet *Enhet:* TWh per år. *Brukes i:* S12, S22	jevn 0,2 – 0,6	åpen forutsetning	[K11-020] [K11-016]
	Merknad: Ingen kilde. Øvre grense er den faktiske takten etter 2022 for alle teknologier samlet.			
ρ_N `rho_N`	Avkastningskrav, kraft som selges i markedet *Enhet:* andel per år, reelt før skatt. *Brukes i:* S5, S11, S26	PERT 0,04/0,065/0,09	kilde	[K14-002] [K14-003] [K14-001] [K14-006] [K14-027] [K03-021]
	Merknad: Samme sats for kjernekraft og fornybar kraft. Følsomhet: 2 prosentpoeng høyere for kjernekraft (K14-016).			
ρ_D `rho_D`	Avkastningskrav, regnekraft (og kraftverk med én kunde, rho_A) *Enhet:* andel per år, reelt før skatt. *Brukes i:* S9, S15, S26	PERT 0,057/0,075/0,11	åpen forutsetning	[K14-019] [K14-020] [K14-022] [K14-K01]
	Merknad: Kildene er nominelle, og skattekonvensjonen er for det meste ikke oppgitt. Lav: 7,83 % nominelt etter skatt. Modus: 9,7 % nominelt. Høy: 13 % nominelt. Alle regnet om med 2 % prisvekst, uten omregning for skatt. rho_A = rho_D er en forutsetning uten kilde; følsomhet med rho_A = rho_N. Konkurrenten har samme sats.			
– `korr_rho`	Rangkorrelasjon mellom rho_N og rho_D *Enhet:* –. *Brukes i:* kap. 11	fast 0,5	åpen forutsetning	–
– `korr_xi_tau`	Rangkorrelasjon mellom o_xi og tau_N *Enhet:* –. *Brukes i:* kap. 11	fast 0,5	åpen forutsetning	[K03-006]
– `korr_KF_of`	Rangkorrelasjon mellom KF og o_f *Enhet:* –. *Brukes i:* kap. 11	fast −0,5	åpen forutsetning	–
– `korr_PUE`	Rangkorrelasjon mellom PUE og PUE hos konkurrenten *Enhet:* –. *Brukes i:* kap. 11	fast 0,5	åpen forutsetning	–
r_{stat} `r_stat`	Statens lånerente *Enhet:* andel per år, reelt. *Brukes i:* S30	PERT 0,0196/0,0225/ 0,026	kilde	[K10-030] [K14-028]
	Merknad: 4,0 / 4,3 / 4,65 % nominelt, med 2 % prisvekst.			
ι `iota`	Forventet prisvekst *Enhet:* andel per år. *Brukes i:* kap. 0, S29	fast 0,02	kilde	[K14-028] [K14-029] [K14-030]
φ `varphi`	Skattefinansieringskostnad *Enhet:* kr per kr. *Brukes i:* S26	fast 0,2	kilde	[K09-009] [K09-010]
	Merknad: Følsomhet: 0, og 0,20 på all innskutt kapital.			

