



Energidepartementet

Markedskonsekvenser av kjernekraft i Norge

En analyse av ulike utviklingsløp for Norges kraftsystem – med og uten kjernekraft

EN RAPPORT FOR KJERNEKRAFTUTVALGET

24. OKTOBER 2025

Dato

24.10.2025

Om prosjektet

Prosjektnavn: Kjernekraftutvalget – Markedskonsekvenser av kjernekraft i Norge
Oppdragsgiver: Energidepartementet

Om rapporten

Rapportnavn: Markedskonsekvenser av kjernekraft i Norge
Tilgjengelighet: Offentlig

Prosjektbeskrivelse

Bakgrunnen for prosjektet er at Energidepartementet, gjennom Kjernekraftutvalget, har bestilt en utredning av de potensielle markedseffektene ved en fremtidig etablering av kjernekraft i Norge. Analysen tar utgangspunkt i hvordan en slik utbygging vil kunne påvirke investeringer i annen produksjonskapasitet, og hvilken rolle kjernekraft kan spille for den norske effektsituasjonen. I tillegg vurderes hvordan ulike markedsfaktorer vil kunne påvirke lønnsomheten til kjernekraftverk i døgnmarkedet for elektrisitet. Utredningen bygger på ulike antakelser om lokalisering, teknologi—både konvensjonell og små modulære reaktorer (SMR)—samt størrelsen på kjernekraftverkene. Den inkluderer også scenarier for fremtidig kraftforbruk, og tar hensyn til vannkraftens fleksibilitet og de fleksibilitetsegenskapene kjernekraften kan forventes å ha. Alle priser og kostnader er rapportert i reelle 2023-verdier.

Kontaktperson

Kathrine Stene Bakke
+47 95759203

Om AFRY Management Consulting

Post- og besøksadresse: Lille Grensen 5
0158 Oslo, Norge

AFRY Consult AS
Foretaksnummer: 934948262
[Afr Management Consulting \(Norge\)](#)

AFRY er en europeisk leder innen ingeniørfag, design, digitale tjenester og rådgivning, med global rekkevidde. Vi akselererer overgangen til et bærekraftig samfunn.

AFRY Management Consulting er en ledende leverandør av strategisk, kommersiell, regulatorisk og politisk rådgivning til energimarkeder over hele verden. Vårt energiteam, med over 400 spesialister, tilbyr enestående ekspertise i de raskt skiftende energimarkedene i Europa, Midtøsten, Asia, Afrika, Australia og Amerika.

DISCLAIMER AND RIGHTS

Copyright ©2025 AFRY Management Consulting Limited

All rights reserved

- No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise without the prior written permission of AFRY Management Consulting Limited ("AFRY").
- This report is provided to the legal entity identified on the front cover for its internal use only. This report may not be provided, in whole or in part, to any other party without the prior written permission of an authorised representative of AFRY. In such circumstances additional fees may be applicable and the other party may be required to enter into either a Release and Non-Reliance Agreement or a Reliance Agreement with AFRY.

Important

- **This document includes confidential and commercially sensitive information. Should any request for disclosure of information contained in this document be received (e.g. pursuant to a law regarding freedom of information), we request that we be notified in writing of the details of such request and we be consulted and our comments taken into account before any actions is taken.**

Disclaimer

- While AFRY considers that the information and opinions given in this work are sound, all parties must rely upon their own skill and judgement when making use of it. AFRY does not make any representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this report and assumes no responsibility for the accuracy or completeness of such information. AFRY will not assume any liability to anyone for any loss or damage arising out of the provision of this report.
- The report contains projections that are based on assumptions that are subject to uncertainties and contingencies. Because of the subjective judgements and inherent uncertainties of projections, and because events frequently do not occur as expected, there can be no assurance that the projections contained herein will be realised and actual results may be different from projected results. Hence the projections supplied are not to be regarded as firm predictions of the future, but rather as illustrations of what might happen. Parties are advised to base their actions on an awareness of the range of such projections, and to note that the range necessarily broadens in the latter years of the projections.

Begrepsavklaring

Begrep	Definisjon
Balansemarkedet	Marked for systemtjenester som sikrer balanse mellom produksjon og forbruk i sanntid.
Capture rate	Capture rate er forholdet mellom oppnådd kraftpris og gjennomsnittlig markedspris.
Fullasttimer	Antall timer et kraftverk ville kjørt med full kapasitet for å produsere samme mengde energi som det faktisk produserer i løpet av et år.
Grunnlast	Væruavhengig kraftproduksjon som leveres kontinuerlig gjennom året, mindre avhengig av etterspørsel og pris. Kjernekraft omtales ofte som grunnlast.
Kannibaliseringseffekt	Når økt produksjon fra én kraftkilde presser kraftprisen ned i perioder med høy produksjon, og dermed reduserer lønnsomheten for både samme og andre kraftkilder.
Kapasitetsmargin	Differansen mellom tilgjengelig produksjons- og overføringskapasitet og forbruket i et prisområde, uttrykt i prosent.
Konvensjonell kjernekraft	Storskala kjernekraftverk av tradisjonell type, ofte sentraliserte anlegg med høy effekt og lang byggetid.
Kraftpris	Kraftprisene som presenteres i denne analysen gjenspeiler engrosprisen på strøm og tilsvarer døgnprisen som fastsettes på den nordiske kraftbørsen Nord Pool (day-ahead). Med mindre annet er spesifisert, er kraftprisen beregnet som gjennomsnittet av prisene i alle de 20 simulerte værårene.
Lasttap	Lasttap, eller knapphet på strøm, oppstår når minst én forbrukskunde får mindre strøm enn det kunden er villig til å betale for til gjeldende markedspris.
LCOE	Levelised Cost of Electricity. Gjennomsnittlig kostnad per produsert enhet elektrisitet over levetiden til et kraftverk.
LOLE	Loss of Load Expectation. Forventet antall timer per år hvor kraftsystemet ikke klarer å dekke hele etterspørselen (indikator for forsyningssikkerhet).
Marginalkostnad	Kostnaden ved å produsere én ekstra enhet elektrisitet.
Normalår	Et normalår representerer et år med gjennomsnittlige klimatiske forhold og tilsvarende gjennomsnittlig kraftpris. Blant de 20 værårene i analysen er 2017 valgt som representativt normalår.
Oppnådd kraftpris	Oppnådd kraftpris er den gjennomsnittlige salgsprisen en produsent oppnår for sin produksjon, tatt i betraktning når produksjonen skjer. Dette er en sentral metrikk for lønnsomhetsvurdering av uregulerbar produksjon som vind- og solkraft.
SMR	Små modulære reaktorer. Mindre kjernekraftverk som kan bygges raskere og mer fleksibelt enn konvensjonelle anlegg.
TSO	Transmission System Operator. Er et selskap eller en organisasjon som har ansvar for å drifte, vedlikeholde og utvikle det overordnede kraftnettet (høyspentnettet) i et land eller en region. I Norge er Statnett TSO.
Tørrår	Et tørrår har en hydrologisk balanse betydelig under gjennomsnittet, noe som typisk gir høyere kraftpriser – spesielt i kombinasjon med kaldt vær og lav vind- og solkraftproduksjon. Blant de 20 værårene i analysen er 2010 valgt som representativt tørrår.
Værår	Et værår er et sett med historisk observerte tidsserier for vær- og forbruksdata som samlet gjenspeiler forholdene i et gitt historisk år. Tidsseriene har timesoppløsning og inkluderer hydrologisk tilsig, solinnstråling, vindhastighet og temperaturjustert forbruk. I denne analysen er hvert modellerte år simulert basert på de 20 værårene fra perioden 1999 til 2018.
Våtår	Et våtår kjennetegnes av en hydrologisk balanse betydelig over gjennomsnittet. Dette gir normalt lavere kraftpriser, særlig dersom året også har høy temperatur og gode vind- og solforhold. I denne analysen er 2015 valgt som representativt våtår.

Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104



Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104



Kjernekraftutvalget har engasjert AFRY for å utrede markedskonsekvensene av å etablere kjernekraft i Norge

- De siste årenes krevende energisituasjon og arbeidet med omstillingen fra fossilbasert kraftproduksjon har aktualisert kjernekraft som alternativ for å sikre stabil tilgang på kraft i flere land i Europa. Samtidig tyder teknologiutviklingen de senere årene på at kjernekraft kan bygges ut på en annen måte enn tidligere ved bruk av mindre, modulære reaktorer (SMR).
- I motsetning til våre nordiske naboland Sverige og Finland, har ikke Norge kjernekraft, med unntak av en forskningsreaktor i Halden som ble stengt ned i 2018. Selv om reaktoren nå er nedstengt, håndteres fortsatt kjernekraftavfall fra tidligere forskningsaktiviteter. Nå blir imidlertid kjernekraft debattert som mulig ny kraftkilde for Norge. Planer for utbygging er fremmet, Energidepartementet har mottatt melding fra flere ulike prosjekter og flere kommuner har uttrykt interesse for kjernekraft. Kjernekraft som mulig energikilde i Norge ble sist utredet av et offentlig utvalg i 1978. Aktualiseringen av kjernekraft krever et oppdatert kunnskapsgrunnlag om ulike sider av kjernekraft som teknologi og hvordan den som energibærer passer inn i det norske energisystemet.
- Derfor ble det ved kongelig resolusjon 21. juni 2024 oppnevnt et offentlig utvalg, Kjernekraftutvalget, som skal utrede kjernekraft som mulig kraftkilde i Norge. Utvalget skal gjøre en bred gjennomgang og vurdering av ulike sider ved en eventuell framtidig utbygging av kjernekraft i Norge og levere sin utredning innen 1. april 2026.
- Kjernekraftutvalget har engasjert AFRY for å utrede kraftmarkedskonsekvensene av utbygging av kjernekraft i Norge. Formålet med analysen er å belyse markedskonsekvensene av kjernekraft, med særlig fokus på hvordan kjernekraft påvirker investeringer i annen kraftproduksjon og effektsituasjonen, samt hvilke markedsfaktorer som påvirker kjernekraftens lønnsomhet. Analysen fokuserer på markedsverdien av kjernekraft, ikke på kapitalkostnader, og oppdraget inkluderer derfor ikke en vurdering av lønnsomheten av kjernekraft.



AFRYs analyse gir innsikt i hvordan ulike kraftsystem med og uten kjernekraft kan se ut

- I analysen vurderer vi hvordan det norske kraftsystemet kan utvikle seg under ulike forutsetninger. Vi ser på flere alternative utviklingsløp, der noen inkluderer kjernekraft som en del av energimiksen, mens andre ikke gjør det. Hvert utviklingsløp representerer et helhetlig system som tilpasser seg over tid, med ulike investeringer, produksjonsmiks, priser og forsyningssikkerhet.
- For hvert utviklingsløp lar vi kraftsystemet finne sin egen balanse, gitt våre forutsetninger. Når kjernekraft inngår, vil andre teknologier og markedsmekanismer reagere og tilpasse seg. Vi sammenligner altså ulike «nye normaler» – ikke bare hvordan kjernekraft påvirker dagens system, men hvordan hele systemet kan se ut under ulike forutsetninger.
- Viktige spørsmål i analysen er derfor:
 - **Hvordan påvirker utbygging av kjernekraft i Norge investeringer i annen produksjonskapasitet?**
 - **Hvordan påvirker kjernekraft effektsituasjonen og behovet for/verdien av annen fleksibilitet?**
 - **Hvilke markedsfaktorer påvirker særlig inntjeningen til kjernekraftverk i Norge?**
- Analysen vurderer ikke lønnsomheten til ny kjernekraft i Norge eller andre virkninger på kraftsystemet som ikke fanges opp av kraftmarkedsmodellen, som for eksempel endring i behov for investeringer i kraftnett og eventuelle synergier med annen industri.



Kjernekraftens rolle i kraftsystemet må analyseres ved å undersøke ulike utviklingsløp – for kraftsystemet og for kjernekraftutbygging

- Fremtiden for kraftsystemet er preget av usikkerhet – både når det gjelder forbruk, teknologiutvikling, politikk og værforhold. For å forstå konsekvensene av kjernekraft må vi derfor analysere flere alternative utviklingsløp, ikke bare én mulig utvikling. Dette gjelder både for kraftsystemet som helhet og for hvordan en potensiell utbygging av kjernekraft vil foregå. For å ta høyde for disse aspektene gjøres analysen på følgende måte:
 - Analysen starter med utgangspunkt i tre ulike grunnsenarioer for fremtidig utvikling (tre ulike utviklingsløp) frem mot 2050¹, hver med egne forutsetninger om forbruk, teknologi og politikk. Kjernekraft i Norge inngår ikke i noen av grunnsenarioene.
 - Basert på grunnsenarioene etableres nye scenarier der to ulike alternativer for kjernekraftutbygging inngår som en del av energimiksen. Volumet og lokasjonen for kjernekraften i disse scenarioene er forhåndsbestemt.
 - Grunnsenarioene er ikke utarbeidet i eller for denne analysen, men er basert på AFRY og NVEs vurderinger om mulig fremtidig markedsutvikling. Disse scenarioene er å anse som forutsetninger for analysen. Det betyr at selv om vi presenterer hvordan grunnsenarioene er utarbeidet, er ikke rapportens mål å forklare resultatene i grunnsenarioene i detalj, men heller å belyse hvilke innvirkninger kjernekraft har under de ulike scenarioenes markedsforhold.
- Dermed kan alternativer for kjernekraftutbygging analyseres under ulike forutsetninger og utviklingsløp for kraftsystemet over tid, hvilket gir innsikt i spennvidden av mulige utfall.

Tre ulike grunnsenarioer

Analysen tar utgangspunkt i tre ulike scenarier for fremtidig utvikling av kraftsystemet som helhet.

To ulike kjernekraftalternativer

Kjernekraft kan bygges ut på mange ulike måter. Denne analysen undersøker to ulike alternativer.

Ni ulike utviklingsløp

Ved å kombinere tre scenarier og to ulike typer utbyggingsalternativer for kjernekraft, viser analysen totalt ni ulike utviklingsløp for kraftsystemet (inkl. scenarioene uten kjernekraft).

1. Analyseperioden strekker seg fra 2030 til 2050, der hvert femte år er modellert.

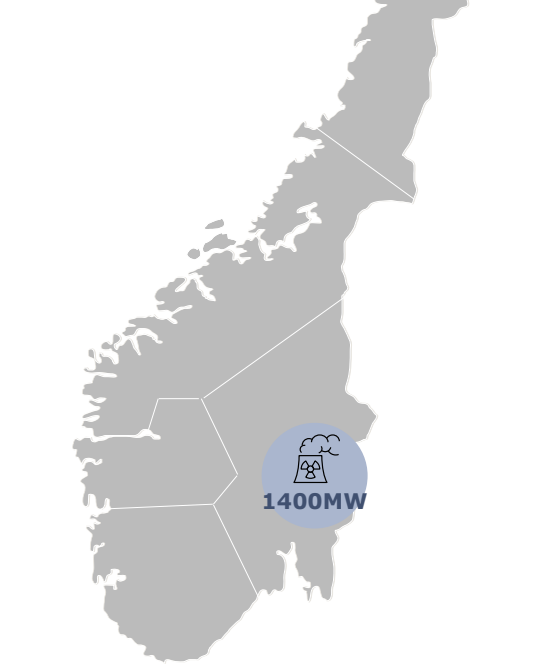

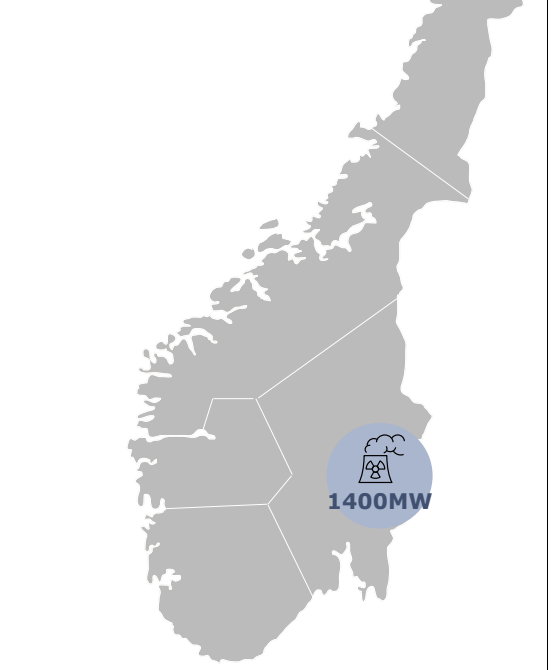
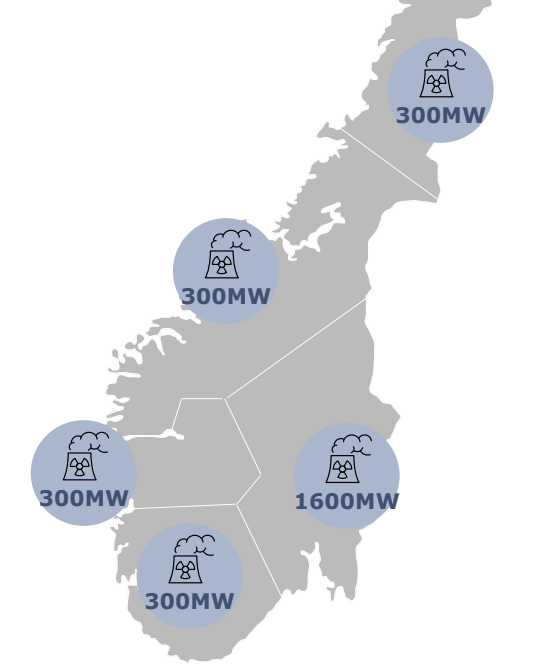
Grunnscenarioene – Høy, Basis og Lav – dekker et spekter av antakelser om klimapolitikk, teknologikostnader, kraftforbruk og -utbygging

Driverer					Beskrivelse ²
	Installert kapasitet	Etterspørsel	Vannkraft	Brenselspriser	
Høy	AFRY High AFRYs høyprisbane	AFRY High AFRYs høyprisbane	AFRY High AFRYs høyprisbane	Statnett LMA¹ 2025 Høypris Statnetts høyprisbane	I Høy går utviklingen raskere og klimaambisjonene er høyere enn i Basis. Scenarioet antar en sterk økonomisk utvikling, 2,2% per år for Europa, kombinert med at man overoppfyller 2050-klimamålet på europeisk nivå (110% reduksjon fra 1990). Dette gir svært sterk vekst i kraftforbruket. Samtidig er kostnadene for ny kraftproduksjon i den øvre delen av dagens estimater, med en langsommere kostnadsreduksjon. Høy representerer den øvre del av mulige utfall.
Basis	AFRY Central AFRYs beste estimat	AFRY Central AFRYs beste estimat	AFRY Central AFRYs beste estimat	Statnett LMA¹ 2025 Basis Statnetts beste estimat	Scenarioet er basert på AFRY Central, som er AFRYs 'beste estimat'-scenario. Det antas en moderat økonomisk utvikling, 1,2% per år, kombinert med at man oppfyller 2050-klimamålet på europeisk nivå (100% reduksjon sammenlignet med 1990). Dette fører til en sterk vekst i kraftforbruket. Kostnadene knyttet til ny kraftproduksjon ligger i midtsjiktet av dagens estimater, med en moderat kostnadsreduksjon fremover.
Lav	Basert på NVE LA 2025 Basis	Basert på NVE LA 2025 Basis	AFRY Central AFRYs beste estimat	NVE LA 2025 Basis NVEs beste estimat	Scenarioet er basert på NVEs Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 (LA 2025), men er tilpasset AFRYs modellverktøy BID3. Tilpasningene gjør at scenarioet skal sees på som basert på NVEs scenario – det er ikke perfekt samsvar. Scenarioet har svakere forbruksvekst og lavere installert kapasitet enn de to andre scenarioene, og det legges i følge NVE større vekt på vedtatte politiske virkemidler enn på politiske mål og ambisjoner.

1. For å beskytte immaterielle rettigheter knyttet til AFRYs standardscenarioer har vi justert AFRYs prognoser på råvare- og karbonpriser for kull, gass og CO₂ for hele Europa basert på Statnetts forutsetninger. 2. Se side 37, 38 og 39 for mer utfyllende beskrivelser av grunnscenarioene. Kilder: [Statnetts Langsiktig Markedsanalyse \(LMA\) 2025](#); [NVE Langsiktig Markedsanalyse \(LA\) 2025](#)

I Konvensjonell-scenarioene er kjernekraftverkene plassert i NO1 grunnet svak kraftbalanse; SMR plasseres først i NO2-3-4-5 og deretter i alle prisområder

FORUTSETNINGER FOR INSTALLERT KAPASITET OG LOKALISERING I DE ULIKE UTBYGGINGSSALTERNATIVENE (MW)

Konvensjonell		SMR	
<p>2040 1400MW installeres i NO1</p>	<p>2045 Nye 1400MW installeres i NO1</p>	<p>2040 1400MW installeres i NO1</p>	<p>2045 300MW installeres i NO2-3-4-5 Nye 200MW i NO1</p>
			

Hvordan påvirker utbygging av kjernekraft i Norge investeringer i annen produksjonskapasitet?

1

Det blir mindre annen fornybar kraftproduksjon i Norden når kjernekraft bygges ut i Norge. Det blir mindre attraktivt å investere i fornybar energi i alle scenarioene i et system med kjernekraft på grunn av redusert lønnsomhet. Det er primært i Norge det bygges mindre fornybar kraftproduksjon.

2

Kjernekraft erstatter i stor grad investeringer i subsidiert havvindkapasitet i Norge i de scenarioene der det bygges mye havvind. I grunnsenarioene med høy og moderat forbruksvekst er subsidiert havvind nødvendig for å møte den voksende kraftetterspørselen. Det er derfor i stor grad produksjon fra havvind i Norge som blir erstattet av kjernekraft i disse scenarioene (se side 13). I scenarioet med lavere forbruksvekst og mindre havvind i Norge er det investeringene i sol- og vindkraft på land i Norge som påvirkes mest, i tillegg til noe havvind i de andre nordiske landene (se side 14).

3

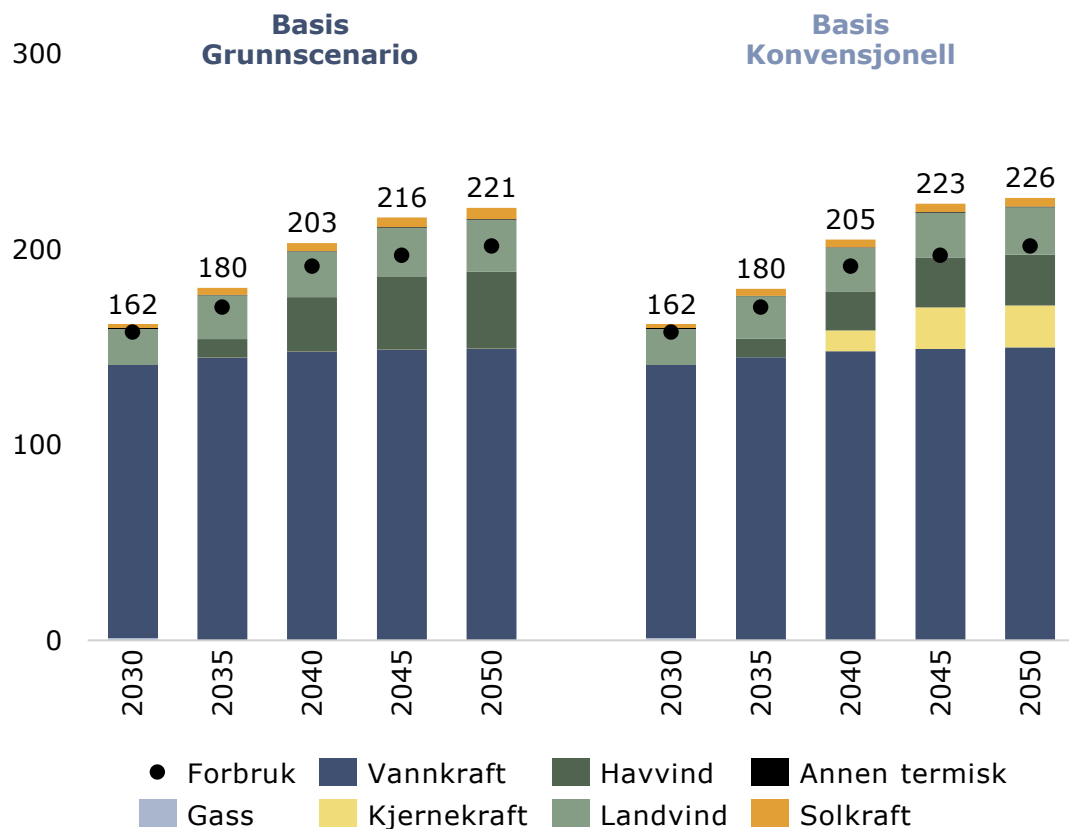
Det er hovedsakelig i scenarioet med lav forbruks- og produksjonsvekst at investeringene i annen produksjonskapasitet påvirkes i forkant av at kjernekraften bygges. Lønnsomheten til annen kraftproduksjon er relativt uendret før kjernekraften kommer inn i systemet i scenarioene med sterk forbruksvekst, ettersom kjernekraften i stor grad erstatter en vekst i havvindkapasitet i disse scenarioene.