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
$p_{CO_2}(t)$ `p_CO2`	Karbonpris for utslipp utenfor kvotesystemet: lav / sentral / høy *Enhet:* kr per tonn. *Brukes i:* S26	fast, tabell (verdiene står under)	kilde	[K09-013] [K09-014]
	Merknad: Finansdepartementets baner for 2026, regnet til 2025-kroner. Lineært mellom årene i tabellen (en tilnærming). Hovedkjøringen bruker den sentrale banen; lav og høy er følsomheter, slik rundskrivet sier. *Verdi:* `2026`: 719; 1588; 2019 `2030`: 763; 2377; 2962 `2035`: 927; 3367; 3966 `2040`: 1129; 3367; 5310 `2050`: 1671; 3367; 8556 `2062`: 2674; 3428; 9731 `2075`: 4082; 5233; 10 934 `2100`: 8547; 10 956; 14 465			
s_B^{NO} `s_B_NO`	Andel av utslippene fra bygging som skjer i Norge *Enhet:* –. *Brukes i:* S26	jevn 0,2 – 0,6	åpen forutsetning	–
	Merknad: Ingen kilde.			
– `SNKS`	Statens netto kontantstrøm fra petroleum 2016–2025, løpende kroner *Enhet:* mill. kr. *Brukes i:* S31	fast `2016`: 124 779 `2017`: 167 847 `2018`: 250 959 `2019`: 256 915 `2020`: 106 825 `2021`: 287 513 `2022`: 1 285 223 `2023`: 978 064 `2024`: 702 159 `2025`: 664 005	kilde	[K18-018] [K09-029]
– `SNKS_snitt`	Tiårssnitt 2016–2025 i 2025-kroner (nevneren i M6) *Enhet:* mrd. kr. *Brukes i:* S31	fast 536,3	avledet	[K18-018] [K18-001]
	Merknad: Prisjustert med konsumprisindeksen. I løpende kroner 482,4. Medianen av de ti årene er 330,1 i 2025-kroner og 272,2 i løpende kroner (avklaring 53).			
u_N^{kraft} `u_kjerne`	Utslipp over livsløpet, kjernekraft *Enhet:* g CO2e/kWh. *Brukes i:* S32	PERT 3,7/12/110	kilde	[K04-046] [K04-047] [K21-001] [K21-004]
	Merknad: IPCC 3,7/12/110; UNECE 5,1–6,4; NREL 13. Brukes til tonn per år. M5 (i) avgjøres kilde for kilde.			
$u_{\mathrm{vind}}^{\mathrm{kraft}}$ `u_vind`	Utslipp over livsløpet, vind på land *Enhet:* g CO2e/kWh. *Brukes i:* S32	PERT 7/11/56	kilde	[K11-045] [K21-002] [K04-047]
	Merknad: IPCC 7/11/56; UNECE 7,8–16.			
$u_{\mathrm{hav}}^{\mathrm{kraft}}$ `u_havvind`	Utslipp over livsløpet, havvind *Enhet:* g CO2e/kWh. *Brukes i:* S32	PERT 8/12/35	kilde	[K11-045] [K21-002]
	Merknad: IPCC 8/12/35; UNECE 12–23.			
$u_{\mathrm{vann}}^{\mathrm{kraft}}$ `u_vann`	Utslipp over livsløpet, norsk vannkraft *Enhet:* g CO2e/kWh. *Brukes i:* S32	PERT 1/3,33/24	kilde	[K21-008] [K21-003] [K11-045]
	Merknad: Norsk snitt 3,33 (tolv verk); UNECE 6,1–11; IPCCs globale median 24.			

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
u^H `u_H`	Utslipp fra produksjon av IT-utstyr, per årgang *Enhet:* tonn CO2e per MW IT. *Brukes i:* S32	PERT 340/1300/1500	kilde	[K19-004] [K19-012] [K19-001]
	Merknad: Per MW installert IT-effekt. Lik for alle løsningene.			
u^B `u_B`	Utslipp fra bygg og teknisk anlegg *Enhet:* tonn CO2e per MW IT. *Brukes i:* S32	jevn 1320 – 2400	kilde	[K19-K02] [K19-010]
α `alpha`	Areal: kjernekraft / vind (direkte) / vind (planområde) / datasentertomt *Enhet:* km^2 per TWh per år; tomt i km^2 per MW IT. *Brukes i:* kap. 10	fast `kjernekraft`: 0,071 `vind_direkte`: 1,5 `vind_plan`: 35 `tomt`: 0,001	kilde	[K04-048] [K11-032] [K11-034] [K07-045]
	Merknad: Vannkraft og havvind har ingen post og rapporteres ikke.			
η_N `eta_N`	Brukt brensel *Enhet:* tonn uran per TWh. *Brukes i:* kap. 10	PERT 2,7/3/3,1	kilde	[K04-029] [K04-030]
ϕ_X `phi_X`	Årlig sannsynlighet for en eksportregel som stanser nye leveranser til store klynger *Enhet:* per år. *Brukes i:* S22	jevn 0 – 0,24	åpen forutsetning	[K20-017] [K20-004] [K20-K01]
	Merknad: Ingen publisert sannsynlighet. Øvre grense: ett utkast på 4,1 år som ville rammet store klynger i Norge (trukket).			
D_X `D_X`	Varighet av en slik regel *Enhet:* år. *Brukes i:* S22	jevn 1 – 4	åpen forutsetning	–
	Merknad: Ingen kilde. I perioden kan verken nye anlegg eller nye årganger få brikker.			
s_{brikker} `s_brikker`	Største andel av verdens produksjon av AI-servere ett program kan få *Enhet:* –. *Brukes i:* S22	jevn 0,01 – 0,056	åpen forutsetning	[K20-021]
	Merknad: Øvre grense er andelen til den minste av de fem største eierne i dag (av beholdningen). Ingen kilde for hva en ny kjøper kan få.			
G_{server} `G_server`	Verdens produksjon av AI-servere, servereffekt *Enhet:* GW per år. *Brukes i:* S22	fast 25	kilde	[K01-015] [K20-018]
	Merknad: Regnes som IT-effekt. Holdes fast; vekst etter 2027 har ingen kilde.			
e `eierformer`	Eierformer: statens andel s_e, statens direkte andel i anleggene utenom selskapet, særskatt, gjeldsandel, lånerente og egenkapitalkrav (nominelt), statens andel av overskridelser *Enhet:* –; –; –; –; andel per år; andel per år; –. *Brukes i:* S29, S30	fast, tabell (verdiene står under)	åpen forutsetning	[K10-012] [K10-019] [K10-026] [K10-028] [K10-030] [K09-036] [K14-014] [K14-016]
	Merknad: Statens andel og særskatten har kilde. Ved direkte eierskap er hele kapitalen statens lån, og staten betaler ikke selskapsskatt; lånerenten følger da den trukne r_stat (0,043 er modusverdien). Gjeldsandelen 0,5, den direkte andelen 0,3 og egenkapitalkravene er forutsetninger innenfor spennet i kildene (9–13 % nominelt etter skatt). Staten dekker alle overskridelser (zeta = 1); følsomhet med zeta lik eierandelen. *Verdi:* `direkte`: `s` = 1; `theta` = 0; `tau_g` = 0; `h` = 1; `r_d` = 0,043; `r_q` = ingen; `zeta` = 1; `skatt` = nei `heleid_selskap`: `s` = 1; `theta` = 0; `tau_g` = 0; `h` = 0,5; `r_d` = 0,0516; `r_q` = 0,1; `zeta` = 1; `skatt` = ja `majoritet_boers`: `s` = 0,67; `theta` = 0; `tau_g` = 0; `h` = 0,5; `r_d` = 0,055; `r_q` = 0,115; `zeta` = 1; `skatt` = ja			