4

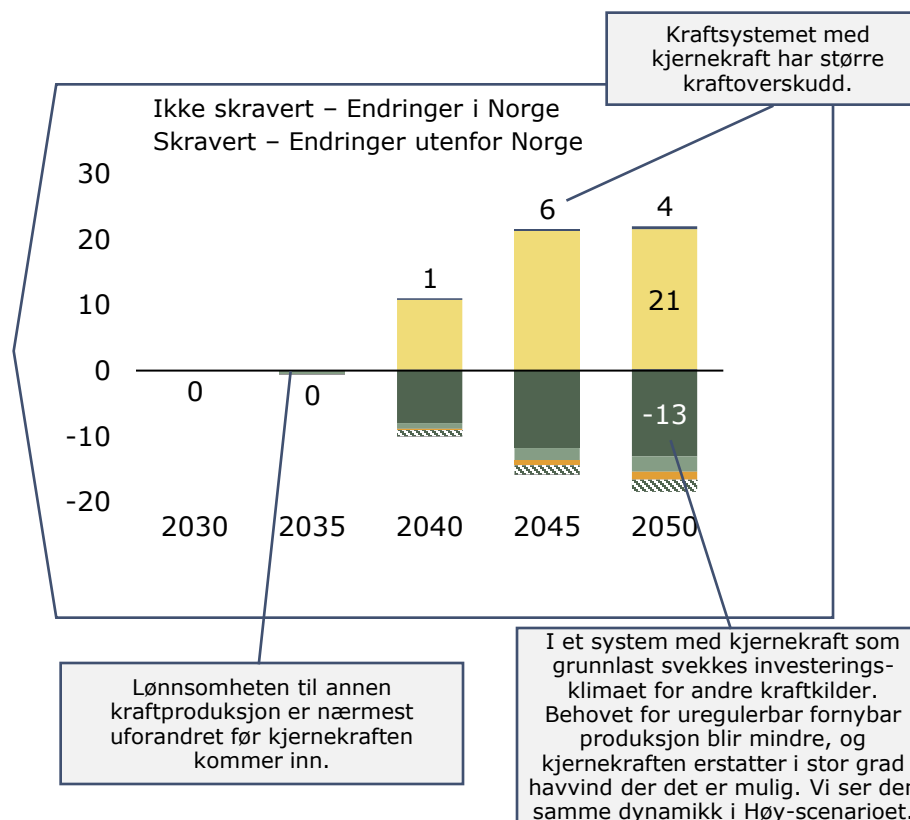
Norge (og Nordens) totale kraftproduksjon øker i alle scenarioene med kjernekraft. Det vil si at mindre produksjon fra fornybar energi blir fortrent enn det som tilføres systemet fra kjernekraft. Dette skjer siden kjernekraft har en annen produksjonsprofil (grunnlast) enn variabel sol- og vindkraft, samt at betydelig utvekslingskapasitet og fleksibilitet i vannkraften bidrar til å opprettholde lønnsomheten.

Analysen viser at det blir mindre fornybar kraftproduksjon i et system med kjernekraft; kjernekraften erstatter i stor grad havvind i Norge

NORSK KRAFTPRODUKSJON MED OG UTEN KJERNEKRAFT (TWH)

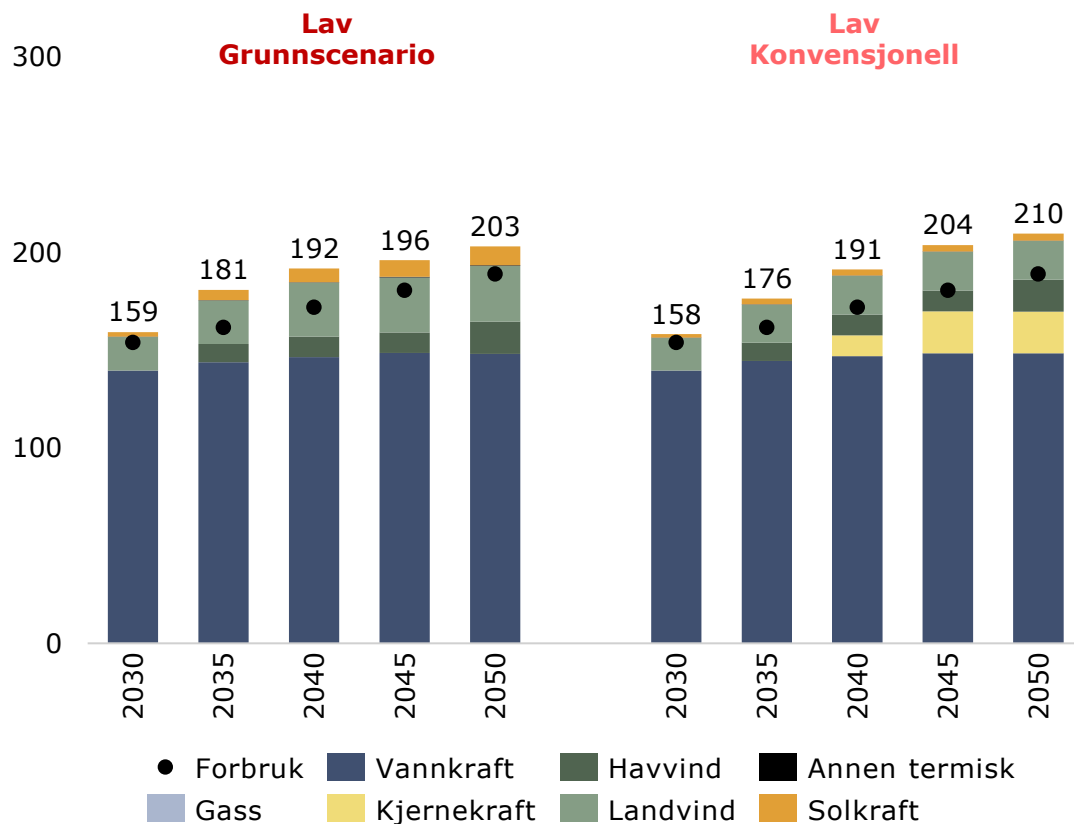


DIFFERANSE MELLOM SCENARIOENE (TWH)

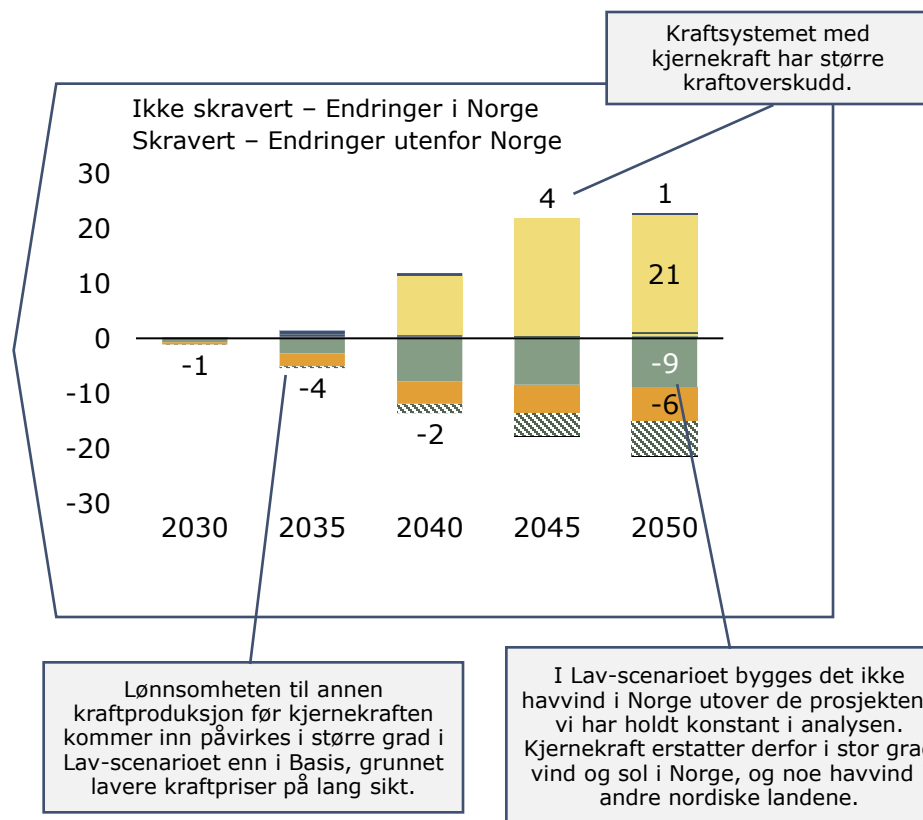


I scenarier med lavere forbruksvekst og produksjonskapasitet svekkes investeringsklimaet for sol og landvind i Norge, også før kjernekraften bygges

NORSK KRAFTPRODUKSJON MED OG UTEN KJERNEKRAFT (TWH)



DIFFERANSE MELLOM SCENARIOENE (TWH)



Hvordan påvirker kjernekraft effektsituasjonen og behovet for/verdien av annen fleksibilitet?

1

Kraftsystemene både med og uten kjernekraft har en tilstrekkelig god effektsituasjon. Dette skyldes at analysen bygger på grunnscenarier som er i likevekt på lang sikt, slik at forsyningssikkerheten per definisjon er god. I tillegg legger vi til grunn at forbrukerfleksibilitet og effektoppgraderinger i vannkraften vil bidra til å styrke effektbalansen over tid i alle scenarier.

2

Kjernekraft reduserer risikoen for knapphet på strøm i anstrengte situasjoner. Selv om effektbalansen er god, er det allikevel identifisert en viss risiko for knapphet på strøm (lasttap) i svært anstrengte situasjoner i grunnscenariene, for eksempel i møte med uforutsette utfall av kraftverk og/eller overføringslinjer. Denne risikoen reduseres eller fjernes helt i alle scenariene med kjernekraft.

3

Kjernekraft reduserer behovet for import og annen fleksibilitet. Kjernekraft bidrar til å redusere risikoen for knapphet på strøm og til å løfte kapasitetsmarginen, som reduserer både behovet for import og for annen fleksibilitet som effektoppgraderinger og fleksibelt forbruk.

4

Analysen viser at det er liten risiko for flere timer med knapphet på strøm i årene før kjernekraften bygges. Selv om det blir bygget ut noe mindre fornybar energiproduksjon som følge av lavere lønnsomhet, fører ikke dette til økt risiko for lasttap.

1. Kjernekraftverk kan ha en rekke ulike inntektskilder, men det er kun faktorer som påvirker inntekter fra døgnet som vurderes i denne analysen.

Hvilke markedsfaktorer påvirker særlig inntjeningen¹ til kjernekraftverk i Norge?

1

Det generelle prisnivået bestemmer i stor grad kjernekraftens inntekter. Derfor er faktorene som påvirker kraftprisen generelt også de viktigste for kjernekraftens inntjening. Scenarier med sterk etterspørselsvekst og høye kostnader for alternative produksjonskilder (vind- og solkraft) vil derfor gi høyere inntjening, og motsatt. Tilsvarende påvirkes inntektene betydelig av klimatiske forhold. Kjernekraften ser lavere inntjening i våte år, og høyere inntjening i tørre år.

2

Kjernekraften oppnår noe høyere pris enn gjennomsnittlig kraftpris. Årsaken til dette er kjernekraftens høye tilgjengelighet og at vedlikehold gjøres på sommeren når kraftprisen er lavere. I tillegg gir fleksibiliteten i kjernekraftverkene mulighet til å redusere produksjonen i perioder med svært lave priser, og samtidig produsere maksimalt når kraftprisene er høye.

3

Redusert fleksibilitet i systemet i form av lavere effekt i vannkraften og mindre fleksibel elbillading, påvirker kjernekraftens inntjening. Redusert fleksibilitet fører til en moderat økning i kraftprisen, hvor virkningen er størst når knappheten er størst, om kvelden og i vintermånedene. En sensitivitetsanalyse viser at kjernekraftens inntjening øker med rundt 3% i et mindre fleksibelt kraftsystem, som følge av økning i gjennomsnittlig kraftpris.

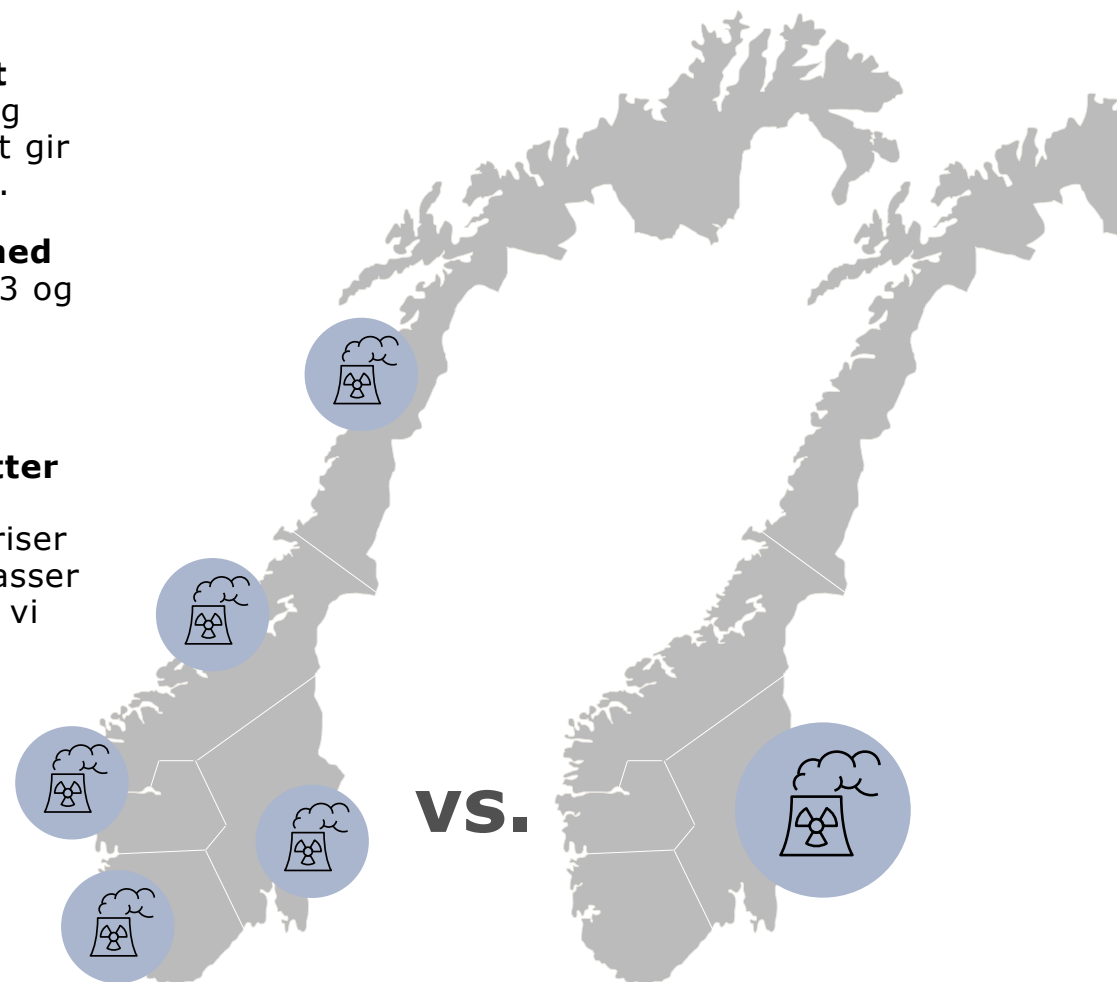
4

Prisnivået i våre naboland har stor påvirkning på kjernekraftens inntjening. Hvis kraftproduksjonen i tilknyttede markeder øker, uten at totalforbruket øker tilsvarende, faller norsk kjernekrafts inntjening. For eksempel hvis havvindkostnadene faller raskere enn antatt og Nordsjø-landene realiserer sitt mål om 300GW havvindkapasitet innen 2050, viser en sensitivitetsanalyse at prisnivået i Norge reduseres med om lag €20/MWh i 2050, og kjernekraftens inntjening reduseres med 34%.

1. Kjernekraftverk kan ha en rekke ulike inntektskilder, men det er kun faktorer som påvirker inntekter fra døgnet markedet som vurderes i denne analysen.

Det er generelt små forskjeller mellom Konvensjonell- og SMR-utbygging når det gjelder markedsvirkningene av kjernekraft

- **Total kjernekraftkapasitet har større betydning for kraftmarkedet enn plassering av kjernekraftverkene.** Utbygging av Konvensjonell og SMR kjernekraft resulterer i en svært lik kraftbalanse i Norge, som i snitt gir priser på om lag det samme nivået ved de ulike utbyggingsalternativene.
- **Kraftprisen blir marginalt lavere i nord med SMR sammenlignet med Konvensjonell kjernekraft.** Dette skyldes at SMR også bygges ut i NO3 og NO4, mens all kapasitet plasseres i NO1 i scenarioet med Konvensjonell utbygging. Det fører til en styrket kraftbalansen i nord ved utbygging av SMR.
- **Både Konvensjonell kjernekraft og SMR tilpasser produksjonen etter lave priser.** I de tre ulike scenarioene, reduserer kjernekraften produksjonen med om lag 250-400 fullasttimer som følge av lave kraftpriser (om lag 3-5% av teoretisk maksimum). Dette viser at kjernekraften tilpasser seg prisnivået og bedrer lønnsomheten i møte med lave kraftpriser, men vi finner ingen vesentlig forskjell mellom SMR og Konvensjonell.



Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
	2.1 Bakgrunn og problemstilling	19
	2.2 Analytisk tilnærming	21
	2.3 Modellering av ulike utviklingsløp	34
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104



Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
2.1	Bakgrunn og problemstilling	19
2.2	Analytisk tilnærming	21
2.3	Modellering av ulike utviklingsløp	34
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104



Kjernekraftutvalget har engasjert AFRY for å utrede markedskonsekvensene av å etablere kjernekraft i Norge

- De siste årenes krevende energisituasjon og arbeidet med omstillingen fra fossilbasert kraftproduksjon har aktualisert kjernekraft som alternativ for å sikre stabil tilgang på kraft i flere land i Europa. Samtidig tyder teknologiutviklingen de senere årene på at kjernekraft kan bygges ut på en annen måte enn tidligere ved bruk av mindre, modulære reaktorer (SMR).
- I motsetning til våre nordiske naboland Sverige og Finland, har ikke Norge kjernekraft, med unntak av en forskningsreaktor i Halden som ble stengt ned i 2018. Selv om reaktoren nå er nedstengt, håndteres fortsatt kjernekraftavfall fra tidligere forskningsaktiviteter. Nå blir imidlertid kjernekraft debattert som mulig ny kraftkilde for Norge. Planer for utbygging er fremmet, Energidepartementet har mottatt melding fra flere ulike prosjekter og flere kommuner har uttrykt interesse for kjernekraft. Kjernekraft som mulig energikilde i Norge ble sist utredet av et offentlig utvalg i 1978. Aktualiseringen av kjernekraft krever et oppdatert kunnskapsgrunnlag om ulike sider av kjernekraft som teknologi og hvordan den som energibærer passer inn i det norske energisystemet.
- Derfor ble det ved kongelig resolusjon 21. juni 2024 oppnevnt et offentlig utvalg, Kjernekraftutvalget, som skal utrede kjernekraft som mulig kraftkilde i Norge. Utvalget skal gjøre en bred gjennomgang og vurdering av ulike sider ved en eventuell framtidig utbygging av kjernekraft i Norge og levere sin utredning innen 1. april 2026.
- Kjernekraftutvalget har engasjert AFRY for å utrede kraftmarkedskonsekvensene av utbygging av kjernekraft i Norge. Formålet med analysen er å belyse markedskonsekvensene av kjernekraft, med særlig fokus på hvordan kjernekraft påvirker investeringer i annen kraftproduksjon og påvirkning på effektsituasjonen, og hvilke markedsfaktorer som påvirker kjernekraftens lønnsomhet. Analysen fokuserer på markedsverdien av kjernekraft, ikke på kapitalkostnader, og oppdraget inkluderer derfor ikke en vurdering av lønnsomheten av kjernekraft.



Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
	2.1 Bakgrunn og problemstilling	19
	2.2 Analytisk tilnærming	21
	2.3 Modellering av ulike utviklingsløp	34
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104



En kraftmarkedsmodell gjør det mulig å sammenligne ulike utviklingsløp for kraftsystemet

BAKGRUNN

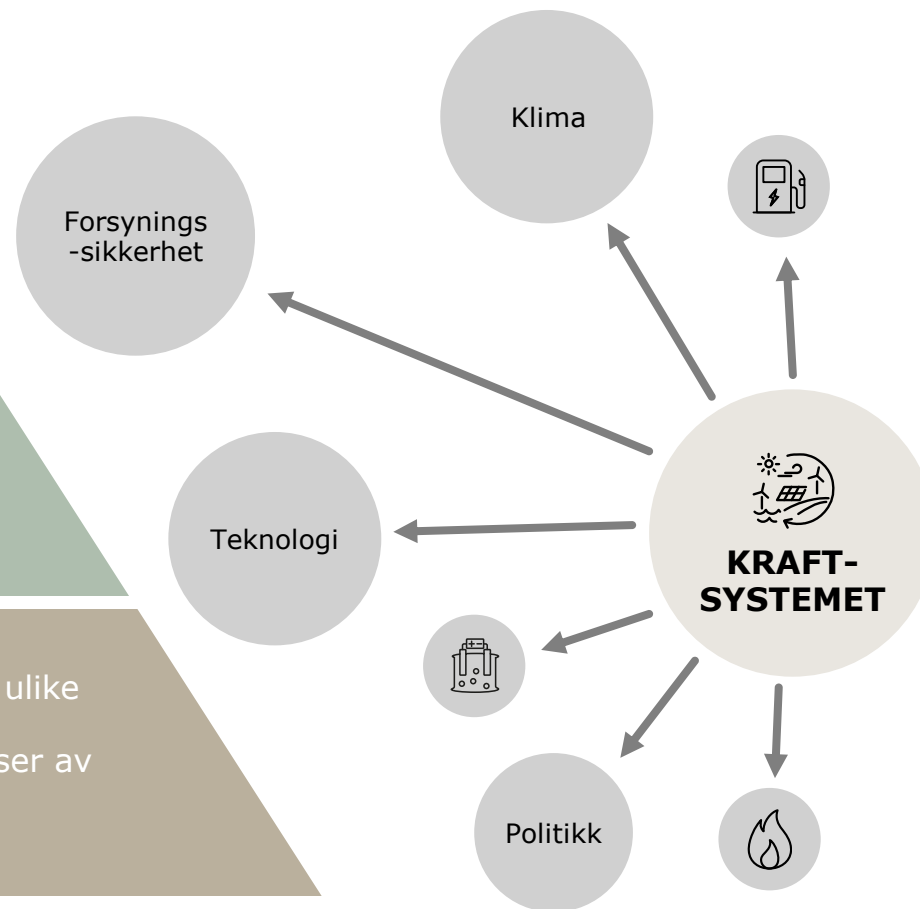
Kjernekraft vurderes som en mulig del av fremtidens kraftsystem i Norge. Energimarkedet er i endring, og det er behov for ny produksjon for å møte økt elektrifisering og klimamål.

UTFORDRING

Det er stor usikkerhet om hvordan kjernekraft vil påvirke kraftmarkedet, investeringer, priser og forsyningsikkerhet. Mange faktorer virker sammen – teknologi, politikk, økonomi, vær og marked.