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
	`petroleumsmodell`: `s` = 0,67; `theta` = 0,3; `tau_g` = 0,56; `h` = 0,5; `r_d` = 0,055; `r_q` = 0,115; `zeta` = 1; `skatt` = ja			
τ_s `tau_s`	Selskapsskatt *Enhet:* –. *Brukes i:* S28, S29	fast 0,22	kilde	[K09-036]
ϵ_e `eps_e`	Forskjell i kostnadseffektivitet mellom eierformer (bare følsomhet) *Enhet:* –. *Brukes i:* kap. 8	jevn −0,05 – 0,1	åpen forutsetning	[K10-049] [K10-050]
	Merknad: Hovedkjøringen bruker 0. Kildene gir retning og null, ikke tall.			
P_m `P_m`	Modulstørrelse i løsning T *Enhet:* MW IT. *Brukes i:* S48, S49, S50	fast 100	modellvalg	[K22-K04] [K22-005] [K22-K02] [K17-027]
	Merknad: Samme kostnad per MW som et anlegg på 1 000 MW (forutsetning i favør av T; ingen kilde for hva små anlegg koster mer). Statnett regner prosjekter fra 100 MW som modne bare hvis de kan realiseres innen seks år. Det meste en datasentersak har fått tilknyttet på ordinære vilkår, er 120 MW (180 MW med særlige vilkår). Ny ledning til et anlegg på 1 000 MW tar 8–12 år. Følsomhet: 50 og 200 MW.			
τ_1 `tau_1`	Fra beslutning til første modul kan være tilknyttet innenfor nettet som finnes *Enhet:* år. *Brukes i:* S48	jevn 3 – 7	åpen forutsetning	[K22-001] [K22-K02] [K21-089] [K22-K04] [K22-004]
	Merknad: Ingen kilde for et nytt statlig anlegg besluttet i 2027. Rammer fra kildene: stansen i nye reservasjoner ventes opphevet senest 1.8.2027; én datert sak gikk fra reservasjon til 120 MW tilknyttet på 2,4 år; NVE regner fem år fra reservasjon til første byggetrinn; Statnett krever at prosjekter fra 100 MW kan realiseres innen seks år. Køen foran er 8 800–10 774 MW, så øvre grense kan være for lav.			
$\bar{n}_1$ `n_1`	Uttak staten kan få tilknyttet per år innenfor nettet som finnes (første trinn) *Enhet:* MW per år. *Brukes i:* S48	jevn 18 – 268	åpen forutsetning	[K22-005] [K22-006]
	Merknad: Ingen kilde for hva staten alene kan få. Spennet er det som er tilknyttet av alle datasentre per år i Statnetts register 2019–2025 (lavest 2021, høyest 2025; snitt 135 MW i 2022–2025). Saldoen samles ikke opp ut over det én modul trenger. Følsomhet: 650 MW per år.			
ε_d `eps_d`	Fall i inntekt per MW per fall i etterspørsel etter regnekraft i datasentre *Enhet:* –. *Brukes i:* S51, S52	fast 1	åpen forutsetning	–
	Merknad: Ingen kilde. Lavere enn 1: bortfallet rammer dyrere leverandører først. Høyere enn 1: prisen faller i tillegg til mengden. Følsomhet: 0,5 og 2.			
d_{30}, d_{35} `d_kilde`	Bortfall av etterspørsel i scenarioet «kildenes lave forløp»: 2030 / 2035 *Enhet:* –. *Brukes i:* S51	fast `2030`: 0,119 `2035`: 0,21	kilde	[K25-033] [K25-034]
	Kildeverdi: 833 mot 945 TWh (2030); 942 mot 1 193 TWh (2035) *Merknad:* IEAs laveste forløp for datasentrenes kraftbruk mot hovedforløpet (beregnet her). Gjelder alle datasentre og skyldes ikke flytting til egne maskiner; det er det nærmeste kildene har. LBNLs laveste forløp for USA ligger 19,6 % under referansen i 2030. Lineært fra 0 i 2025 til 2030 og 2035, fast etterpå.			
– `s_flytt`	Andel av AI-bruken utenom trening som er flyttet til brukernes egne maskiner i scenarioet «80 % på egne maskiner»: 2030 / 2035 *Enhet:* –. *Brukes i:* S51	fast `2030`: 0,4 `2035`: 0,8	åpen forutsetning	–
	Merknad: Prosjekteiers scenario, uten kilde: ingen kilde måler eller framskriver andelen. At flyttingen er halvveis i 2030 og fullført i 2035, er konstruert. Bortfallet er andelen ganger (1 − s_trening): 0,188 / 0,376 med høy treningsandel og 0,320 / 0,640 med lav.			