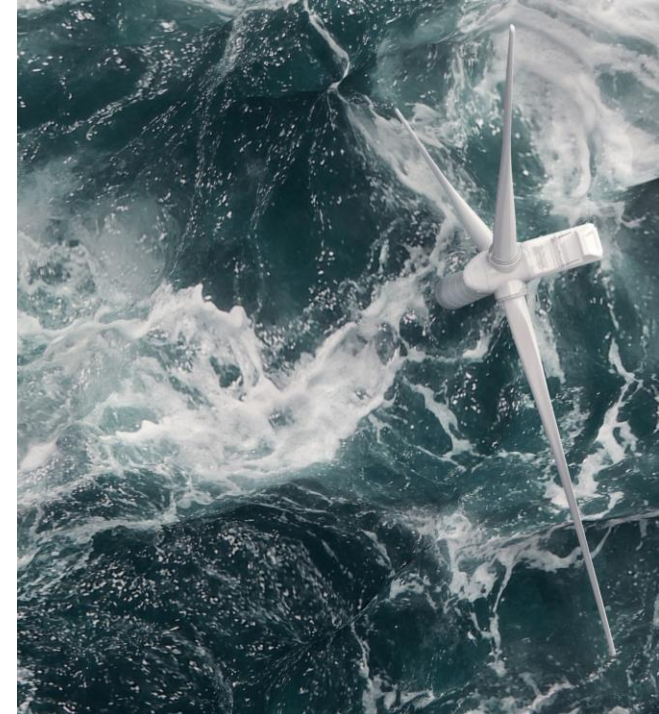
DERFOR TRENGES MARKEDSMODELLERING

For å forstå konsekvensene av kjernekraft på kraftsystemet, kan vi simulere ulike utviklingsløp i en markedsmodell og se hvordan kraftsystemet tilpasser seg. Modellering gjør det mulig å teste 'hva hvis'-scenarier og belyse konsekvenser av ulike valg, blant annet for effektsituasjonen.



AFRYs analyse gir innsikt i hvordan ulike kraftsystem med og uten kjernekraft kan se ut

- I analysen vurderer vi hvordan det norske kraftsystemet kan utvikle seg under ulike forutsetninger. Vi ser på flere alternative utviklingsløp, der noen inkluderer kjernekraft som en del av energimiksen, mens andre ikke gjør det. Hvert utviklingsløp representerer et helhetlig system som tilpasser seg over tid, med ulike investeringer, produksjonsmiks, priser og forsyningssikkerhet.
- For hvert utviklingsløp lar vi kraftsystemet finne sin egen balanse, gitt våre forutsetninger. Når kjernekraft inngår, vil andre teknologier og markedsmekanismer reagere og tilpasse seg. Vi sammenligner altså ulike «nye normaler» – ikke bare hvordan kjernekraft påvirker dagens system, men hvordan hele systemet kan se ut under ulike forutsetninger.
- Viktige spørsmål i analysen er derfor:
 - **Hvordan påvirker utbygging av kjernekraft i Norge investeringer i annen produksjonskapasitet?**
 - **Hvordan påvirker kjernekraft effektsituasjonen og behovet for/verdien av annen fleksibilitet?**
 - **Hvilke markedsfaktorer påvirker særlig inntjeningen til kjernekraftverk i Norge?**
- Analysen vurderer ikke lønnsomheten til ny kjernekraft i Norge eller andre virkninger på kraftsystemet som ikke fanges opp av kraftmarkedsmodellen, som for eksempel endring i behov for investeringer i kraftnett og eventuelle synergier med annen industri.



Kjernekraftens rolle i kraftsystemet må analyseres ved å undersøke ulike utviklingsløp – for kraftsystemet og for kjernekraftutbygging

- Fremtiden for kraftsystemet er preget av usikkerhet – både når det gjelder forbruk, teknologiutvikling, politikk og værforhold. For å forstå konsekvensene av kjernekraft må vi derfor analysere flere alternative utviklingsløp, ikke bare én mulig utvikling. Dette gjelder både for kraftsystemet som helhet, men også for hvordan en potensiell utbygging av kjernekraft vil foregå. For å ta høyde for disse aspektene gjøres analysen på følgende måte:
 - Analysen starter med utgangspunkt i tre ulike grunnscenarier for fremtidig utvikling (tre ulike utviklingsløp) frem mot 2050¹, hver med egne forutsetninger om forbruk, teknologi og politikk. Kjernekraft i Norge inngår ikke i noen av grunnscenariene.
 - Basert på grunnscenariene etableres nye scenarier der to ulike alternativer for kjernekraftutbygging inngår som en del av energimiksen. Volumet og lokasjonen for kjernekraften i disse scenariene er forhåndsbestemt.
 - Grunnscenariene er ikke utarbeidet i eller for denne analysen, men er basert på AFRY og NVEs vurderinger om mulig fremtidig markedsutvikling. Disse scenariene er å anse som forutsetninger for analysen. Det betyr at selv om vi presenterer hvordan grunnscenariene er utarbeidet, er ikke rapportens mål å forklare resultatene i grunnscenariene i detalj, men heller å belyse hvilke innvirkninger kjernekraft har under de ulike scenarienes markedsforhold.
- Dermed kan alternativer for kjernekraftutbygging analyseres under ulike forutsetninger og utviklingsløp for kraftsystemet over tid, hvilket gir innsikt i spennvidden av mulige utfall.

Tre ulike grunnscenarier

Analysen tar utgangspunkt i tre ulike scenarier for fremtidig utvikling av kraftsystemet som helhet.

To ulike kjernekraftalternativer

Kjernekraft kan bygges ut på mange ulike måter. Denne analysen undersøker to ulike alternativer.

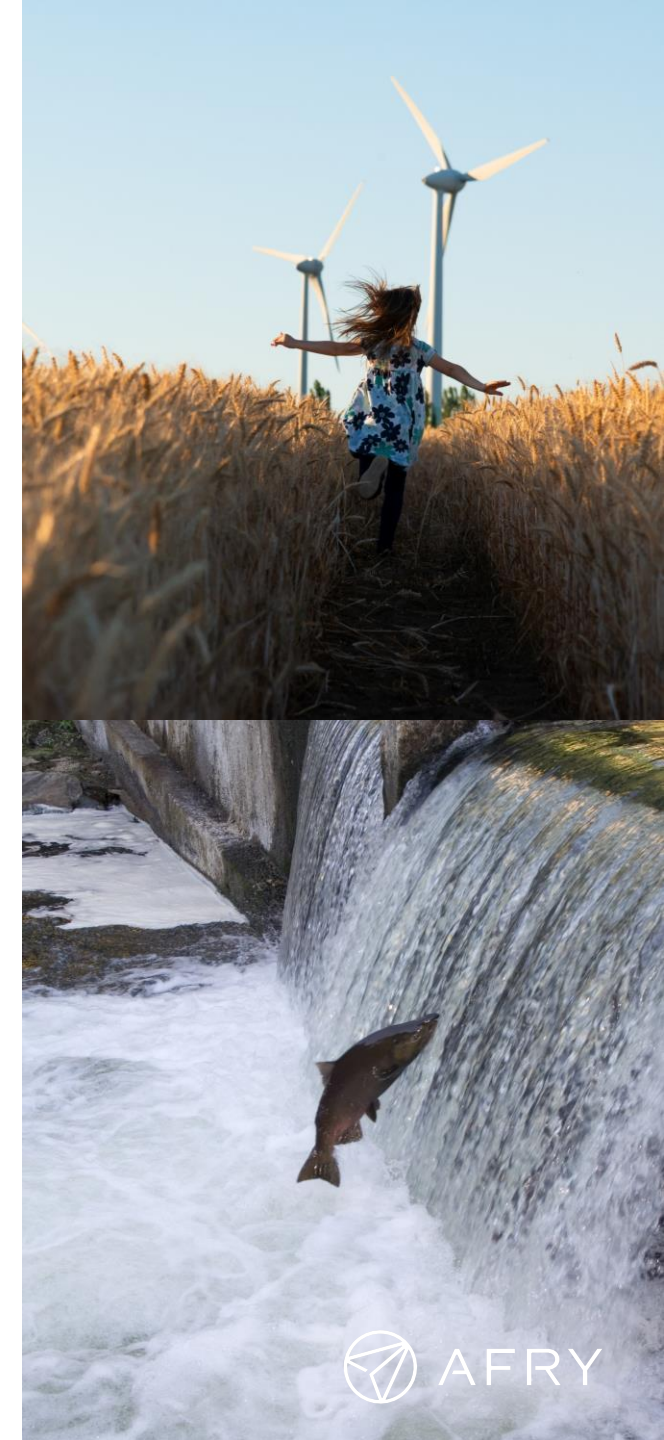
Ni ulike utviklingsløp

Ved å kombinere tre scenarier og to ulike typer utbyggingsalternativer for kjernekraft, viser analysen totalt ni ulike utviklingsløp for kraftsystemet (inkl. scenariene uten kjernekraft).

1. Analyseperioden strekker seg fra 2030 til 2050, der hvert femte år er modellert.

Med utgangspunkt i tre grunnsenarioer analyseres effekten av kjernekraft

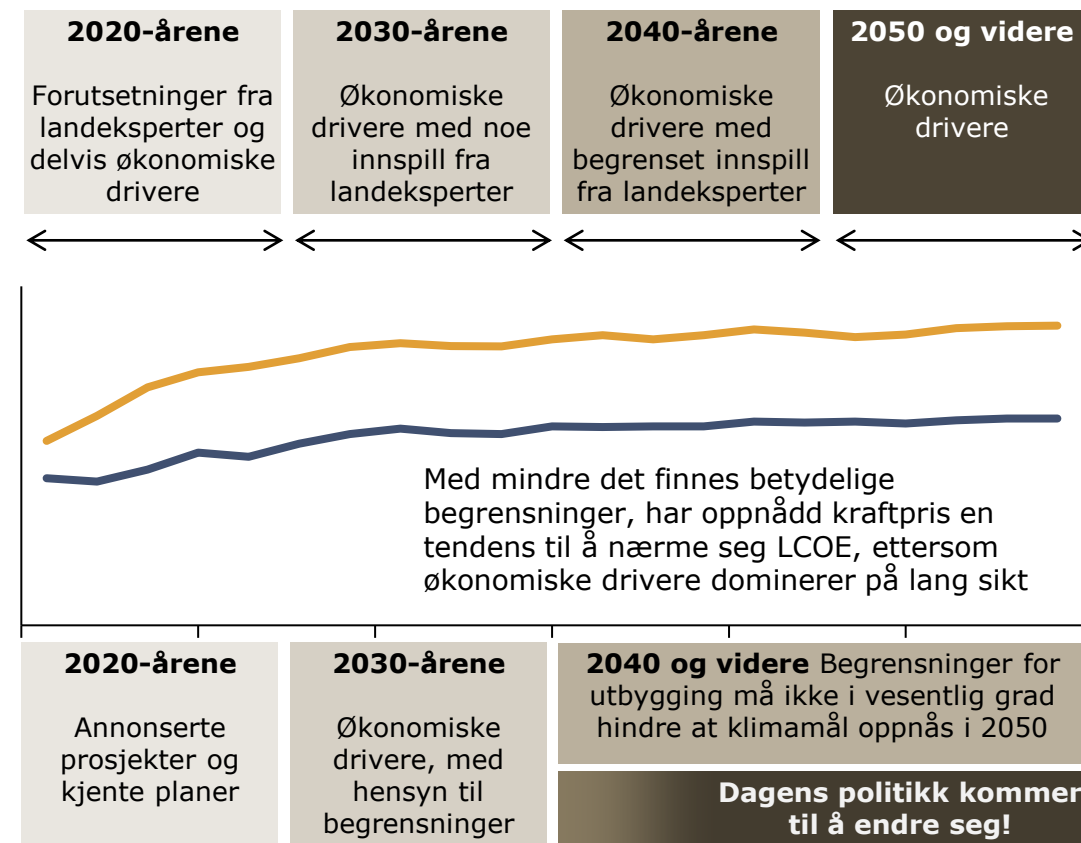
- I analysen representerer vi det virkelige kraftsystemet på følgende måte i modellen:
 - Vi starter grunnsenarioene. Disse er kraftsystemer i likevekt basert på dagens kunnskap og scenarioforutsetninger, uten kjernekraft. Med likevekt mener vi at
 - etterspørsel etter elektrisitet møtes i alle timer (i.e. forsyningsikkerheten er per definisjon god) under ulike værforhold; og
 - investeringer, produksjon og forbruk tilpasser seg slik at systemet fungerer stabilt og effektivt, og investeringene i ny kraftproduksjon gir tilstrekkelig avkastning, under de gitte rammebetingelsene.
 - Deretter legger vi til kjernekraft i de ulike grunnsenarioene som en forutsetning. Så lar vi modellen simulere hvordan markedet og investeringene tilpasser seg kjernekraften over tid. Dette gjøres ved at kraftsystemet **rebalanseres** slik at lønnsomheten for annen ny kraftproduksjon er uendret, mens resterende forutsetninger holdes fast (se side 32). Det er med andre ord hvor mye som bygges ut av annen kraftproduksjon som endres.
- Kraftmarkedsmodellen simulerer kraftsystemet time for time for hvert år i analysen. For å fange opp hvordan ulike værforhold påvirker kraftmarkedet, blir hvert enkelt år modellert 20 ganger – én gang for hvert av 20 ulike historiske «værår». Hvert værår har sin egen unike kombinasjon av sol, vind, hydrologi og forbruk (se side 29). Det betyr for eksempel at kraftsystemet i 2040 blir simulert 20 ganger med ulike værforhold, og når vi presenterer gjennomsnittlig kraftpris for 2040, er dette et gjennomsnitt av resultatene fra de 20 simuleringene. Dette gir et bredt bilde av hvordan ulike utviklingsløp for kraftsystemet fungerer under ulike forhold. Samtidig gir dette oss mulighet til å se hvordan kraftmarkedet responderer på tørre og våte år (se side 30).



I AFRYs grunnsenarioer drives etablering av forbruk og produksjon av både lokal markedsinnsikt og økonomiske drivere (1/2)

- Høy og Basis-grunnsenarioene i denne analysen er basert på AFRYs egne scenarier, med noen tilpasninger, som er beskrevet grundigere i kapittel 2.3. AFRYs scenarier strekker seg fra 2026-2060. Selv om vi i denne analysen ser på tidshorizonten 2030-2050, ønsker vi å gi innsikt i hvordan AFRYs scenarier er bygget opp over hele prognoseperioden.
- Utgangspunktet for AFRYs scenarier er slik verden ser ut i dag. Ut fra det følger vi med på annonserte prosjekter både på tilbud- og etterspørselssiden og gjør vår vurdering av disse. AFRY har rundt 60 landeksperter lokalisert på kontorer over hele Europa, som følger utviklingen på bakken tett og bidrar med solid lokal markedsinnsikt.
- Prosjekter der det er tatt endelig investeringsbeslutning antas i stor grad at blir bygget, men AFRYs landeksperter gjør egne vurderinger om når investeringene etableres.
- Etter hvert som vi beveger oss over i 2030-årene, ser vi kommuniserte planer og prosjektporteføljen opp mot de økonomiske driverne vi ser i kraftmarkedsmodellen. Ser vi for eksempel svært lave priser mener vi at færre vindkraftprosjekter blir utviklet enn hva som ligger i prosjektporteføljen. Tilsvarende, vil vi ved svært høye kraftpriser anta at enkelte forbruksprosjekter skrinlegges, ettersom konkurransedyktige kraftpriser ofte forutsettes.

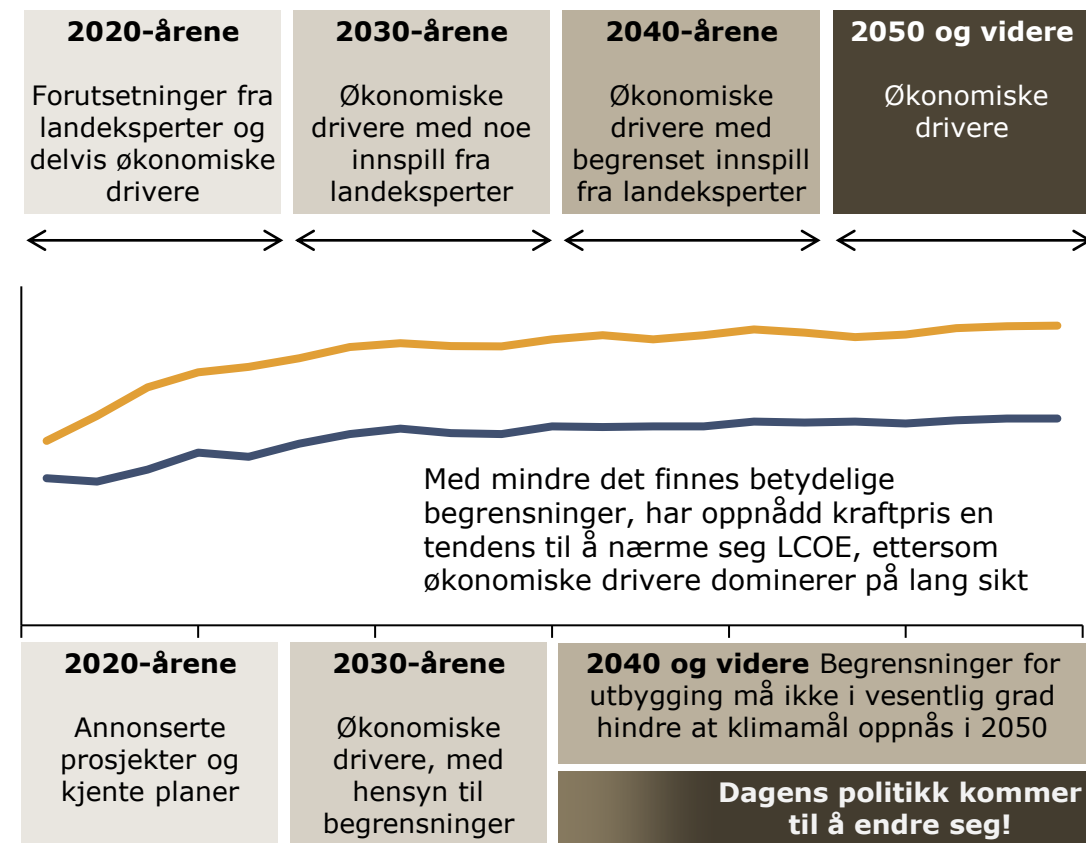
HVORDAN AFRY BYGGER OPP SCENARIOENE OVER PROGNOSEPERIODEN



I AFRYs grunnsenarioer drives etablering av forbruk og produksjon av både lokal markedsinnsikt og økonomiske drivere (2/2)

- Fra midten av 2030-tallet tar økonomiske drivere over mye av utviklingen i scenarioene. På forbrukssiden benytter vi oss av seks sektorspesifikke, egenutviklede modeller som integrerer økonometriske og politiske/målbaserte tilnærminger for å oppnå avkarboniseringsmål i de viktigste sektorene av økonomien¹. Resultatet fra forbruksmodelleringen er prognoser for kraftforbruk i Europa (inkludert Norden), fremtidig drivstoffmiks og utslipp knyttet til sluttbrukernes energiforbruk (FEC). En FEC-analyse gjør det mulig å fastslå hvilken andel elektrisitet må utgjøre i energimiksen for at klimamålene skal nås i de ulike scenarioene. Landekspertene er involvert for å sørge for at lokale forhold blir reflektert.
- Denne etterspørselen blir møtt ved at vi kombinerer BID3s funksjonalitet som automatisk kan bygge lønnsomme kraftverk, gitt teknologikostnader, markedspriser og antatte begrensninger (politiske føringer, begrensninger på areal, motstand i befolkningen, etc.). I modelleringen av det nordiske markedet gjør vi også manuelle iterasjoner for å sørge for at internrenten for alle kraftverk som bygges møter gitte avkastningskrav og overholder begrensningene fra landekspertene. Det stilles strenge krav til økonomien i RES-prosjekter (sol og vind), mens vurdering av for eksempel mellomlandsforbindelser gjøres innenfor et gitt intervall for internrente ettersom dette er politisk sensitivt.

HVORDAN AFRY BYGGER OPP SCENARIOENE OVER PROGNOSEPERIODEN

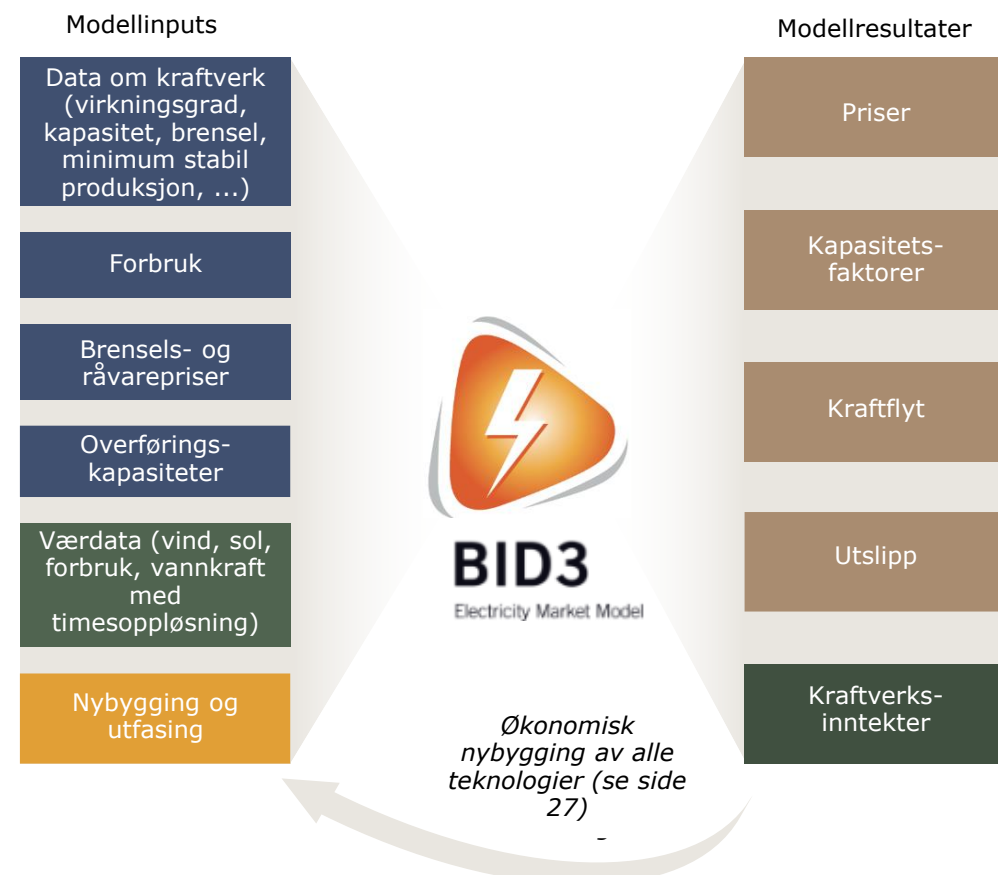


1. Disse sektorene omfatter konvensjonelt forbruk, veitransport, oppvarming, luftfart, maritim sektor og datasentre.

Analysene er utført med BID3, AFRYs kraftmarkedsmo- dell, som simulerer produksjon, etterspørsel og investeringer i kraftverk på kort og lang sikt

- BID3 er AFRYs kraftmarkedsmo-
dell, brukt til å simulere
produksjon og etterspørsel i kraftmarkedet, samt
økonomiske beslutninger om nybygging og utfasing av
kraftverk fra markedsaktører – både på kort og lang sikt.
- BID3 er en optimeringsmodell som minimerer de totale
systemkostnadene i løpet av et år, under gitte
begrensninger, og simulerer fysisk drift og økonomisk
atferd for alle typer kraftverk.
- Som tidligere forklart, modelleres alle årets 8760 timer
under 20 ulike historiske værår. Det tas hensyn til variabel
fornybar energi (RES), forbrukerfleksibilitet, vannkraft og
pumpekraft/batterilagring.
- Stokastisk dynamisk programmering brukes for å beregne
opsjonsverdien av lagret vann. Dette gir en nøyaktig
representasjon av vannkraftprodusentenes
budgivningsatferd, som påvirkes av usikkerhet i fremtidig
tilsig.
- Tilbud- og etterspørselskurver er fundamentalt modellert i
hvert av de nordiske prisområdene.
- Alle land i Europa modelleres samtidig, og modellen tar
hensyn til eksisterende og fremtidig overføringskapasitet
og kraftflyt, også mellom prisområder.

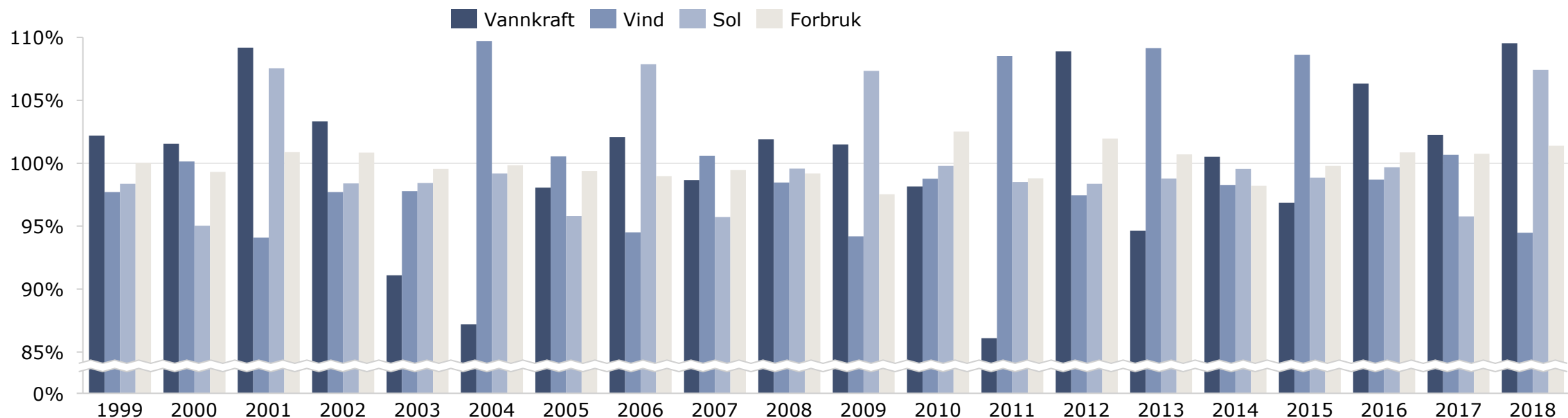
OVERSIKT OVER MODELLINPUTS OG MODELLRESULTATER



Merknad: BID3 har også følgende viktige dynamiske egenskaper for kraftverk: oppstartskostnader, delbelastning (nullbelastning), minimum stabil produksjon, minimums- på- og av-tider, kraftvarme (CHP) og samfyring. Les mer her: <https://afry.com/en/service/bid3-power-market-modelling>.

Hvert modellerte år blir simulert 20 ganger – én gang for hvert av 20 ulike historiske værår

VARIASJON I KRAFTPRODUKSJON OG -FORBRUK FOR ALLE VÆRÅR I BASIS-SCENARIOET



- Hvert modellerte år er simulert basert på historiske værdata fra perioden 1999–2018. Forbruk og hydrologiske data er representert ved egne tidsserier for hvert av de 20 værårene, mens vind- og solprofiler er basert på data fra de utvalgte årene 2012, 2014, 2015, 2017 og 2018.
- Grafen viser variasjoner i vannkraft-, vindkraft- og solkraftproduksjon, samt etterspørsel¹, for hvert værår. Verdiene er uttrykt som prosentvis avvik fra gjennomsnittet av alle værår fra **Basis**-scenarioet. Enkelte år skiller seg ut med markant høyere eller lavere vannkraft som gir en henholdsvis positiv og negativ hydrologisk balanse, som fører til redusert vannkraftproduksjon. Selv om flere faktorer påvirker kraftprisen, har vannkraften en sentral rolle i prisdannelsen i det nordiske kraftmarkedet.

1. Ulik temperatur gir forbruksvariasjon.

Modellresultatene presenteres som et snitt av 20 værår, og i enkelte tilfeller presenteres utvalgte værår for å representere et tørt, normalt og vått år

- Generelt presenteres modellresultatene i den videre analysen som et **gjennomsnitt av de 20 simulerte værårene**. For å gi et representativt bilde av hvordan kraftsystemet reagerer under ulike klimatiske forhold, har vi ved behov valgt å presentere modellresultater fra noen utvalgte værår. Begrepene tørrår, normalår og våttår viser resultatene fra de simulerte værårene 2010, 2017 og 2015. Beskrivelsen av værårene gjelder Norge som helhet, og er ikke nødvendigvis representativ for alle prisområder.

2010 – Tørrår

- Svært lav årlig hydrologiske balanse og tilsig.
- Lavest temperatur av alle værårene og mindre vind enn gjennomsnittet.

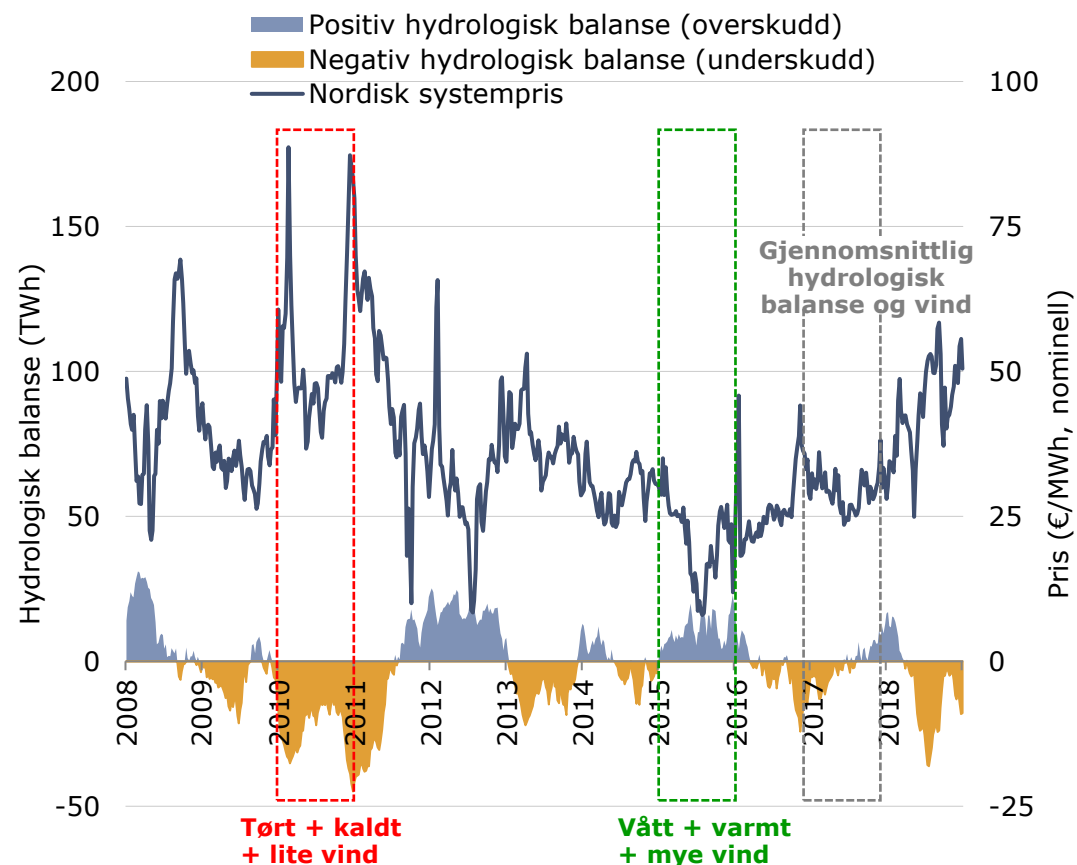
2017 – Normalår

- Tilnærmet gjennomsnittlige årlig hydrologiske balanse.
- Høyere temperatur enn gjennomsnittet og gjennomsnittlige vindforhold.

2015 – Våttår

- Årlig hydrologisk balanse godt over gjennomsnittet.
- Blant de høyeste gjennomsnittstemperaturene av alle værårene og over gjennomsnittlige vindforhold.

HISTORISK UKENTLIG NORDISK SYSTEMPRIS OG HYDROLOGISK BALANSE



Rebalansering av kjernekraftscenariene gjøres ved å justere vind- og solkapasiteter, slik at lønnsomheten er uendret

HVORFOR REBALANSERING ER NØDVENDIG

- De tre ulike grunnscenariene er utarbeidet fra en virkelighet uten kjernekraft, der kraftsystemet er i langsiktig likevekt og investeringene i ny kraftproduksjon gir tilstrekkelig avkastning. Når vi legger til kjernekraft "på toppen" i dette kraftsystemet, forrykkes balansen. Kraftprisene presses ned, og avkastningen for eksisterende og planlagte investeringer reduseres.
- Siden kjernekraft har lang byggetid, antar vi at andre aktører i markedet er kjent med utviklingen som kommer og vil ha tid til å tilpasse seg. Derfor må vi rebalansere scenariene slik at avkastningen for ulike produksjonsteknologier er på samme nivå i scenariene med og uten kjernekraften¹. Altså blir tilbudsveksten for solkraft, landvind og havvind lavere frem mot 2050 i kjernekraftscenariene enn i grunnscenariene.
- Dette gjør det mulig å analysere hvordan et kraftsystem med kjernekraft kan se ut, med utgangspunkt i de tre ulike grunnscenariene. Vi kan analysere hvilke investeringer som ikke finner sted når kjernekraften er til stede, og hvilke konsekvenser dette har for kraftsystemet som helhet. Lønnsomheten av kjernekraft i Norge vurderes ikke.
- Se neste side for hvordan rebalansering fungerer i kraftmarkedsmodellen.

VÅR METODE FOR REBALANSERING AV SCENARIOENE

- Valg av teknologier og rekkefølgen de fases inn eller ut på, har stor betydning for hvordan kraftsystemet utvikler seg og hvilke resultater analysen gir. For å sikre konsistens og realisme i kjernekraftscenariene, har vi derfor lagt til grunn følgende prinsipper for rebalansering:
 - **Fornybar energi (sol, landvind, havvind):** Prosjekter med høyest LCOE² itereres manuelt bort først – rekkefølgen er havvind, deretter sol og landvind. De annonserte prosjektene Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord beholdes. Den antatte vannkraftutbyggingen i scenariene beholdes også, da vi antar at kjernekraft har liten påvirkning på denne.
 - **Batterilagring:** Endringer i lønnsomhet for batteriprosjekter er ikke vurdert, da vi antar at hovedinntekten for batterier kommer fra andre markeder enn døgnetmarkedet.
 - **Transmisjonsnett:** Lønnsomhet for nettprosjekter er ikke vurdert, da slike justeringer kan komplisere resultatene mer enn de bidrar til å belyse problemstillingen. Dermed er nettutbyggingen konstant mellom grunnscenariene og scenariene med kjernekraftutbygging.
 - **Hydrogeninfrastruktur (elektrolyserer, lagring, rør):** Elektrolysekapasiteten er tilpasset hydrogenetterspørselen i hvert budområde³. Selv om vi teoretisk sett kan iterere på lønnsomhet, har vi valgt å holde denne infrastrukturen fast.

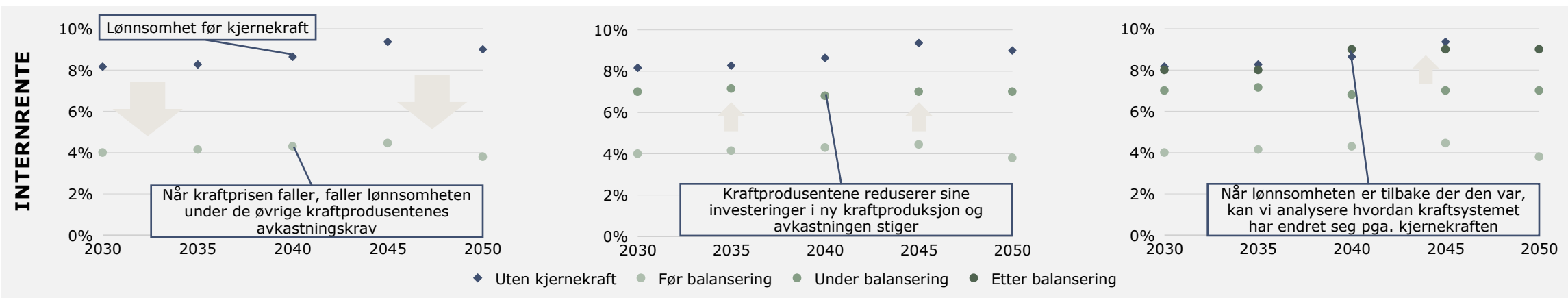
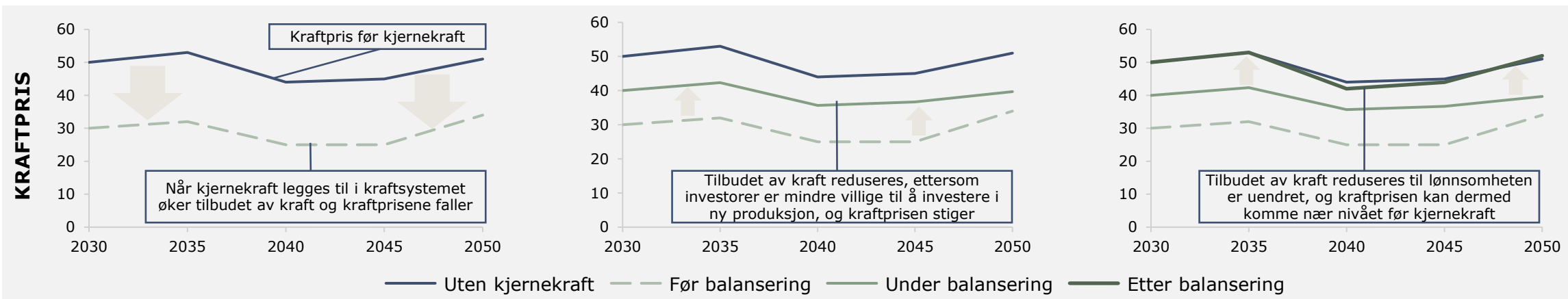
1. Tilsvarende tilpasninger på forbrukssiden er ikke inkludert i analysen. 2. Levelised cost of electricity eller gjennomsnittlig energikostnad per produsert enhet på norsk. 3. I tillegg til å dekke hydrogenetterspørselen, bidrar elektrolyserer med fleksibilitet i markedet.

Alternative utviklingsløp for kraftsystemet skapes ved å holde lønnsomheten for ny kraftproduksjon lik både med og uten kjernekraft

Steg 1: Kraftsystemet får kjernekraft

Steg 2: Andre aktører tilpasser seg

Steg 3: Kraftsystemet er balansert



Merknader: Denne prosessen gjøres gradvis gjennom en serie iterasjoner hvor kapasiteten endres manuelt i modellen (steg 2) helt til avkastningen er uendret (steg 3).

Når ulike utviklingsløp for kraftsystemet modelleres er resultatene sensitive for overordnede valg og antagelser

- Markedsmodellen gir oss innsikt i hvordan kraftsystemet kan tilpasse seg ulike utviklingsløp. Den simulerer samspillet mellom produksjon, forbruk, priser, investeringer og handel – og viser hvordan systemet finner en ny balanse når rammebetingelsene endres. Modellen tar hensyn til teknologivalg, vær, markedsmekanismer og politiske virkemidler som er eksplisitt lagt inn i forutsetningene.
- Modellen kan ikke forutsi fremtiden eller fange opp alle mulige utviklingsbaner. Den gir ikke svar på hvordan aktører faktisk vil opptre, eller hvordan ukjente nye teknologier og politiske beslutninger kan endre spillereglene underveis. Resultatene er alltid avhengig av de forutsetningene som legges inn – for eksempel hvor mye kraftforbruk som antas, eller hvilke støtteordninger som forutsettes for ulike teknologier.
- Generelle forutsetninger, som nivået på kraftforbruk eller politiske virkemidler (for eksempel støtte til havvind), har stor betydning for resultatene. Modellresultatene må derfor alltid tolkes i lys av de overordnede forutsetningene som er gjort i de ulike scenarioene.

Modellen fanger opp

Samspillet mellom ulike teknologier (vann, vind, sol, kjernekraft, import/eksport) og kraftforbruket, både når det kommer til kraftproduksjon og investeringer, og hvordan dette endrer seg over tid. Effekter i normalår, tørrår og våtår. Endringer i vannverdier.

Modellen fanger ikke opp

Uforutsette endringer i politikk, virkemidler og kostnader/inntekter for ny kraftproduksjon. Endringer i kraftforbruk som følge av kjernekraft. Sort svane hendelser som covid-19, krig og kriser.

Forutsetninger om forbruk, politikk, støtteordninger og kostnader for ny kraftproduksjon påvirker analysen og må alltid tas med i tolkingen av modellresultatene.

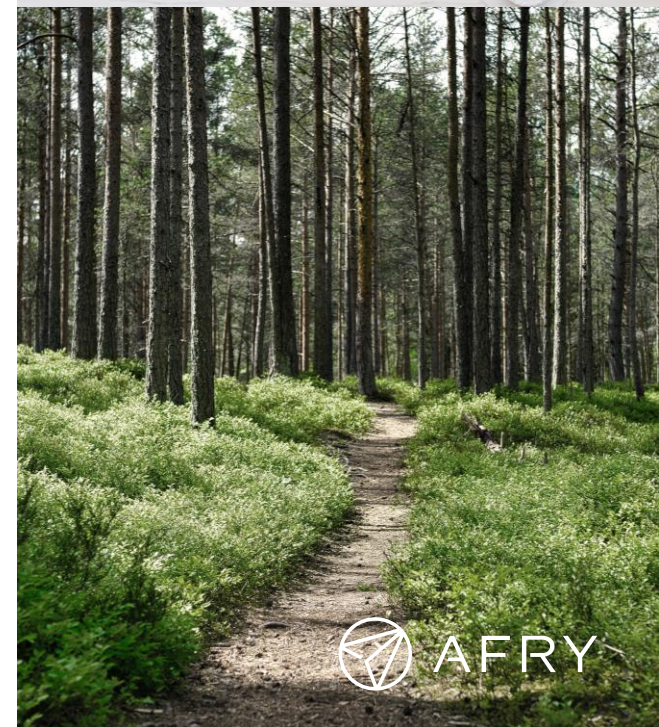
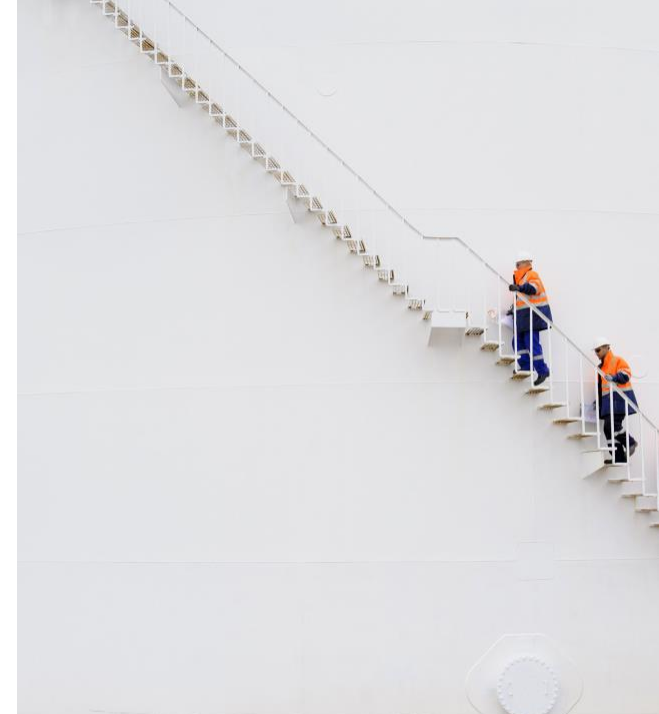
Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
	2.1 Bakgrunn og problemstilling	19
	2.2 Analytisk tilnærming	21
	2.3 Modellering av ulike utviklingsløp	34
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104



AFRY har valgt tre ulike utviklingsløp – Høy, Basis og Lav – som forutsetning for analysene for å fange opp flere viktige usikkerhetsmomenter

- Fremtiden for kraftsystemet er preget av usikkerhet, blant annet knyttet til:
 - **Kraftforbruk:** Det er stor usikkerhet knyttet til hvor raskt elektrifisering skjer i transport, industri og bygg, og hvor mye ny kraftkrevende industri som etableres. Dette påvirker både totalforbruk og effektbehov.
 - **Utbygging av ny kapasitet:** Hvor raskt og i hvilket omfang ny fornybar produksjon bygges ut avhenger av teknologiutvikling, kostnader, tilgang på kapital og samfunnsaksept. Dette har stor betydning for kraftbalansen.
 - **Brenselspriser og utviklingen i resten av Europa:** Utviklingen i gass-, kull- og CO₂-priser påvirker kraftprisene på Kontinentet og dermed også i Norge. Geopolitiske hendelser kan gi store svingninger og usikkerhet i brenselsprisnivåene.
 - **Klimapolitikk og regulering:** Ambisjonsnivået i EU og Norge for utslippskutt, samt tempoet i implementering av politikk og støtteordninger, vil få konsekvenser for både etterspørsel og produksjon. Forsinkelser eller skjerpede krav kan endre utviklingstakten.
 - **Teknologikostnader:** Kostnadsutviklingen for ny teknologi som havvind, solkraft, batterier og hydrogen er usikker. Lavere kostnader kan akselerere utbygging, mens høyere kostnader kan bremse investeringer og endre konkurranseforholdet mellom ulike teknologier.
- For å fange opp disse usikkerhetsmomentene har vi valgt tre ulike utviklingsbaner – Høy, Basis og Lav – som representerer et spekter av mulige utfall. Dette gir et mer robust grunnlag for analysene og gjør vurderingene av kjernekraftens påvirkning på kraftsystemet mindre sårbare for enkeltforutsetninger.



Grunnscenarioene – Høy, Basis og Lav – dekker et spekter av antakelser om klimapolitikk, teknologikostnader, kraftforbruk og -utbygging

Driverer					Beskrivelse
	Installert kapasitet	Etterspørsel	Vannkraft	Brenselspriser	
Høy	AFRY High AFRYs høyprisbane	AFRY High AFRYs høyprisbane	AFRY High AFRYs høyprisbane	Statnett LMA¹ 2025 Høypris Statnetts høyprisbane	I Høy går utviklingen raskere og klimaambisjonene er høyere enn i Basis. Scenarioet antar en sterk økonomisk utvikling, 2,2% per år for Europa, kombinert med at man overoppfyller 2050-klimamålet på europeisk nivå (110% reduksjon fra 1990). Dette gir svært sterk vekst i kraftforbruket. Samtidig er kostnadene for ny kraftproduksjon i den øvre delen av dagens estimer, med en langsommere kostnadsreduksjon. Høy representerer den øvre del av mulige utfall.
Basis	AFRY Central AFRYs beste estimat	AFRY Central AFRYs beste estimat	AFRY Central AFRYs beste estimat	Statnett LMA¹ 2025 Basis Statnetts beste estimat	Scenarioet er basert på AFRY Central, som er AFRYs 'beste estimat'-scenario. Det antas en moderat økonomisk utvikling, 1,2% per år, kombinert med at man oppfylder 2050-klimamålet på europeisk nivå (100% reduksjon sammenlignet med 1990). Dette fører til en sterk vekst i kraftforbruket. Kostnadene knyttet til ny kraftproduksjon ligger i midtsjiktet av dagens estimer, med en moderat kostnadsreduksjon fremover.
Lav	Basert på NVE LA 2025 Basis	Basert på NVE LA 2025 Basis	AFRY Central AFRYs beste estimat	NVE LA 2025 Basis NVEs beste estimat	Scenarioet er basert på NVEs Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 (LA 2025), men er tilpasset AFRYs modellverktøy BID3. Tilpasningene gjør at scenarioet skal sees på som basert på NVEs scenario – det er ikke perfekt samsvar. Scenarioet har svakere forbruksvekst og lavere installert kapasitet enn de to andre scenarioene, og det legges i følge NVE større vekt på vedtatte politiske virkemidler enn på politiske mål og ambisjoner.