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
–	Treningens andel av AI-lasten: høy / lav	fast	kilde	[K25-K01]
`s_trening`	*Enhet:* –. *Brukes i:* S51	`hoy`: 0,53 `lav`: 0,2		[K25-005] [K25-006]
	Merknad: Kildene er uenige, så scenarioet «80 %» regnes i begge ender. Høy: 50–53 % av AI-serverenes energi i USA i 2028 (LBNL 2024). Lav: om lag 20 % av effektuttaket i 2030 (LBNL 2025, annen fordelingsmetode). En tredje kilde har 40 % i 2030.			
$u^{\text{alt}}(t)$	Utslipp i krafta regnekrafta ellers ville brukt (regnestykket «med fradrag»): hovedanslag / lavt / høyt / null	fast, tabell (verdiene står under)	kilde	[K26-001] [K26-K01]
`u_alt`	*Enhet:* g CO2/kWh. *Brukes i:* S53			[K26-006] [K26-005] [K26-011] [K26-007] [K26-013]
	Merknad: Hovedanslag: krafta verdens datasentre bruker, per kWh forbrukt (180 Mt / 415 TWh i 2024, 320 / 945 i 2030; 2035 er midten av kildenes 250 og 290), deretter i takt med verdens kraftmiks med vedtatt politikk (187/251 i 2040 og 122/251 i 2050; beregnet her). Lavt: EUs kraftmiks. Høyt: ny datasenterlast i USA i 2030 (0,41 t/MWh) og amerikansk kraft utenom grunnlast (1 379,2 lb/MWh), faste over tid, vist som spenn. Null: alternativet ligger under et kvotetak. Lineært mellom årene, fast etter siste år. Direkte CO2, ikke livsløp. Inngår ikke i M5 eller noen annen dom. *Verdi:* `hoved`: `2024` = 430; `2030` = 340; `2035` = 270; `2040` = 201,2; `2050` = 131,2 `lav`: `2025` = 170; `2030` = 90 `hoy`: `lav` = 410; `hoy` = 626 `null`: 0			
w_D^{uttak}	Vannuttak, datasenter i nordisk klima	jevn 0,07 – 0,1	kilde	[K26-026]
`w_D_uttak`	*Enhet:* m^3/MWh IT. *Brukes i:* S54			
	Merknad: Finland 0,07 og Sverige 0,10 i EUs rapportering for driftsåret 2023 (25 og 7 anlegg rapporterte, og bare anlegg som oppga vannbruk over null, er med). Forbruket har ingen nordisk kilde og rapporteres som «høyst lik uttaket». Inngår ikke i noen dom.			
w_N^{uttak}	Sjøvann gjennom kjernekraftverk med gjennomstrømningskjøling	jevn 119 – 168	kilde	[K26-033] [K04-049]
`w_N_uttak`	*Enhet:* m^3/MWh. *Brukes i:* S54			
	Kildeverdi: 53 m^3/s for 1 600 MW; 44 350 gal/MWh *Merknad:* Nedre grense: den største reaktoren i Olkiluoto, 53 m^3/s for 1 600 MW ved full last (beregnet her). Øvre grense: medianen i amerikansk litteratur, 44 350 gal/MWh (spennet der er 95–227 m^3/MWh). Vannet føres tilbake 10–13 °C varmere. Inngår ikke i noen dom.			
w_N^{forbruk}	Ferskvann forbrukt i kjernekraftverk med sjøvannskjøling	fast 0	åpen forutsetning	[K26-033] [K04-049]
`w_N_forbruk`	*Enhet:* m^3/MWh. *Brukes i:* S54			
	Merknad: Følger av at kjølevannet er sjøvann. Ingen kilde oppgir et tall for ferskvann ved sjøvannskjøling; amerikansk litteratur oppgir 1,0 m^3/MWh (0,4–1,5) som fordamper nedstrøms ved gjennomstrømning.			
–	Kjernekraft med kjøletårn (vises ved siden av): forbruk og uttak, lav / median / høy	fast, tabell (verdiene står under)	kilde	[K04-049] [K26-033]
`w_N_taarn`	*Enhet:* m^3/MWh. *Brukes i:* S54			
	Kildeverdi: 672 (581–845) og 1 101 (800–2 600) gal/MWh *Merknad:* Amerikansk litteratur. Et sveitsisk verk med kjøletårn: 2,5 m^3/MWh kommer ikke tilbake til elva (beregnet her fra 2,2 m^3/s inn og 1,5 m^3/s ut for 1 010 MW). *Verdi:* `forbruk`: 2,2; 2,5; 3,2 `uttak`: 3; 4,2; 9,8			

Symbol og id	Størrelse	Fordeling	Status	Poster
– `w_D_sjo`	Datasenter kjølt med sjøvann i gjennomstrømning (vises ved siden av) *Enhet:* m^3/MWh IT. *Brukes i:* S54 *Kildeverdi:* 7 048 m^3/t for 72 MW IT *Merknad:* Ett norsk eksempel i tidlig fase, ikke en tillatelse: 7 048 m^3/t for 72 MW IT, ført tilbake 10 °C varmere (beregnet her).	fast 98	kilde	[K26-030]

Parameterfila låser også lista over følsomheter. Tabell 51 gjengir den ordrett, 37 linjer, nummerert i den rekkefølgen de står i fila.

Tabell 51. Den frosne følsomhetslista i parameterfila, ordrett.

Linje	Følsomhet
1	w_xi = 0 (kostnadsspennet er sluttkostnader)
2	w_xi = 1 (kostnadsspennet er et budsjett)
3	rho_A = rho_N
4	rho_N 2 prosentpoeng høyere for kjernekraft
5	nu = 0,6
6	ell = −0,23
7	minstelast lik 20 % av merkeeffekten i S7
8	fritt valg av enhetsstørrelse i S7, med buffer max(delta_L · PUE · P_IT, P_u)
9	halv byggetid (tau_N) for enheter under 300 MW
10	inntektsfaktor etter standardvilkår (Gamma_trinn) i stedet for S44
11	mu_rel = 0,90 og 0,95
12	varig knapphet (pi_0 for alle årganger)
13	avtakende knapphet: pi_0 · exp(−(t_v − 2026)/tau_pi)
14	konkurrentens kraftpris lik EU-snittet for de største kundene (1 198 kr/MWh, K02-044)
15	PUE hos konkurrenten 1,45
16	rundskrivets rente: 4 % (år 0–40), 3 % (år 40–75), 2 % (etter 75) for alle kontantstrømmer
17	skattekostnaden 0, og 0,20 på all innskutt kapital
18	subsidieelementet regnet med statens lånerente
19	karbonpris lav og høy bane
20	K_U uten skalering etter enhetsstørrelse
21	bare økningen ut over dimensjonerende feil (P_dim0) i S47
22	overskudd fra kraftverk på nettet regnes med (uten S45)
23	ingen eksportregel (phi_X = 0)
24	nåverdien av statens kontantstrøm (S30) og av samlet overskudd med statens lånerente r_stat i stedet for rho_D; oppgjøret O_e fortsatt med rho_D (avklaring 65)
25	oppgjøret med private eiere priset med egenkapitalkravet r_q,e på kontantstrømmen med gjeld (O_e^q, avklaring 64)
26	beslutningsår 2030
27	anlegg på 300 MW
28	effektivitet etter eierform: kostnadene ganges med 1 + eps_e for direkte eierskap og heleid selskap
29	zeta lik eierandelen
30	M6 mot medianen av de ti årene i 2025-kroner (330,1 mrd. kr; 272,2 mrd. kr i løpende kroner; avklaring 53)
31	eps_d = 0,5 og 2
32	moduler på 50 og 200 MW (P_m)
33	n_1 = 650 MW per år: det som er planlagt tilknyttet av andres reservasjoner i 2027 (K22-006)
34	full fortrengning i første trinn (delta_V = 1 for modulene der)
35	C bygd i moduler på 100 MW: T-F uten første trinn, med første modul tidligst i året nytt nett kan være på plass
36	T-K uten vilkåret (S49)

Linje	Følsomhet
37	ny fornybar kraft ut over nullalternativet først fra 2031, for C og T (K23-006)

Vedlegg C Avvik fra forhåndsregistreringen og endringer

Tabell 52 viser hva som er endret etter at forhåndsregistreringen først ble godkjent, når, om det var før eller etter at noe var regnet, og hva endringen gjør med testen slik punktet selv sier det. Hver endring er ført inn med dato under «Endringer» i `FORHANDSREGISTRERING.md` (https://git.fromaitochitta.com/open/tokenfabrikker), der hele lista står, med grunnen og prosjekteiers godkjenning der punktet gir dem; punkter av samme slag samme dag står her i én rad. De tre radene med fet skrift er det ene avviket fra parameterfrysen, endringen av hypotesen (avsnitt 1.4) og det ene avviket som er ført etter at resultatene forelå (kapittel 8). «Del I» er hypotesen, og «del II» er påstanden om at dedikert kjernekraft er best, som falt bort med endringen. Hovedkjøringen på de frosne tallene og kjøringen som laget de to ekstra datafilene, gikk uten feil (fagfelleloggen del 22 og 23), så ingen feil som stanset en kjøring, er rettet.

Tabell 52. Endringer etter at forhåndsregistreringen først ble godkjent. De to siste kolonnene gjengir det punktet under «Endringer» selv sier.

Dato	Hva som ble endret	Før eller etter resultatene	Virkning på testen
11.11.2026	Ni presiseringer i kriteriene etter to uavhengige fagfellevurderinger (av språkmodeller, avsnitt 8.4): samlet dom, M2 mot prisen på regnekraft, dom per prisscenario uten vekter, faste utbyggingsbaner, M3, M4, M6 og M7, referansekjøringen R og grensen på 25 % for statens risiko.	Før noe var regnet.	Åtte strengere eller klarere; den niende (måleåret i M6) retter også en skjevhet mot hypotesen.
11.11.2026	Kalkulasjonsrenten i M1: privat avkastningskrav, som rundskrivet krever.	Før noe var regnet.	Strengere.
12.11.2026	Parameterfrysen ført inn (avsnitt 2.7).	Før noe var regnet (avsnittet punktet viser til).	Kriteriene er ikke endret.
12.11.2026	Presisering 1 til 12 (tabell 2), blant annet stigen av programstørrelser, trinnet dommene leses av på, andel trekninger, betingelser og nevneren i M6.	Før noe var regnet med modellen, men etter fagfellenes grove overslag (avsnitt 8.4).	Ordlyden var ikke entydig nok til at dommene kunne settes uten valg i etterkant. 5 er strengere, i 7 og 9 er det strengeste valgt, 6 gir høyere krav; i 2 ville det andre valget gjort det lettere å felle på strømpris.
12.11.2026	Tillegget til retningen: løsning T (T-F og T-K), AI-bruk på egne maskiner, utslipp «med fradrag» og kjølevann (presisering 13 til 16 og de åtte valgene i kapittel 17.7 i spesifikasjonen); ingen gasskraft.	Før noe var regnet.	Målene, samlet dom og hypotesen uendret. Del II strengere; for del I to løsninger til som kan gi «holder», og to til som må være felt før «holder ikke». Godkjenningen av valgene i 17.7 sier ikke.