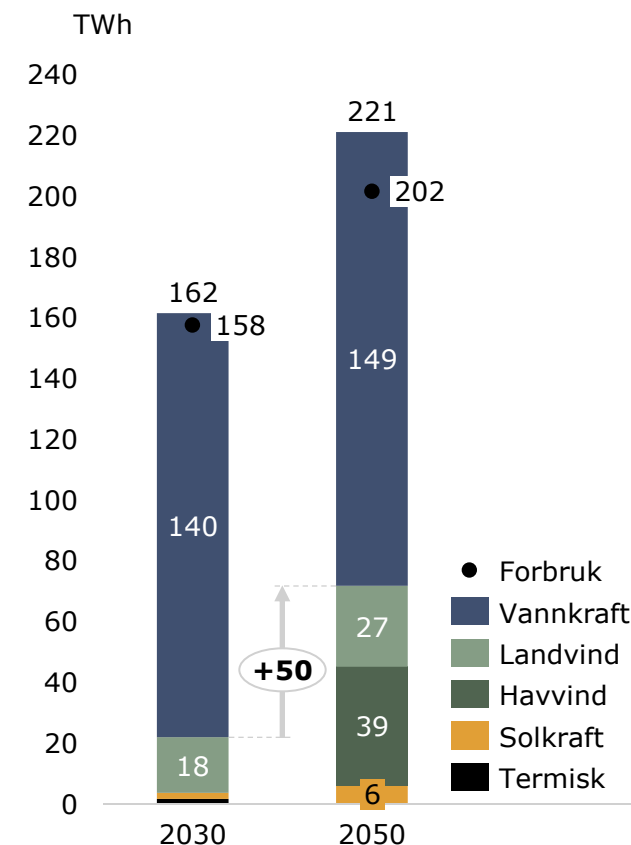
1. For å beskytte immaterielle rettigheter knyttet til AFRYs standardscenarioer har vi justert AFRYs prognoser på råvare- og karbonpriser for kull, gass og CO₂ for hele Europa basert på Statnetts forutsetninger. Kilder: Statnetts Langsiktig Markedsanalyse (LMA) 2025 <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2024-50.pdf>; NVEs Langsiktig Markedsanalyse (LA) 2025 <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/langsiktig-kraftmarkedsanalyse/langsiktig-kraftmarkedsanalyse-2025/>

Basis-scenariet bygger på AFRYs eget 'beste estimat'-scenario og reflekterer en moderat vekst i både kraftproduksjon og kraftforbruk i Norge

- **Basis**-scenarioet er basert på **AFRYs beste estimat** for fremtidig utviklingen av kraftsystemet, både når det gjelder kraftforbruk, teknologiutvikling og kostnader.
- I Norge ventes en vesentlig vekst i **kraftforbruket** frem mot 2060, fra 158TWh i 2030 til 202TWh i 2060. Denne veksten kommer fra eksisterende industri som elektrifiseres for å redusere klimagassutslipp, ny industrietablering og elektrifisering av transportsektoren.
- **Installert produksjonskapasitet** stiger frem mot 2060 og vil gradvis gi Norge et større kraftoverskudd enn i 2030. Samtidig er det betydelige begrensninger i Norge, særlig for landvind, der arealkonflikter og motstand i befolkningen gjør at landvind ikke bygges ut selv om den er lønnsom. Solkraft bygges i liten grad ut grunnet lav lønnsomhet. Derfor antar vi at subsidiert havvind trengs for å dekke forbruksveksten.
- **Teknologikostnadene** i Basis er utviklet basert på AFRYs brede prosjektkompetanse, tilbakemeldinger fra kunder og offentlige kilder. Teknologikostnadene for fornybare teknologier ligger i midtsjiktet av dagens estimater, og er forventet å falle over analyseperioden, etter hvert som globale verdikjeder for fornybar energi skaleres opp. Teknologikostnader er en viktig prisdriver på lang sikt, ettersom kraftprisen over tid tenderer mot marginalkostnaden for den rimeligste nye produksjonsteknologien. LCOE for sol- og vindkraft på land i 2030 ligger noe høyere i Basis enn i NVEs framskrivninger, mens havvind ligger litt under NVEs estimat¹.
- **Nettutbygging** internt i og ut av Norden følger de nordiske TSOenes utviklingsplaner frem mot 2040, men med noen forsinkelser. På lang sikt vurderes lønnsomheten av å bygge nett mellom prisområder basert på prisforskjeller og økonomiske antakelser.

1. <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>

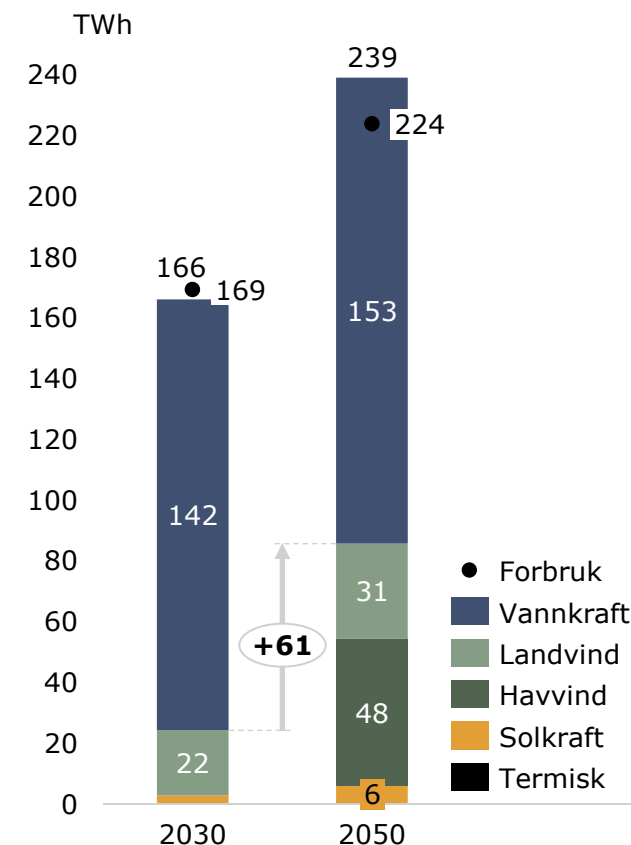
NORSK KRAFTPRODUKSJON OG FORBRUK I BASIS (TWH)



Høy-scenariotet representerer et scenario med kraftigere vekst enn i Basis, både i økonomien og forbruket i Norge, men også høyere teknologikostnader

- **Høy**-scenariotet er basert på AFRY's høypris-scenariot, og representerer et scenario med betingelser som fører til kraftpriser nær det øvre utfallsrommet av det som anses som realistisk. Det vil si **kraftigere vekst**, både i økonomien og kraftforbruket, og høyere teknologikostnader enn i Basis-scenariotet.
- I Høy-scenariotet kommer veksten i **kraftforbruket** raskere og i større grad enn i Basis. Forbruket i Norge vokser fra 169TWh i 2030 til 224TWh i 2060. Veksten drives av raskere elektrifisering av transportsektoren, i tillegg til mer ny industri i Norge (blant annet data sentre, produksjon av grønn ammoniakk og e-fuels og batterifabrikker) sammenlignet med Basis-scenariotet.
- **Installert produksjonskapasitet** vokser raskere enn i Basis-scenariotet, drevet av en høyere forbruksvekst. Det er fortsatt begrensninger knyttet til utbygging av landvind i Norge, som fører til en kraftigere vekst i subsidiert havvind enn i Basis-scenariotet.
- **Teknologikostnadene** er høyere enn i Basis-scenariotet, blant annet som følge av høyere råvarepriser som også medfører høyere produksjonskostnader for vindturbiner og solcellemoduler. Teknologikostnadene for fornybare teknologier ligger i det øvre sjiktet av dagens estimater, med en mer langsom kostnadsreduksjon enn i Basis.
- **Nettutbygging** internt i og ut av Norden følger de nordiske TSOenes utviklingsplaner, men med et noe raskere utbyggingstempo enn i Basis. Etter 2040 vurderes lønnsomheten av nettførsterkninger mellom prisområder, noe som resulterer i flere utenlandsforbindelser og interne oppgraderinger enn i Basis-scenariotet.

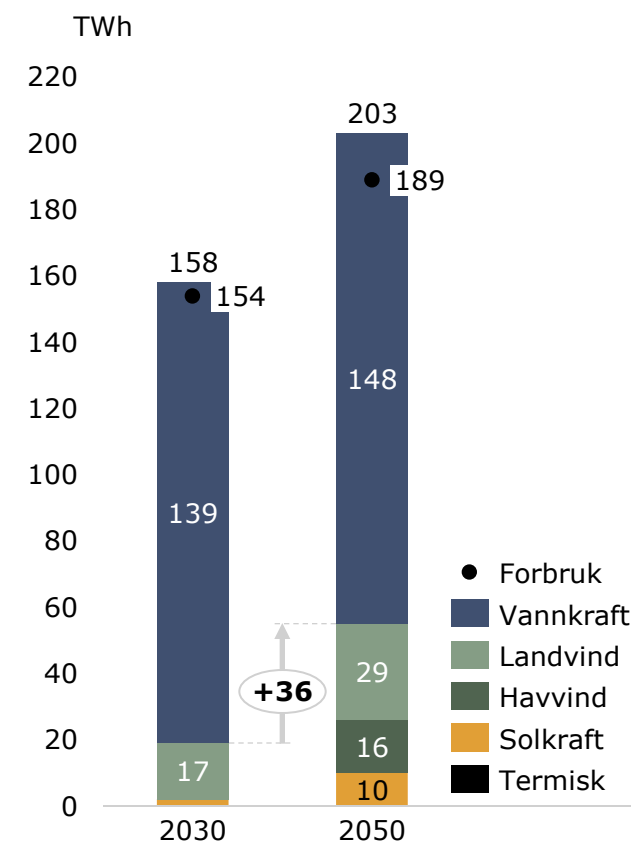
NORSK KRAFTPRODUKSJON OG FORBRUK I HØY (TWh)



Lav-scenariet reflekterer lavere vekst i økonomien og i kraftforbruket enn i Basis i Norge, og det legges større vekt på vedtatt politikk enn politiske mål

- **Lav**-scenariet representerer et scenario med **lavere vekst** i kraftforbruket og i økonomien enn i Basis-scenariet, der det i følge NVE legges større vekt på **vedtatte politiske virkemidler** enn på politiske mål og ambisjoner. Scenarioet bygger på NVEs forutsetninger fra deres langsiktige kraftmarkedsanalyse. Vi viser derfor til [LA 2025](#) for en mer detaljert beskrivelse av forutsetninger og vurderinger som ligger til grunn. Scenarioet skal allikevel sees på som et nytt scenario, da det er gjort en del tilpasninger til AFRY's modellverktøy.
- I Lav-scenariet vokser **kraftforbruket**, men mer moderat sammenlignet med Basis-scenariet. Forbruket i Norge øker fra 154TWh i 2030 til 189TWh i 2060, der elektrifisering av transport, datasentre og produksjon av hydrogen bidrar mest til veksten.
- **Installert produksjonskapasitet** øker i takt med kraftforbruket, drevet av havvind og vindkraft på land, men også en del solkraft. På grunn av høye kostnader for havvind, bygges primært havvindprosjekter med vedtatte subsidier i Norge.
- **Teknologikostnadene** er basert på ulike analysebyrå som Bloomberg, S&P og IEA. I Lav-scenariet er sol- og vindkraftproduksjon lønnsomt uten støtte gjennom hele analyseperioden. Teknologikostnadene faller over analyseperioden.
- **Nettutbygging** skjer i liten grad i dette scenarioet, og kapasitetene i 2030 er i stor grad samsvarende med 2050. Kun én oppgradering mellom Sverige og Norge (NO4-SE2) og én hybridkabel fra Norge på lang sikt blir bygget i dette scenarioet.

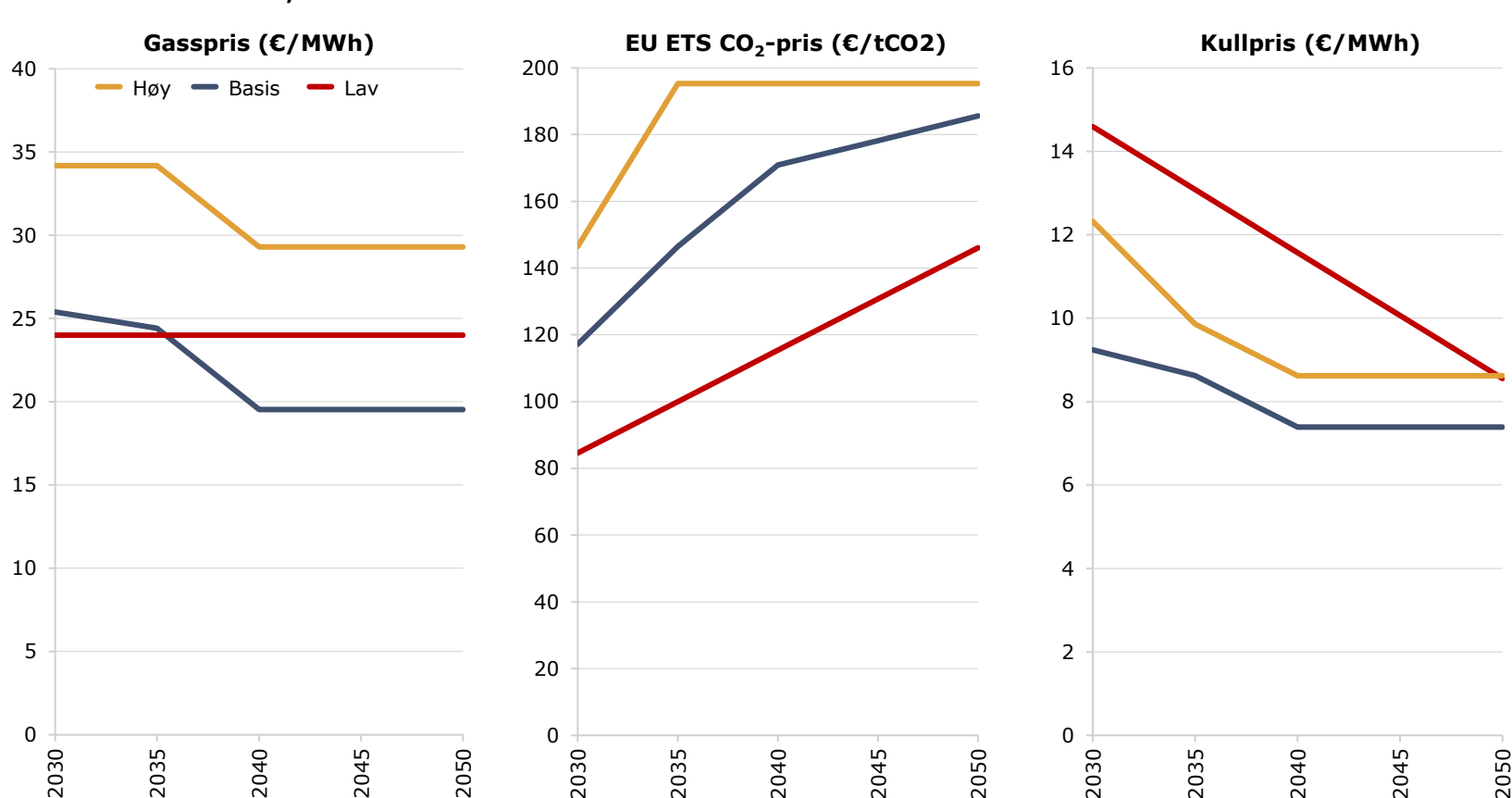
NORSK KRAFTPRODUKSJON OG FORBRUK I LAV (TWH)



Kull-, gass- og karbonpriser er basert på Statnetts langsiktige markedsanalyse for Basis og Høy; NVEs antakelser er brukt i Lav-scenariot

- For å beskytte immaterielle rettigheter knyttet til **AFRYs scenarier** har vi benyttet Statnetts forutsetninger fra deres siste langsiktige kraftmarkedsanalyse (publisert i februar 2025) for råvare- og karbonpriser for kull, gass og CO₂ for hele Europa.
 - I **Basis** har vi benyttet Statnetts Basis-scenario for brenselpriser.
 - I **Høy** har vi benyttet Statnetts Høy-scenario for brenselpriser.
- I **Lav**-scenariot har vi benyttet NVEs forutsetninger for brenselpriser fra NVEs siste langsiktige kraftmarkedsanalyse (publisert i juni 2025)².

BRENSELSPRISER, NORGE¹

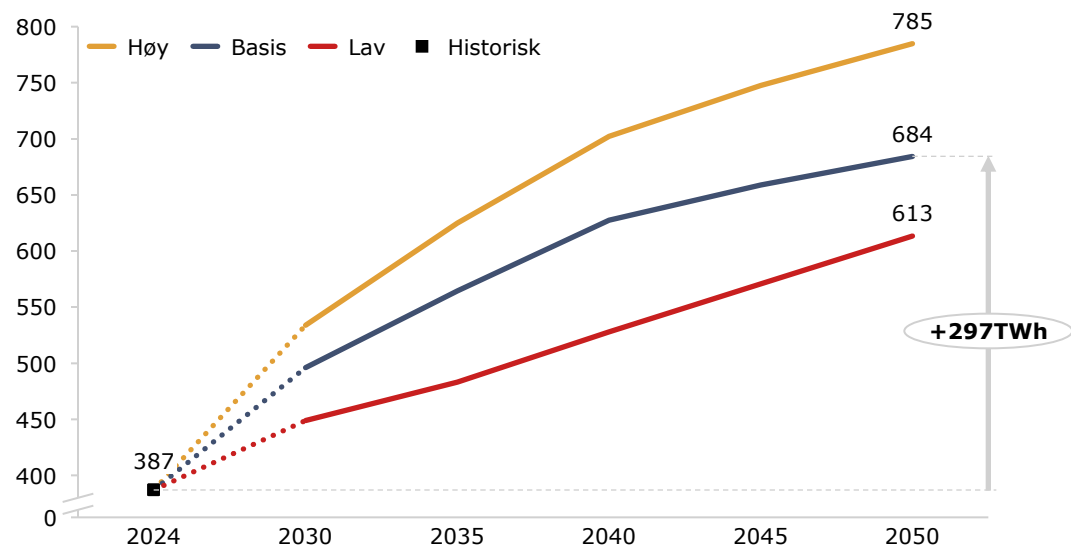


1. Statnetts brenselpriser er omregnet fra 2024-kroner til 2023-kroner ved hjelp av AFRYs økonomiske forutsetninger og en inflasjonsjusteringsfaktor på 0,98.

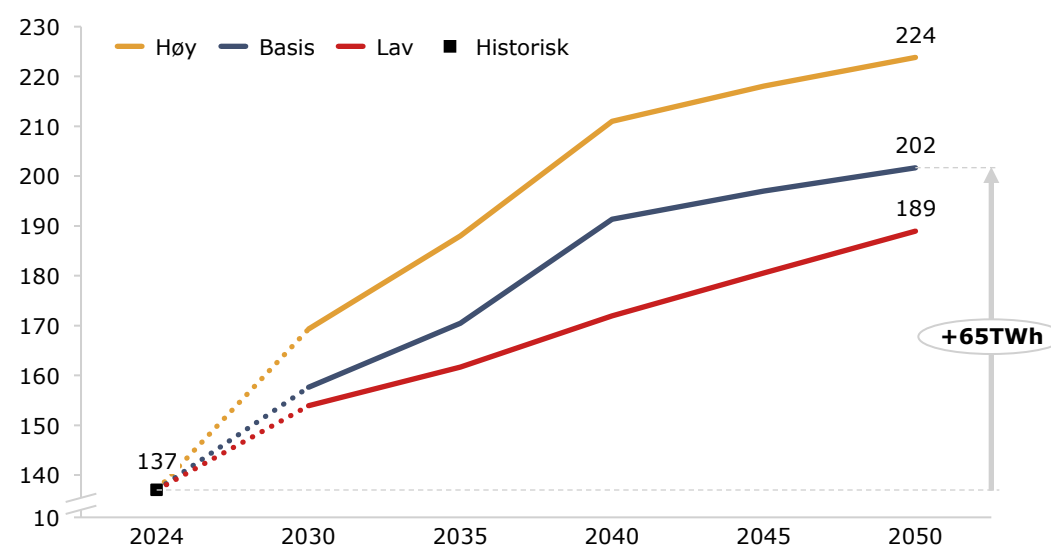
2. I Lav-scenariot har vi ikke kjørt hele den europeiske modelleringen på nytt med nye brenselpriser, men brukt NVEs kontinentale priser som en input til den nordiske modelleringen.

Sterk økonomisk vekst kombinert med at 2050-klimamålet overoppfylles på europeisk nivå fører til en kraftigere forbruksvekst i Høy enn i Basis og Lav

NORDISK KRAFTFORBRUK (TWH)



NORSK KRAFTFORBRUK (TWH)

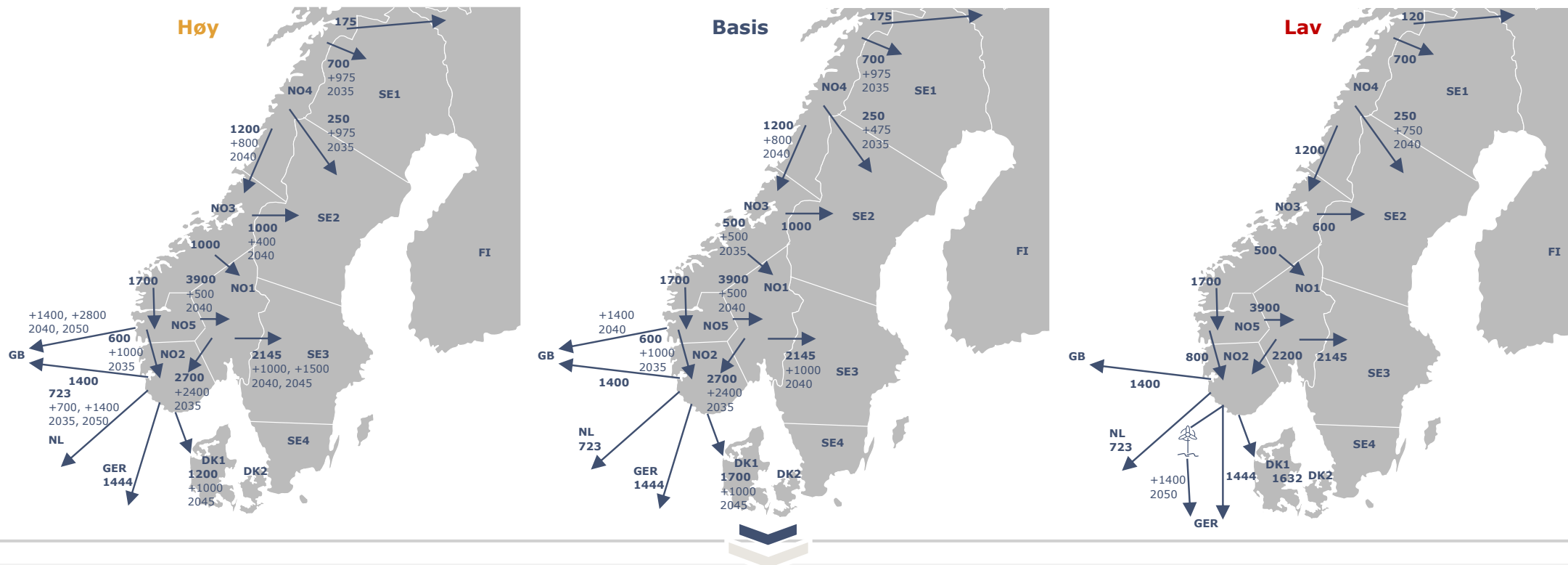


I alle scenarioene antas forbruket å vokse betydelig fra dagens nivå, både i Norden samlet og i Norge. Elektrifisering av stålindustrien gjennom et skifte fra koks til hydrogen i den svenske og finske stålindustrien starter gradvis fra slutten av 2020-tallet. Elektrifisering av aluminiumsindustrien, datasentre, produksjon av grønn ammoniakk og e-fuels, batteriproduksjon og elektrifisering av oljeindustrien i Norge bidrar til økt kraftetterspørsel, fra 2030-tallet. Energieffektivisering demper veksten noe, mens nedstengning av norske oljefelt reduserer etterspørselen fra denne sektoren på lang sikt.

I Høy-scenariotet antar vi en sterkere økonomisk utvikling kombinert med at man overoppfylder 2050-målet for klimagassutslipp på europeisk nivå, noe som fører til en kraftigere vekst i kraftforbruket enn i de øvrige scenarioene. I Basis-scenariotet øker forbruket i Norden med nesten 300TWh til 2050 fra dagens nivå, og i Norge er veksten på ca. 65TWh til 2050. Lav-scenariotet representerer et scenario med lavere forbruksvekst. En annen forskjell mellom scenarioene, er at Høy- og Basis-scenariotene modellerer hydrogenmarkedet parallelt med kraftmarkedet, der hydrogenprisen bestemmes endogent i modellen. I Lav-scenariotet er det antatt en eksogen utkoblingspris for kraftforbruk fra elektrolyse.

Både Høy- og Basis-scenarier forutsetter en mer omfattende nettutvikling, både internt og ut av Norge, sammenlignet med Lav-scenariot

OVERFØRINGSKAPASITETER INTERNT OG UT AV NORGE, ENDRING FRA 2030 (MW)

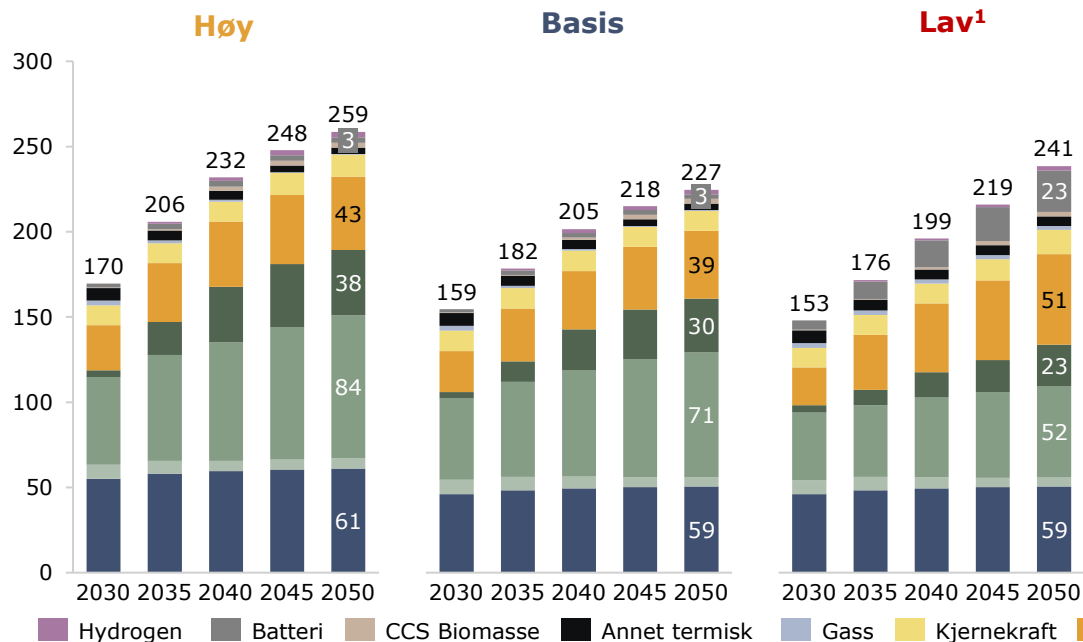


I Lav-scenariot antas kun én nettoppgradering mellom NO4 og SE2 i 2040, samt en hybridkabel med havvind til Tyskland i 2050. I Høy-scenariot bygges det kabler på 700MW til Nederland i 2035 og i tillegg til kabler mellom NO5 og Storbritannia i 2040 og 2050. Høy-scenariot forutsetter også betydelige nettoppgraderinger internt i Norge. Basis-scenariot representerer en mellomting, og ut av Norge bygges kun én ny kabel mellom NO5 og Storbritannia i 2040.

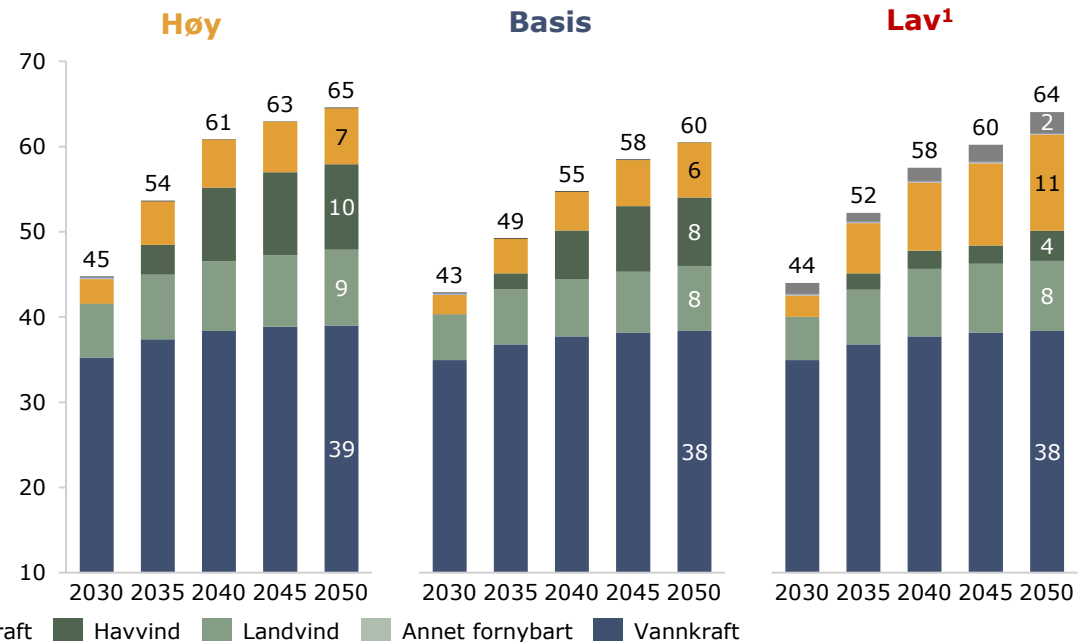
Merknader: Maksimal NTC i 2030 er uthevet i fet skrift. Noen korridorer har ulike NTC avhengig av flytretning. NTC er angitt for pilens retning i kartet.

Sterk vekst i sol og batterier i Lav-scenarier; i Høy og Basis-scenariene er veksten i produksjonskapasitet primært drevet av havvind og landvind

NORDISK KAPASITETSMIKS (GW)



NORSK KAPASITETSMIKS (GW)

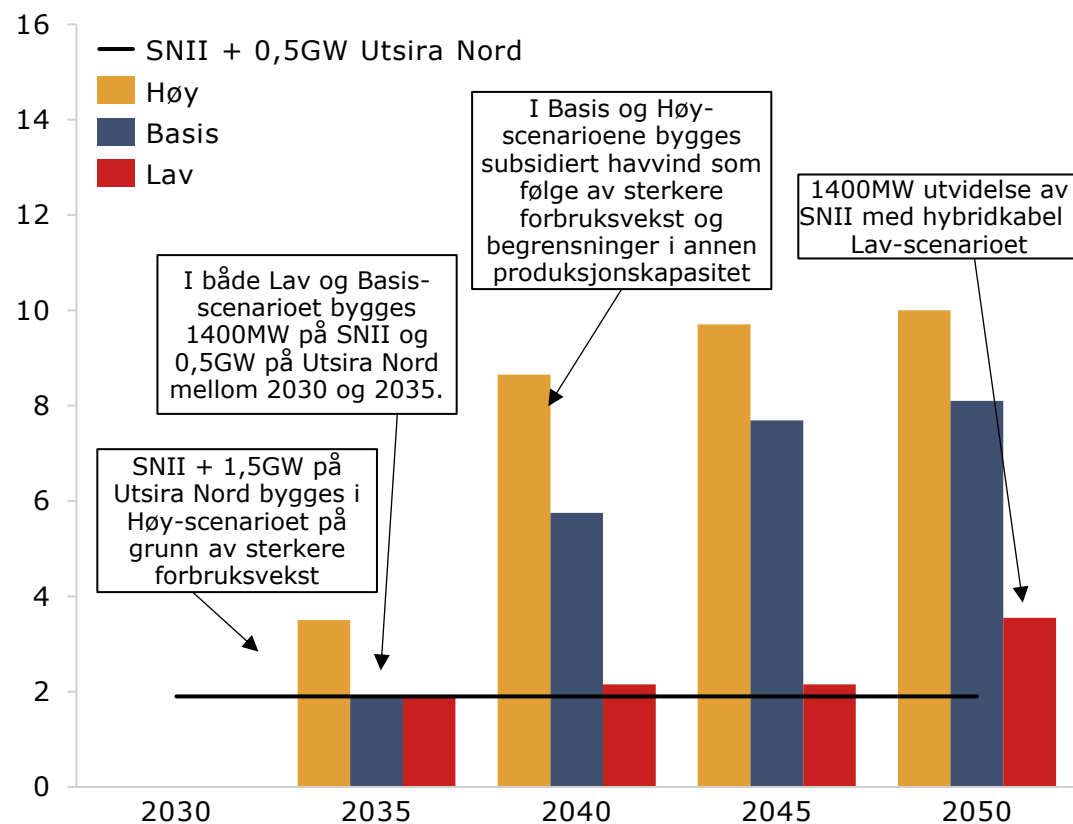


Alle scenarier ser en vekst i havvind i Norge, men veksten er svakest i Lav-scenariet der kun kapasitet knyttet til Sørlig Nordsjø og Utsira Nord-områdene bygges. I Basis- og Lav-scenariene antar vi at vannkraftkapasiteten øker fra 34,9GW i 2030 til 38,4GW i 2050, mens veksten er noe sterkere i Høy. Lav-scenariet har betydelig mer solkraft og batterier både i Norden og Norge sammenlignet med Høy- og Basis-scenariene, men en del av batterikapasiteten er antatt å primært operere i andre markeder enn døgnetmarkedet. I Lav-scenariet antas det også at 2,5GW ny kjernekraft bygges ut i SE3 i 2050. De andre scenariene har ingen slik økning.

1. I denne analysen modelleres hvert femte år i perioden 2030 til 2050. Lav-scenariet er basert på NVEs antakelser, men de modellerer ikke året 2045. I Lav-scenariet er året 2045 derfor basert på interpolering mellom 2040 og 2050.

Havvind bygges i Høy- og Basis-scenarioene for å møte vekst i etterspørselen, til tross for at havvind trenger subsidier for å være lønnsom

INSTALLERT HAVVINDKAPASITET I NORGE (GW)



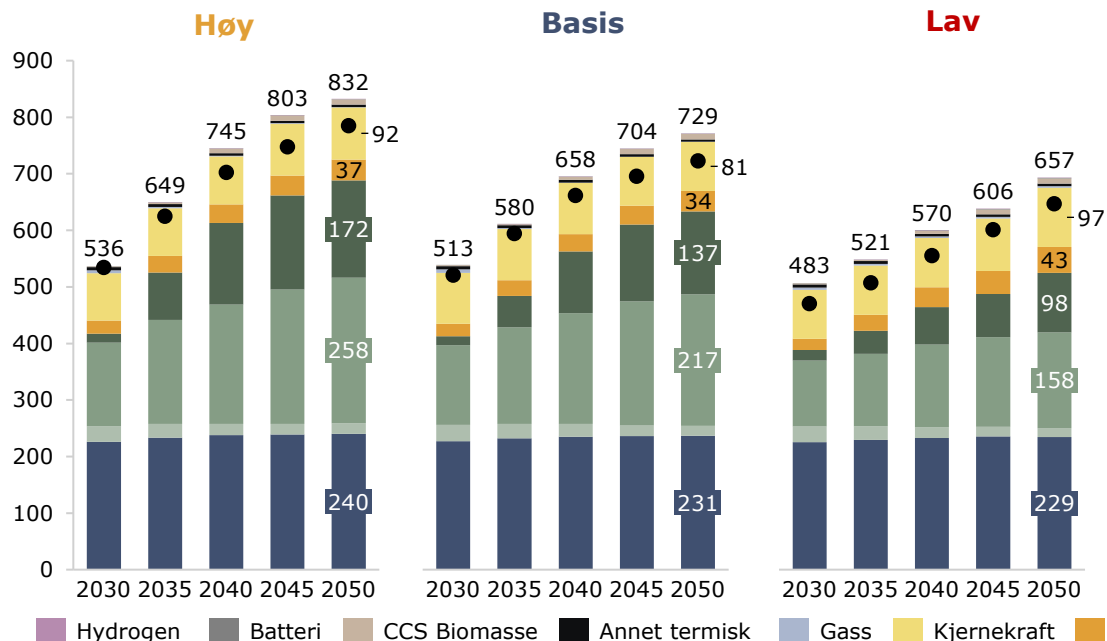
KOMMENTARER

- Figuren viser installert havvindkapasitet (GW) i Norge i de tre grunnsenarioene.
- Vi forventer sterk vekst i kraftetterspørselen i Norge gjennom hele analyseperioden. For å muliggjøre denne etterspørselsveksten kreves en betydelig økning i produksjonen av fornybar elektrisitet. Landbasert vindkraft er økonomisk sett det foretrukne alternativet i Norge, men det finnes imidlertid betydelige barrierer mot utbygging av vindkraft på land.
- Vi forventer at teknologikostnadene for havvind vil holde seg høye til midten av 2030-tallet, men at billigere turbiner etter hvert kan bidra til lavere prosjektkostnader. Likevel er det ikke mulig å bygge ut havvind i stor skala på lang sikt i Høy- og Basis-scenarioene uten statsstøtte, gitt våre kostnadsforutsetninger.
- Gitt begrensningene for landvind, er subsidiert havvind etter vårt syn det mest sannsynlige alternativet til tross for at myndighetene i Norge kun har vedtatt støtte for 1,9GW havvind så langt (se figur)¹. Havvind sørger for at Norge kan nå sine klimamål, få ny industri og samtidig holde kraftprisene konkurransedyktige med Kontinentet. Hvis landvindbegrensningene faller bort, vil havvind erstattes av vindkraft på land, mens kraftmarkedet i sin helhet vil være relativt likt.
- I AFRYs scenarier er subsidiert havvind modellert ved en redusert opex, gitt av at nettilknytningskostnadene dekkes av myndighetene. Det ligger med andre ord fortsatt en lønnsomhetsvurdering til grunn for mengden havvindkapasitet som er inkludert i Basis og Høy-scenarioene, så denne kapasiteten er ikke eksogent bestemt.
- I denne rapporten, som nevnt tidligere, holder vi kapasiteten fra Sørlig Nordsjø II og Utsira Nord utenfor når kjernekraftscenariene rebalanseres.

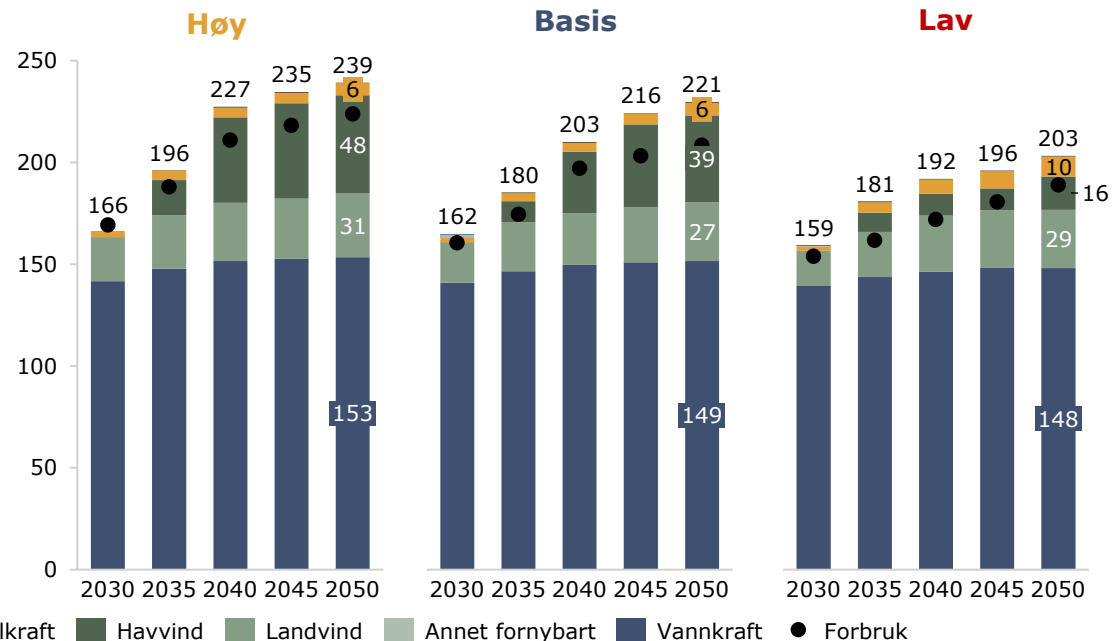
1. 1,4GW på Sørlig Nordsjø II + 0,5GW på Utsira Nord.

Kraftoverskuddet i Norge og Norden styrkes mot 2050 i alle grunnsenarioene, drevet av vekst i havvind og landvind

NORDISK KRAFTPRODUKSJON OG FORBRUK (TWH)

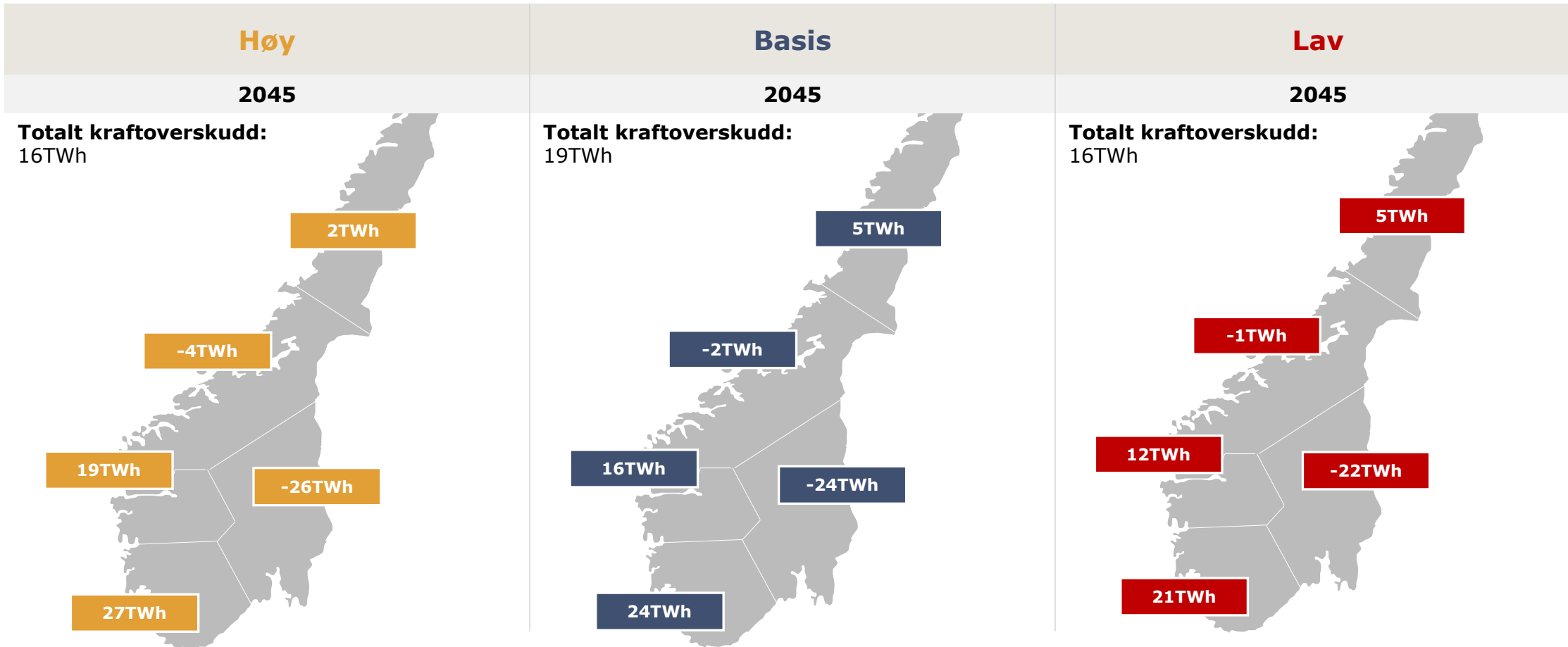


NORSK KRAFTPRODUKSJON OG FORBRUK (TWH)



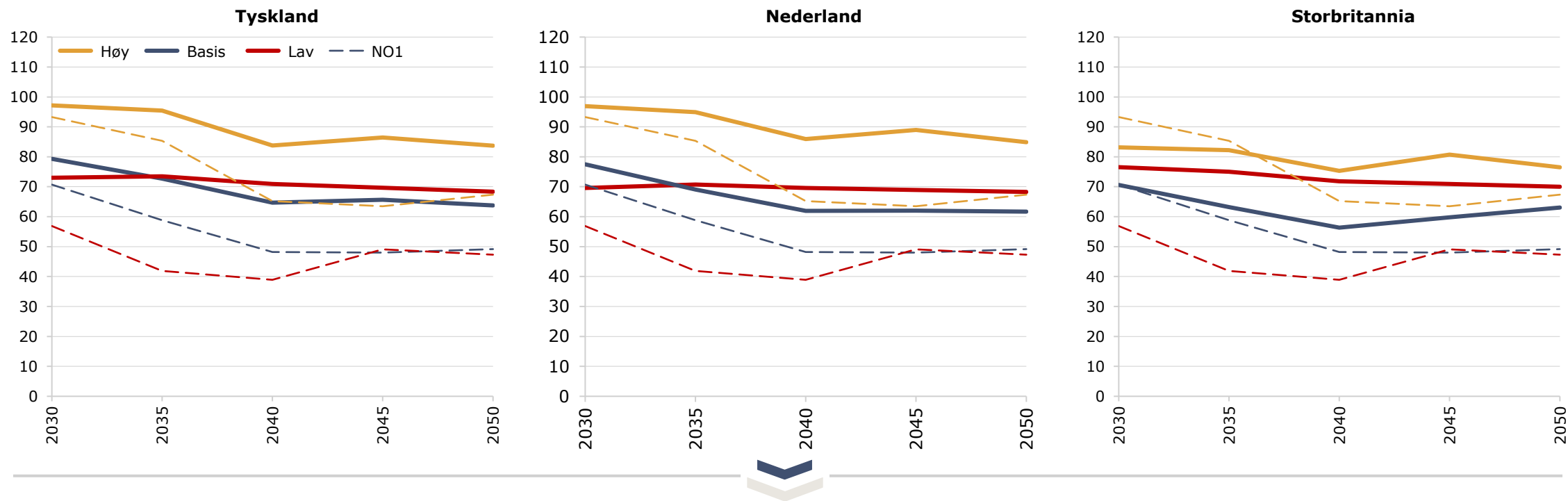
På nordisk nivå har Lav-scenariet betydelig lavere vekst i havvindproduksjon, mer kjernekraft (utenfor Norge) og sterkere vekst i solkraft enn i Basis- og Høy-scenariene. Nivået på havvindutbygging i Norge er den største forskjellen i produksjon mellom Høy- og Basis-scenariene i Norge. I Høy-scenariet fører høy forbruksvekst kombinert med begrenset utbygging av produksjonskapasitet til en negativ kraftbalanse i Norge i 2030. I Lav- og Basis-scenariene er kraftbalansen positiv i 2030. I Lav-scenariet styrkes kraftbalansen raskt til 2035 før den svekkes noe mot 2050. I Høy- og Basis-scenariene styrkes kraftbalansen med utbygging av havvind.

NO1 har et stort kraftunderskudd i alle grunnsenarioene i 2045, mens Norge som helhet har et solid kraftoverskudd



Kraftprisen på Kontinentet er vesentlig høyere i Høy-scenarier enn i Basis- og Lav-scenarier, men lavest i Basis-scenariet fra 2035 og utover

KRAFTPRISER I MARKEDER SOM ER TILKNYTTET NORGE¹, €/MWH

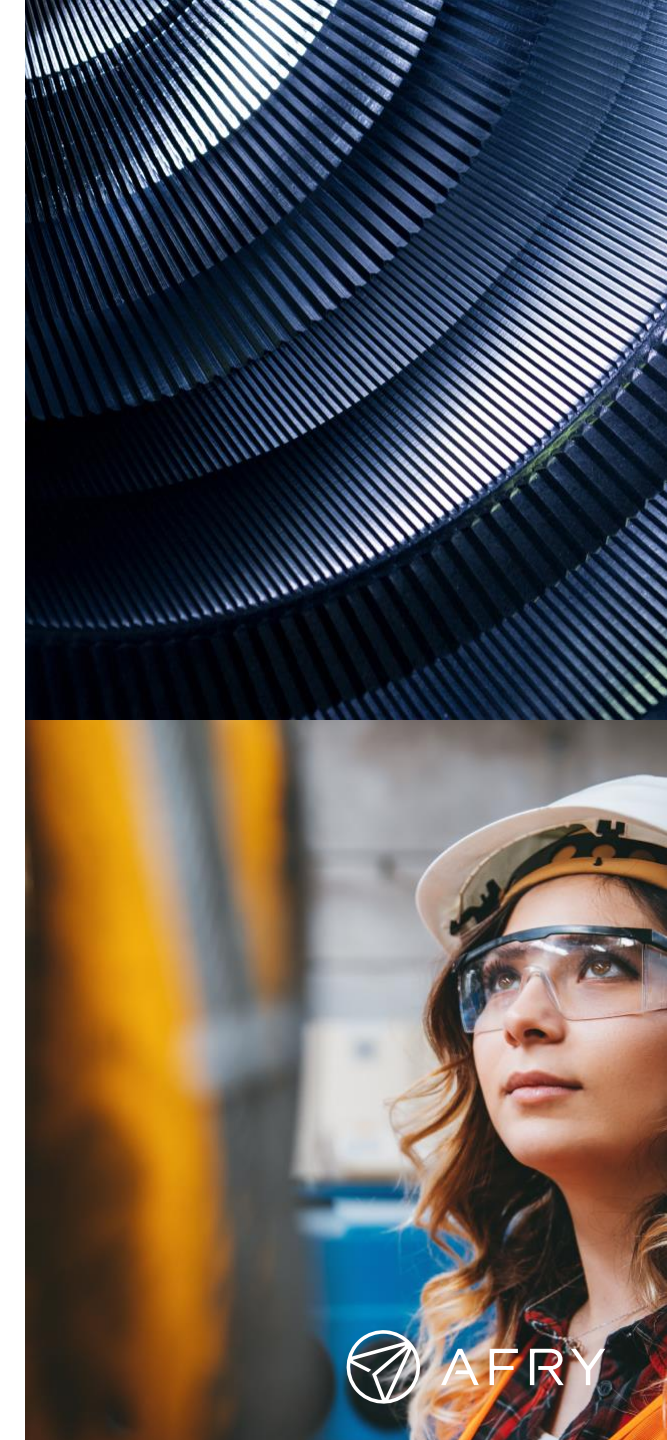


Kraftprisen på Kontinentet i Høy-scenariet ligger på et høyere nivå enn i de øvrige scenarioene. I Lav-scenariet er prisene rundt €8/MWh lavere enn i Basis-scenariet i 2030, men fra 2035 ligger prisnivået i Basis under Lav. Dette skyldes både lavere gasspriser og en sterk vekst i fornybar energi på Kontinentet i Basis-scenariet. Som et eksempel øker den samlede vindkraftkapasiteten i Tyskland i Basis-scenariet fra 108GW i 2030 til 211GW i 2050, og solkraftkapasiteten vokser med rundt 100GW. I Storbritannia dobles havvindkapasiteten til 2050 fra nivået på rundt 40GW i 2030. I Høy-scenariet er veksten raskere og kraftigere enn i Basis, drevet av høyere forbruksvekst og økte klimaambisjoner. Kraftprisen i Storbritannia i Lav-scenariet ligger mellom prisen i Høy og Basis gjennom hele analyseperioden.