Dato	Hva som ble endret	Før eller etter resultatene	Virkning på testen
12.11.2026	Utregningen av kriteriene for eierform rettet (avklaring 62 til 67): restverdi, avgifter, private eiere, renten for statens kontantstrøm, kapitalkostnad før skatt.	Før noe var regnet.	Kriteriene uendret; retter svakheter uavhengige lesere fant. Dommene for del I og del II ikke berørt.
12.11.2026	**Det ene avviket fra parameterfrysen** (versjon 1.1), varslet og gjort samme dag: 13 nye størrelser for tillegget, 7 nye følsomheter, 3 rettede linjer i følsomhetslista og nye trekninger. De 124 parameterne fra frysen har samme verdi, spenn og fordeling.	Før noe var regnet; ingen kjøring hadde brukt tallene.	Punktet sier ikke strengere eller mildere. Linjene ble rettet fordi lista sa noe annet enn godkjente avklaringer.
13.11.2026	Presisering 17 til 23: betingelser når M5 er ett av målene, del II uten trinn, 25 %-trinnet med ett anlegg, banene for eierformene, M6 i betingelsene, og når en terskel teller. Presisering 19 kodet.	Før noe var regnet. Punktet om at 19 er kodet, sier ikke.	19 og 21 gjør del I lettere å oppfylle i ett tilfelle hver; 22 og 23 er strengere. I 17 ville den andre lesningen latt «holder under betingelser» i M5 virke som «holder ikke» for kjernekraft; i 18 er det strengere alternativet ikke valgt; 20 sier ikke.
13.11.2026	Lesningene av følsomhetslista (avklaring 116 til 125): der åtte linjer sa for lite, er lesningen som endrer minst ut over det linja nevner, valgt.	Før noe var regnet.	Ett valg kan trekke i favør av A (inntekt etter standardvilkår). Ingen dom i en følsomhet teller.
13.11.2026 og 14.11.2026	**Hypotesen endret** (13.11.), ny ordlyd ført inn (14.11.): AI-datasentre som i prinsippet eies av staten, kan bli en inntektskilde for Norge slik oljen har vært; dedikert kjernekraft er én av fem kraftløsninger. M7 er en sammenligning uten dom; del II og presisering 18 er falt bort (avsnitt 1.4).	Før noe var regnet; ingen resultater fantes.	Flytter ingen terskel og gjør ingen dom lettere å oppnå; tar bort dommen om dedikert kjernekraft er best. M1 til M6, tersklene, parameterfila og trekningene uendret.
14.11.2026	EØS-vurderingen av eierformene: alle fire «usikker», fordi ingen kilde i kildebanken vurderer dem.	Før noe var regnet.	Punktet sier ikke strengere eller mildere; vurderingen skiller ikke mellom eierformene.
14.11.2026	**Avvik ført etter resultatene:** rangeringen av eierformene er ikke regnet for andre vektinger og risikogrenser, slik forhåndsregistreringen sier; står som kjent begrensning (kapittel 8).	Etter at resultatene forelå.	Kriteriene, regelen og grensen på 25 % er uendret.

Forhåndsregistreringen ble ikke lagt i et offentlig register med tidsstempel: den ligger i prosjektets git-historikk, der tidene er commit-tider satt på maskinen arbeidet ble gjort på, og repoet ble offentlig 14. november 2026, samme dag som hovedkjøringen og etter at den var ferdig (fagfelleloggen del 27).