1. Kraftprisen i NO1 i de tre grunnscenariene er lagt inn som stiplede linjer.

Analysen undersøker to ulike utbyggingsalternativer for kjernekraft – Konvensjonell og SMR – på grunn av usikkerheten knyttet til valg av teknologi

- Dette kapittelet beskriver hvilke antakelser som ligger til grunn for de to ulike utbyggingsalternativene: Konvensjonell kjernekraft og små, modulære reaktorer (SMR).
- Konvensjonell kjernekraft refererer til storskala kjernekraftverk som tradisjonelt har blitt bygget i Europa, ofte som sentraliserte anlegg med høy effekt og lang byggetid.
- Teknologitviklingen de senere årene har åpnet for nye muligheter. Mindre, modulære reaktorer kan gjøre kjernekraftutbygging raskere og mer fleksibel enn tidligere, og gir rom for flere utbyggingsalternativer. Samtidig er det betydelig usikkerhet knyttet til kostnadsnivå, regulatoriske prosesser og hvor raskt denne teknologien kan bli kommersielt tilgjengelig.
- Det er uklart om SMR vil kunne konkurrere med konvensjonelle kjernekraftverk på kostnad per produserte kWh, og hvordan stordriftsfordeler vil påvirke økonomien i ulike utbyggingsalternativer.
- På grunn av usikkerheten knyttet til hvilken teknologi som vil bli aktuell ved en eventuell utbygging av kjernekraft i Norge, undersøkes det to ulike utbyggingsalternativer i analysen.



AFRY har gjort antakelser om plassering, tidspunkt og fleksibilitet for de to utbyggingsalternativene i samråd med Kjernekraftutvalget

Plassering

- Kjernekraftverkernes plassering er basert på det AFRY, i samråd med Kjernekraftutvalget, mener er rimelig ut i fra dagens forutsetninger:
 - **Konvensjonell:** 2x1400MW i NO1.
 - **SMR:** 300MW i hvert prisområde og resterende kapasitet i NO1.
- Det viktigste kriteriet for plassering av kraftverkene i kjernekraftscenarioene har vært å plassere dem slik at kraftbalansene blir likest mulig mellom de norske prisområdene.
- Samtidig som det sentrale Østlandsområdet, NO1, har det største kraftunderskuddet, har det også tidligere hatt kjernekraftreaktorer. Det er også skala-effekter som tilsier at utvikling av kjernekraft i samme område kan være kostnadsbesparende.
- SMR kan potensielt gi muligheter til en mer distribuert utvikling av kjernekraft.

Tidspunkt

- Tidspunkt for idriftsettelse av det første kjernekraftverket er satt til 2040, med ytterligere 1400MW i 2045. Dette er et kompromiss mellom hva som antas å faktisk være mulig samt hva som passer med scenariene som brukes i analysen¹:
 - **Konvensjonell:** 2040 (1400MW) og 2045 (1400MW).
 - **SMR:** 2040 (1400MW i NO1) og 2045 (300MW i hvert prisområde og resterende kapasitet i NO1).
- Dette begrunnes med lange ledetider fra planlegging til ferdigstilling for Konvensjonell kjernekraft.
- Små modulære kjernereaktorer kan potensielt redusere ledetiden, men denne teknologien er fortsatt under utvikling og det er usikkert når dette vil bli et kommersielt alternativ.
- Ved å legge analyseperioden fra 2030 til 2050 har vi muligheten til å se hvordan utviklingen av kraftsystemet påvirkes i perioden før kjernekraften settes i drift.

Fleksibilitet

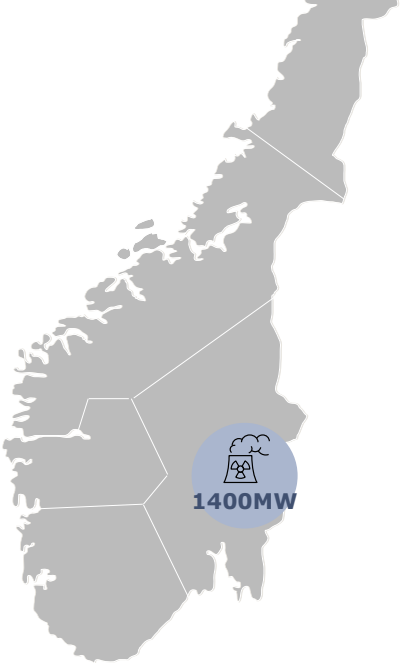
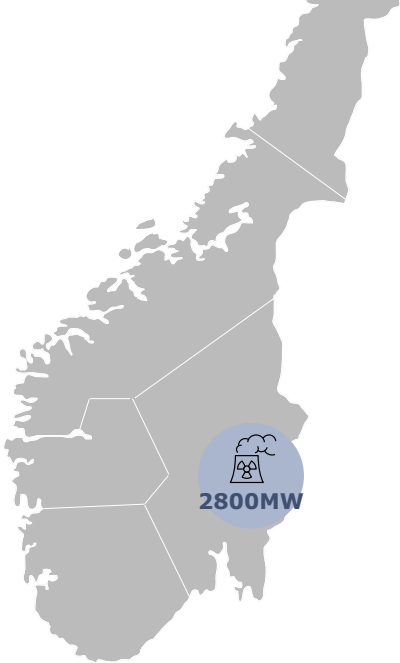
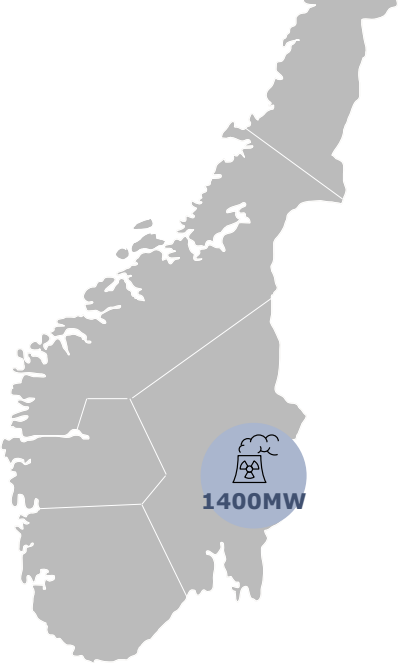
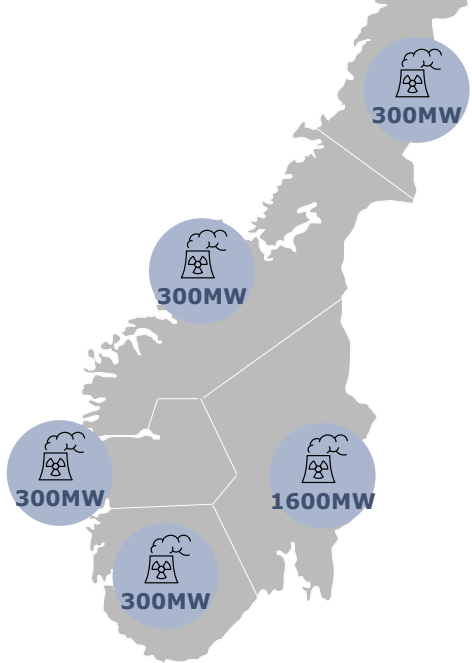
- Kjernekraftverkernes fleksibilitet er basert på observert historisk produksjon fra nordiske kjernekraftverk, samt offentlig tilgjengelig informasjon, og fastsatt i samråd med Kjernekraftutvalget:
 - **Konvensjonell:** Ikke-fleksibel andel er 60%. Altså kan 40% av installert kapasitet respondere på prissignaler.
 - **SMR:** Ikke-fleksibel andel er 50%. Altså kan 50% av installert kapasitet respondere på prissignaler.
- For den fleksible delen av kraftverkene gjelder følgende:
 - Konvensjonell og SMR har ulik andel fleksibel kapasitet, som beskrevet ovenfor, men er ellers like.
 - Kraftverkene kan justere ned produksjonen ved priser under €8,4/MWh, men pådrar seg da en oppstartkostnad² satt til €25,3/MW.
 - Kraftverkene kan gå mellom maksimal kapasitet og ikke-fleksibel andel på 6 timer, og kraftverket kan ikke gjøre mer enn to fulle sykluser hver dag.

1. NVE sin langsiktige kraftmarkedsprognose går til 2050, mens AFRYs prognose går til 2060.

2. Kostnaden påløper når kraftverket ramper opp igjen. Kraftverket har ingen kostnad for å senke produksjonen.

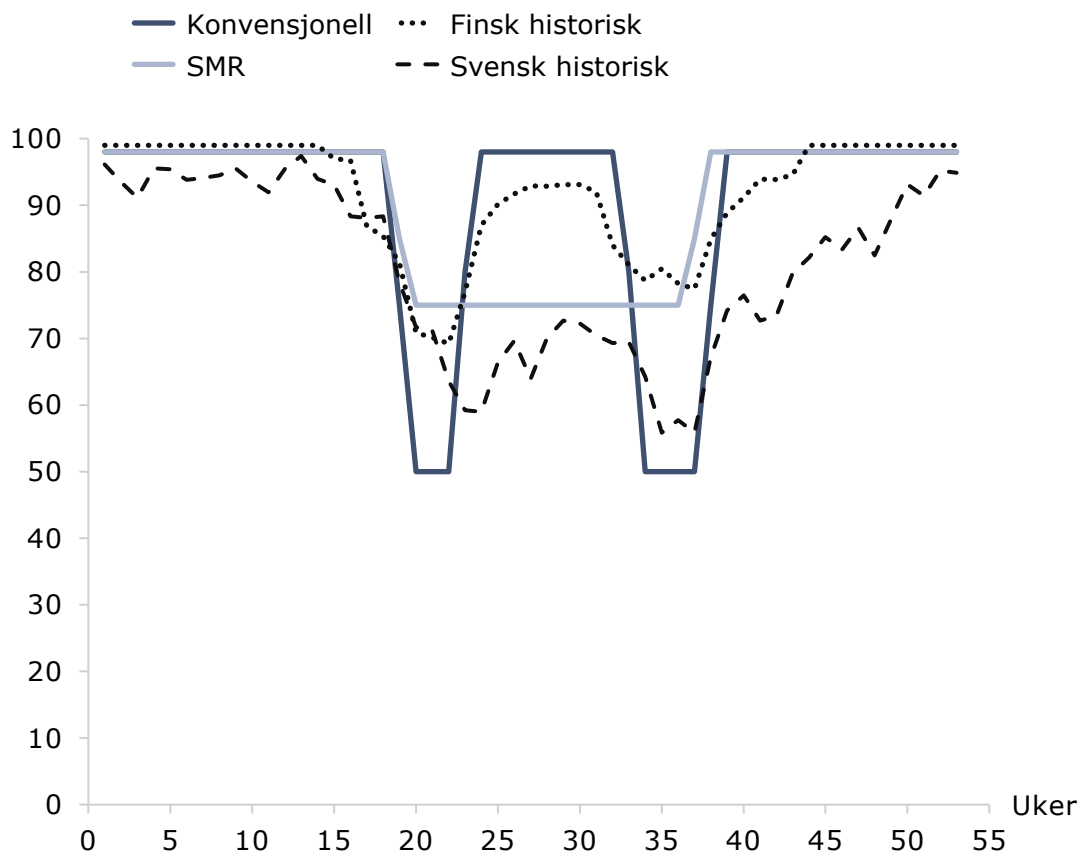
I Konvensjonell-scenarioene er kjernekraftverkene plassert i NO1 grunnet svak kraftbalanse; SMR plasseres først i NO2-3-4-5 og deretter i alle prisområder

FORUTSETNINGER FOR INSTALLERT KAPASITET OG LOKALISERING I DE ULIKE UTBYGGINGSSALTERNATIVENE (MW)

Konvensjonell		SMR	
<p>2040 1400MW installeres i NO1</p>	<p>2045 Nye 1400MW installeres i NO1</p>	<p>2040 1400MW installeres i NO1</p>	<p>2045 300MW installeres i NO2-3-4-5 Nye 200MW i NO1</p>
			

AFRY har laget ulike tilgjengelighetsprofiler for Konvensjonell og SMR for å reflektere teknologiske forskjeller som resulterer i ulike vedlikeholdsperioder

TILGJENGELIGHETSPROFILER FOR KJERNEKRAFT (%)

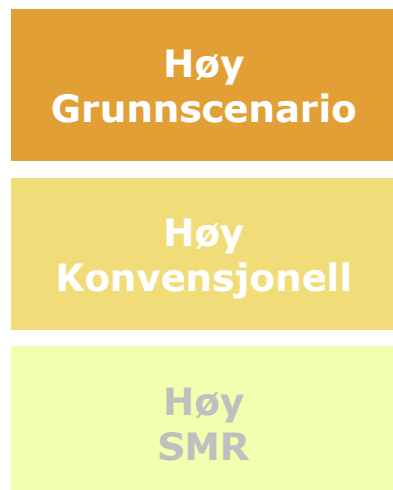


KOMMENTARER

- Figuren viser tilgjengelighetsprofilene for Konvensjonell og SRM sammen med den historiske tilgjengeligheten til svensk og finsk kjernekraft. Tilgjengelighetsprofilene viser hvor stor andel av kjernekraften som er tilgjengelig for kraftproduksjon gjennom året.
- Tilgjengelighetsprofilen tar høyde for at vedlikehold er differensiert for å reflektere teknologiske forskjeller:
 - **Konvensjonell:** To vedlikeholdsperioder per år, der 50% av kapasiteten er ute av drift (én av to reaktorer). Den første perioden er lagt til mai og første uke av juni, mens den andre perioden er lagt fra midten av august og midten av september.
 - **SMR:** Én lengre vedlikeholdsperiode fra mai til september, der 25% av kapasiteten er ute. Det betyr at én 75MW-modul av totalt 300MW per anlegg tas ut av gangen vedlikeholdsperioden.
- Lengden på vedlikeholdet er basert på observasjoner fra Finland og Sverige. Vedlikehold gjennomføres på sommeren da både kraftprisen og etterspørselen er lav.
- Tilgjengeligheten over året, utenom vedlikeholdsperioden, er satt til 98% for både Konvensjonell og SMR. Dette samsvarer med leveranser fra finske anlegg de siste årene, men er høyere enn det som er observert i Sverige. Dette er gjort for å ta høyde for uforutsette driftsavbrudd.
- Totalt gir dette en tilgjengelighet gjennom året på om lag 90% for begge teknologiene.

Tre grunnsenarioer med to utbyggingsalternativer for kjernekraft resulterer i ni ulike utviklingsløp, som suppleres med ekstra analyser

Ni ulike utviklingsløp...



...suppleres med ekstra analyser



Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
3.1	Investeringsklima	54
3.2	Time-for-time-effekter	63
3.3	Kraftflyt og kraftbalanse	68
3.4	Priser og prisstruktur	75
3.5	Forsinket kjernekraft	83
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104



Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
	3.1 Investeringsklima	54
	3.2 Time-for-time-effekter	63
	3.3 Kraftflyt og kraftbalanse	68
	3.4 Priser og prisstruktur	75
	3.5 Forsinket kjernekraft	83
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104

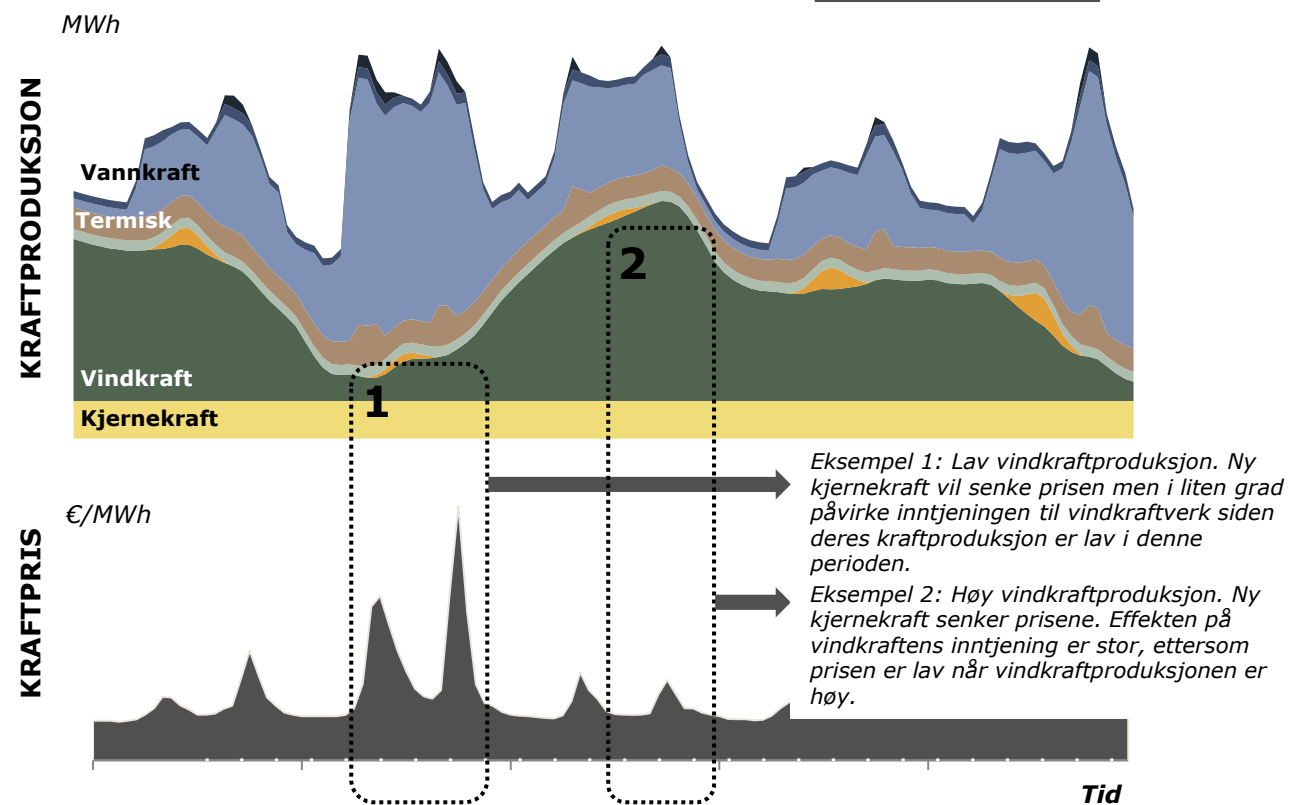


Ved økt grunnlast fra kjernekraft vil lønnsomheten for annen kraftproduksjon falle. Endringen i oppnådd pris bestemmer hvor mye produksjon som fortrenses

- I dette kapittelet ser vi på hvordan utbygging av kjernekraft i Norge påvirker investeringsklimaet for annen kraftproduksjon.
- I kraftsystemer med høy andel uregulerbar produksjon, som vind- og solkraft, vil kraftprisene typisk være lave når deres produksjon er høy – og høy når produksjonen er lav. Dette fører til at den gjennomsnittlige prisen produsentene faktisk oppnår over tid (oppnådd pris) avviker fra den gjennomsnittlige markedsprisen i samme periode.
- Med **oppnådd pris** menes altså den gjennomsnittlige salgsprisen på elektrisitet som en produsent klarer å oppnå, tatt i betraktning tidspunktet produksjonen skjer¹. **Capture rate** er definert som forholdet mellom oppnådd pris og gjennomsnittlig markedspris.
- Økt grunnlast fra kjernekraft påvirker markedet for variabel kraftproduksjon, men hvor mye som fortrenses avhenger av den samlede markedsdynamikken. Siden kjernekraft har en annen produksjonsprofil (grunnlast) enn variabel kraft, endres ikke bare prisnivået, men også prismønsteret. Faktorer som overføringskapasitet og fleksibel vannkraft kan også dempe prisetallet i perioder med høy variabel produksjon, og dermed redusere effekten på lønnsomheten til variabel kraftproduksjon.

KRAFTPRODUKSJON PER TID OG KRAFTPRIS

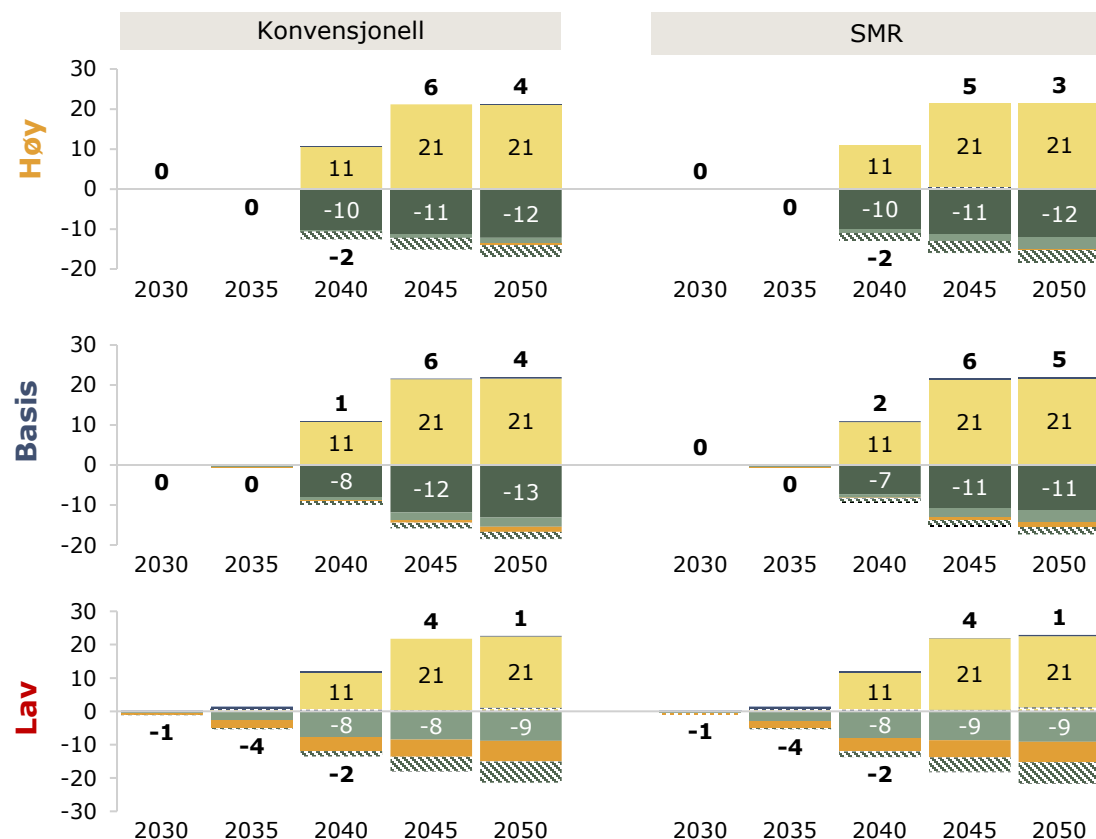
ILLUSTRATIV



1. Inntektene for kraftverk beregnes ved å kombinere kraftpris per time med timebasert produksjonsdata for samme periode. Oppnådd pris (€/MWh) beregnes ved å dele totale inntekter fra kraftmarkedet (€) på total produksjon (MWh) – inkludert både faktisk produksjon og økonomisk nedregulering – i samme periode.

Norge og Nordens totale kraftproduksjon øker i alle kjernekraftscenariene, selv når lønnsomheten til vind- og solkraftprosjekter er bevart

FORSKJELL I KRAFTPRODUKSJON SAMMENLIGNET MED GRUNNSCENARIOENE, NORDEN (TWH)



KOMMENTARER

- Figuren viser forskjellen i kraftproduksjonen i Norden relativt til grunnscenarioene når kraftsystemet har enten Konvensjonell- eller SMR-utbygging av kjernekraft. Tallet på toppen/bunnen av stolpene viser total endring i kraftbalansen. Positive verdier representerer økt produksjon i kjernekraftscenariene, mens negative verdier representerer lavere produksjon. Stolpene som ikke er skravert viser endringer i Norge, mens de skraverte viser endringer i resten av Norden.
- I kjernekraftscenariene påvirkes lønnsomheten for annen kraftproduksjon i liten grad før kjernekraften kommer inn, men i **Lav**-scenarioet bygges det noe mindre solkraft og landvind i 2035. I alle scenarioene med kjernekraft bygges det mindre havvind f.o.m. 2040 i Norden, ettersom lønnsomheten for ny kraftproduksjon er lavere enn i scenarioene uten kjernekraft. I **Høy**- og **Basis**-scenarioene er det hovedsakelig lønnsomheten for havvind i Norge som svekkes, mens det i **Lav**-scenarioet med kjernekraft primært er investeringer i landvind og solkraft i Norge som faller, samt noe havvind i de andre nordiske landene. Dette kommer av at utbyggingen av havvind i Norge i **Lav**-scenarioet begrenser seg til SNII og Utsira Nord.
- Både Norge og Nordens totale kraftproduksjon øker i alle kjernekraftscenariene fra 2045, og er relativt uendret i 2040. Dette skyldes at rebalanseringen av kjernekraftscenariene fører til lavere reduksjon i kraftproduksjon fra vind- og solkraft enn det som tilføres fra ny kjernekraft. Kannibaliseringseffekten¹ for vind- og solkraft er med andre ord relativt svak fordi det norske kraftsystemet, gjennom betydelig utvekslingskapasitet og fleksibilitet i vannkraften, holder lønnsomheten oppe. Totalt resulterer dette i styrket kraftbalanse i 2045 og 2050.
- De neste sidene ser i detalj på hvordan installert kapasitet og kraftpris endrer seg i de ulike kjernekraftscenariene.

■ Kjernekraft
 ■ Landvind
 ■ Annen termisk
 Skravert – Endringer utenfor Norge
■ Havvind
 ■ Solkraft
 Ikke skravert – Endringer i Norge

1. *Kannibaliseringseffekten* refererer til hvordan økt produksjon fra én kraftkilde presser kraftprisen ned i perioder med høy produksjon, og dermed reduserer den økonomiske lønnsomheten for både samme og andre kraftkilder i kraftsystemet.

Høy Grunnscenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunnscenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

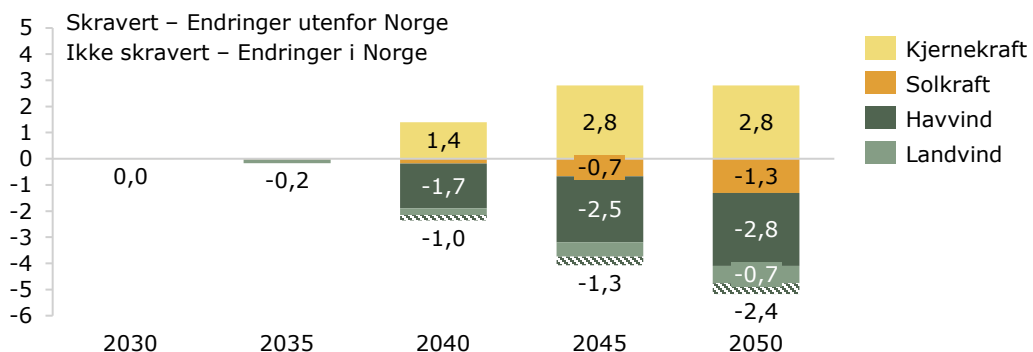
Lav Grunnscenario

Lav Konvensjonell

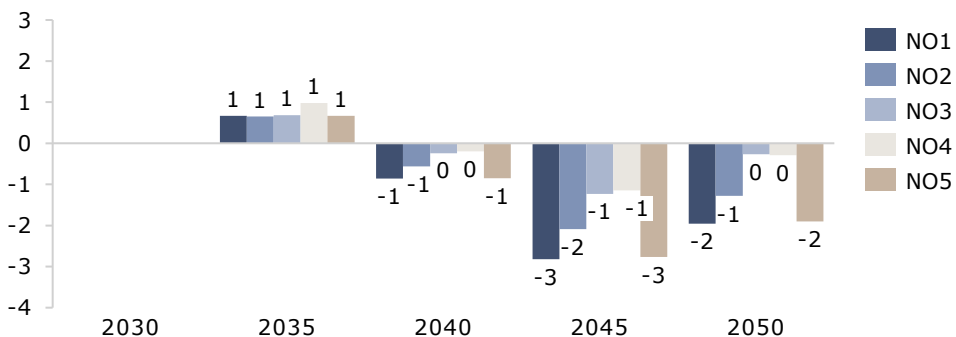
Lav SMR

I Basis-scenariet med Konvensjonell kjernekraft faller kraftprisen og gir et svekket investeringsklima for annen kraftproduksjon, spesielt for havvind

FORSKJELL I INSTALLERT KAPASITET SAMMENLIGNET MED GRUNNSCENARIOET, NORDEN (GW)



FORSKJELL I KRAFTPRIS SAMMENLIGNET MED GRUNNSCENARIOET, NORGE (€/MWH)



KOMMENTARER

- Figurene viser forskjellen i installert kapasitet og kraftpris relativt til grunnscenariet med Konvensjonell utbygging av kjernekraft. Positive verdier representerer høyere kapasitet/pris i kjernekraftscenariet, mens negative verdier representerer lavere kapasitet/pris.
- I **Basis**-scenariet uten kjernekraft blir økt kraftetterspørsel møtt av havvind. Med utbyggingen av 1,4GW ny kjernekraft i NO1 i 2040 i **Basis Konvensjonell-scenariet**, og ytterligere 1,4GW i 2045, svekkes investeringsklimaet for annen kraftproduksjon. Dette fører til lavere utbygging, særlig av havvind, f.o.m. 2040 sammenlignet med **Basis**-scenariet uten kjernekraft. Totalt er det om lag 5GW mindre fornybarkapasitet i 2050. Av dette utgjør havvind drøyt 3GW, solkraft 1,3GW og landvind 0,7GW.
- Når kjernekraft erstatter variabel vind- og solkraft, reduseres den totale installerte effekten (GW), fordi kjernekraft har høyere kapasitetsfaktor (i.e. produserer mer energi for hver enhet kapasitet). Den totale kraftproduksjonen (TWh) øker, som diskutert tidligere i rapporten.
- Prisnivået er ca. €1/MWh høyere i 2035 sammenlignet grunnscenariet. F.o.m. 2040 er prisene opptil €3/MWh lavere, i NO1 og NO5 i 2045, grunnet høyere kraftoverskudd i Norge og Norden.
- Allerede i 2035, fem år før den første kjernekraften settes i drift, er det lavere fornybarkapasitet i kjernekraftscenariet som følge av tapte fremtidige inntekter gjennom prosjektenes levetid. Den reduserte kapasiteten gir et lavere kraftoverskudd og presser prisene opp i 2035.
- Prisfallet fra 2040 er mest markant i de sørlige prisområdene NO1, NO2 og NO5, hvor kraftbalansen også styrkes mest. Kraftprisen faller fordi kraftoverskuddet i Norge øker.
- De fleste kapasitetsforskjellene er i Norge, med unntak av noe havvind i DK1 og SE3, som samlet utgjør rundt 0,4GW i 2050. Endringen i prisnivået utenfor Norge er generelt lavere enn i Norge.

Høy Grunnscenariet

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunnscenariet

Basis Konvensjonell

Basis SMR

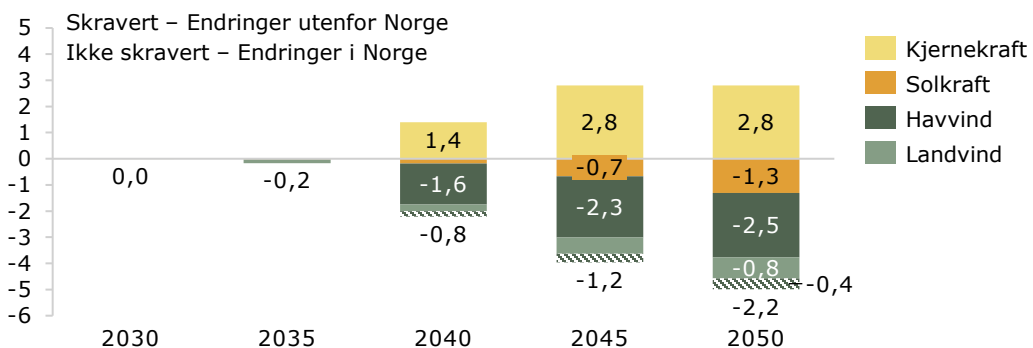
Lav Grunnscenariet

Lav Konvensjonell

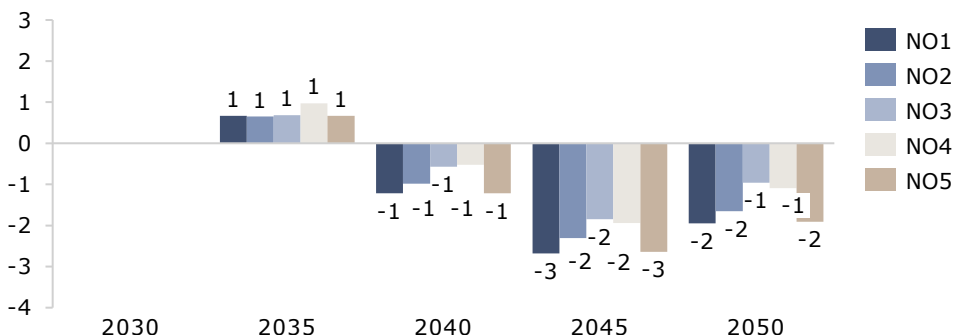
Lav SMR

Som for Konvensjonell utbygging, gir SMR noe lavere kraftpriser og et svekket investeringsklima for annen kraftproduksjon i Basis-scenariot

FORSKJELL I INSTALLERT KAPASITET SAMMENLIGNET MED GRUNNSCENARIOET, NORDEN (GW)



FORSKJELL I KRAFTPRIS SAMMENLIGNET MED GRUNNSCENARIOET, NORGE (€/MWH)



KOMMENTARER

- Figurene viser forskjellen i installert kapasitet og kraftpris relativt til grunnscenariot med SMR-utbygging av kjernekraft. Positive verdier representerer høyere kapasitet/pris i kjernekraftscenariot, mens negative verdier representerer lavere kapasitet/pris.
- Utbyggingen av 1,4GW ny SMR-kjernekraft i NO1 i 2040 i **Basis SMR-scenariot**, etterfulgt av ytterligere 1,4GW i 2045 – hvorav 300MW plasseres i hvert av de øvrige norske prisområdene – svekker investeringsklimaet for vind- og solkraft. Dette fører til lavere utbygging, særlig av havvind, fra og med 2040 sammenlignet med Basis-scenariot uten kjernekraft. Totalt er det om lag 5GW lavere fornybarkapasitet i 2050. Av dette utgjør havvind snaut 3GW, solkraft 1,3GW og landvind 0,8GW.
- **Kraftsystemet med SMR-kjernekraft, både når det kommer til endringer i installert kapasitet og prisnivå, er svært like hva vi ser for Konvensjonell kjernekraft i Basis-scenariot og driverne er de samme.**
- Prisene er lavere enn i Basis-scenariot f.o.m. 2040, slik som med Konvensjonell utbygging. Endringen er fortsatt mest markant i de sørlige prisområdene NO1, NO2 og NO5, hvor kraftbalansen styrkes mest.
- Kraftprisen er dog marginalt lavere i de nordlige prisområdene, NO3 og NO4, enn med Konvensjonell utbygging, ettersom den nye kjernekraftkapasiteten er spredd over hele landet. Samtidig tillater en noe desentralisert utbygging at det er plass til marginalt mer annen kraftproduksjon, noe som marginalt øker Norges kraftoverskudd.
- De fleste kapasitetsforskjellene er i Norge, med unntak av noe havvind i DK1 og SE3, som samlet utgjør rundt 0,4GW i 2050.
- Endringen i prisnivået utenfor Norge er lavere enn i Norge.

Høy Grunnscenariot

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunnscenariot

Basis Konvensjonell

Basis SMR

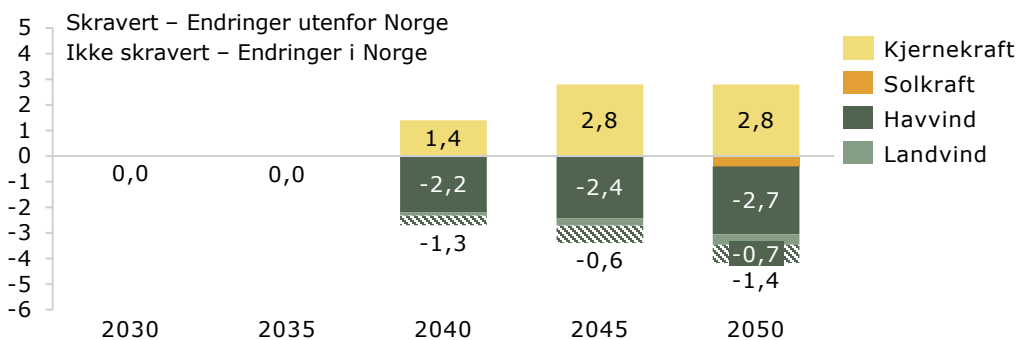
Lav Grunnscenariot

Lav Konvensjonell

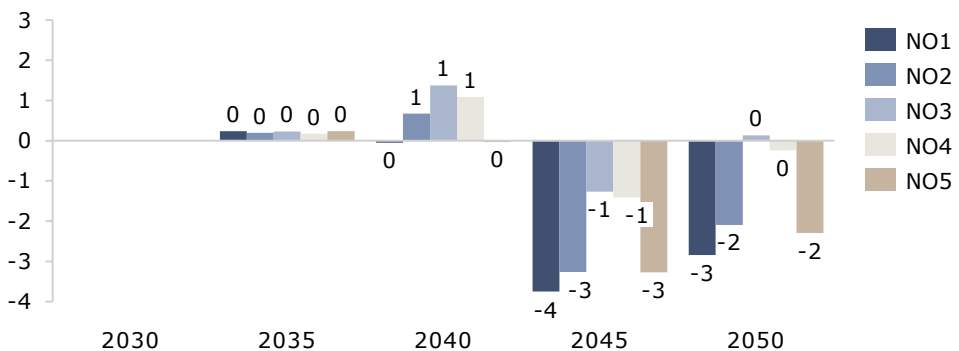
Lav SMR

Høy-scenarioet følger Basis-scenarioet tett. Kjernekraft gir et svekket investeringsklima for havvind

FORSKJELL I INSTALLERT KAPASITET SAMMENLIGNET MED GRUNNSCENARIOET, NORDEN (GW)



FORSKJELL I KRAFTPRIS SAMMENLIGNET MED GRUNNSCENARIOET, NORGE (€/MWH)



KOMMENTARER

- Figurene viser forskjellen i installert kapasitet og kraftpris relativt til grunnscenarioet med Konvensjonell utbygging av kjernekraft. Positive verdier representerer høyere kapasitet/pris i kjernekraftscenarioet, mens negative verdier representerer lavere kapasitet/pris.
- I **Høy**-scenarioet uten kjernekraft blir økt kraftteterspørsel møtt av havvind.
- Med utbyggingen av 1,4GW ny kjernekraft i NO1 i 2040 i **Høy Konvensjonell-scenarioet**, og ytterligere 1,4GW i 2045, svekkes investeringsklimaet for annen kraftproduksjon. Dette fører til lavere utbygging, særlig av havvind, f.o.m. 2040 sammenlignet med Høy-scenarioet uten kjernekraft. Totalt er det om lag 4GW mindre fornybarkapasitet i 2050. Av dette utgjør havvind drøyt 3,4GW, solkraft 0,4GW og landvind 0,4GW.
- **Kraftsystemet med kjernekraftutbygging i Høy-scenarioet endrer seg på samme måte som for Basis-scenarioet, både når det kommer til installert kapasitet og prisnivå.** Det er likevel noen små forskjeller:
 - I 2040 er prisnivået høyere enn i **Høy**-scenarioet uten kjernekraft. Dette skyldes høyere vinterpriser, drevet av betydelige lavere havvindkapasitet i Norge.
 - Det er små endringer i Høy-scenarioet med og uten kjernekraft når det kommer til solkraft, relativt til **Basis**-scenarioet. Det er fordi dette scenarioet i utgangspunktet har mer havvind. Som beskrevet tidligere, er havvindkapasiteten det første som endres i rebalanseringen.
 - De fleste kapasitetsforskjellene er i Norge, med unntak av noe havvind i DK1, SE3 og SE4, som samlet utgjør rundt 0,7 GW i 2050.
 - Høy-scenarioet med SMR er svært lik Høy Konvensjonell-scenarioet. Dette er presentert i Vedlegg.

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

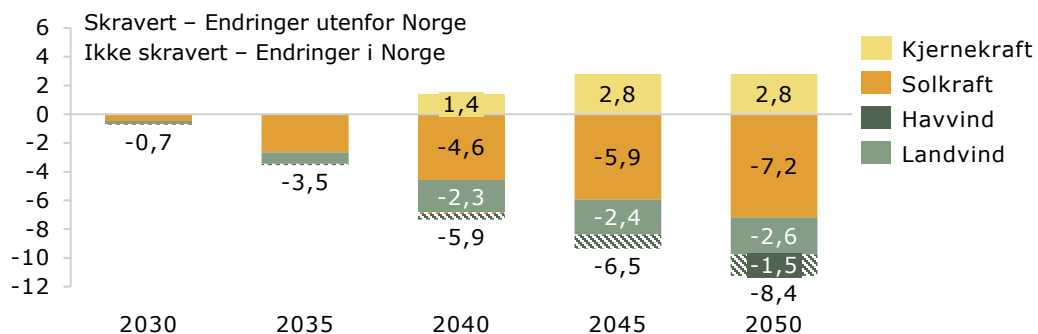
Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

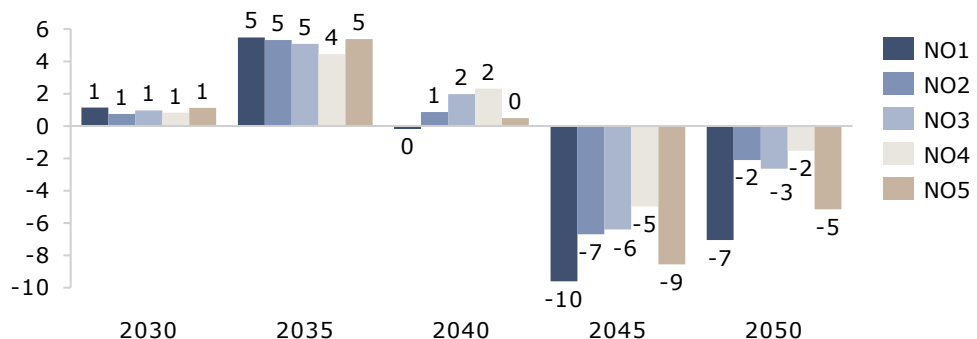
Lav SMR

I Lav-scenariet fører utbyggingen av kjernekraft til lavere utbygging av solkraft allerede ti år før den første reaktoren settes i drift

FORSKJELL I INSTALLERT KAPASITET SAMMENLIGNET MED GRUNNSCENARIOET, NORDEN (GW)



FORSKJELL I KRAFTPRIS SAMMENLIGNET MED GRUNNSCENARIOET, NORGE (€/MWH)



KOMMENTARER

- Figurene viser forskjellen i installert kapasitet og kraftpris relativt til grunnsscenarioet med Konvensjonell utbygging av kjernekraft. Positive verdier representerer høyere kapasitet/pris i kjernekraftscenariet, mens negative verdier representerer lavere kapasitet/pris.
- Med utbyggingen av 1,4GW ny kjernekraft i NO1 i 2040 i **Lav Konvensjonell-scenariet**, og ytterligere 1,4GW i 2045, svekkes investeringsklimaet for annen kraftproduksjon. Dette fører til lavere utbygging av solkraft f.o.m. 2035 sammenlignet med **Lav**-scenarioet uten kjernekraft. Totalt er det over 11GW mindre fornybarkapasitet i 2050. Av dette utgjør havvind drøyt 1,5GW, solkraft 7,2GW og landvind 2,6GW. Selv om dynamikken er lik som i Basis- og Høy-scenariet, er det noen forskjeller:
 - Lavere utbygging av havvind gjør at Lav Konvensjonell-scenariet får langt større forskjell i installert kapasitet (GW) totalt sett, ettersom én MW solkraft genererer vesentlig mindre energi enn én MW vindkraft.
 - Det er større forskjell i kapasitet før kjernekraften bygges ut. Dette skyldes at kraftprisene f.o.m 2040 faller langt mer i Lav-scenariet, noe som gir lavere inntekter gjennom levetiden til det som bygges før 2040.
 - Resultatet blir at sammenlignet med grunnsscenarioet blir prisene høyere før 2045, grunnet en svakere kraftbalanse, og deretter lavere, grunnet en sterkere kraftbalanse, ettersom energien fra kjernekraften overgår energireduksjonen fra vind- og solkraft i 2045 og 2050.
- I Norge er havvindutbyggingen begrenset i dette scenarioet, og det er primært forskjeller i solkraft- og landvindkapasitet. Dette gjør at investeringsklima for havvind svekkes også utenfor Norge. I SE3, SE2, SE4, DK1 og FI er havvindkapasiteten er samlet sett er 1,5GW lavere enn i scenarioet uten kjernekraft i 2050.
- Lav-scenariet med SMR er svært lik Lav Konvensjonell-scenariet. Dette er presentert i Vedlegg.

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

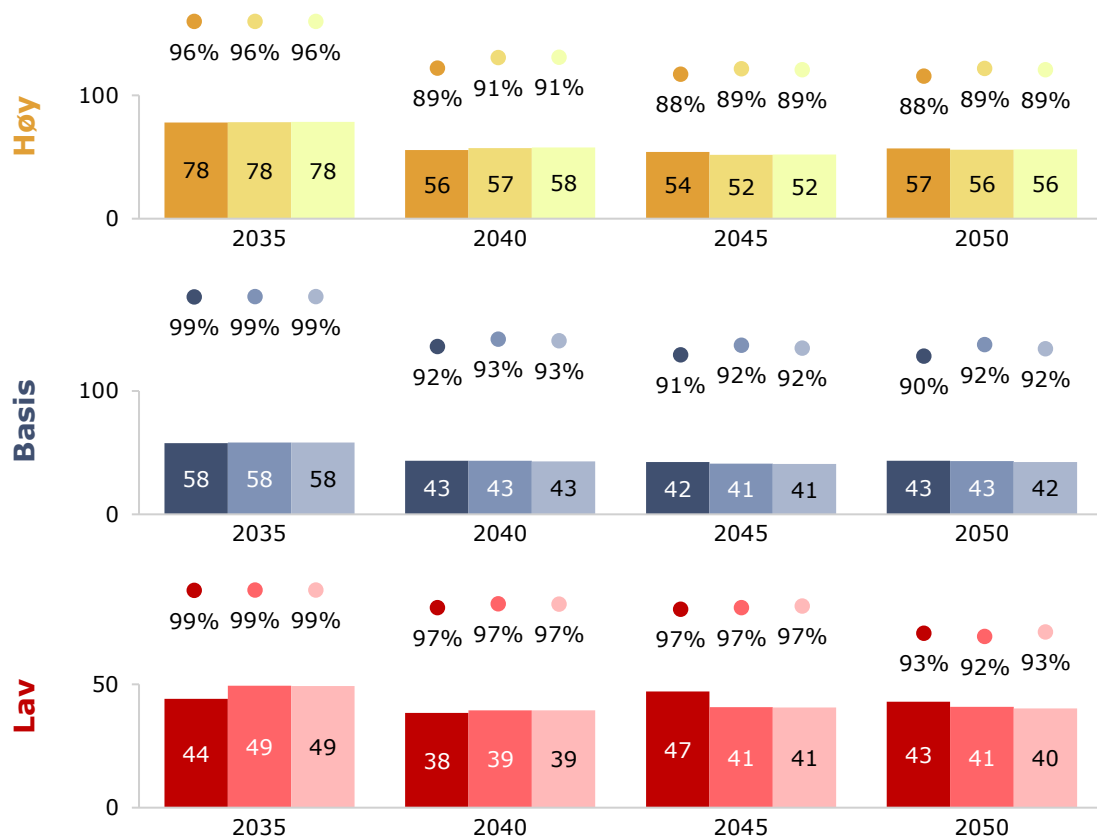
Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

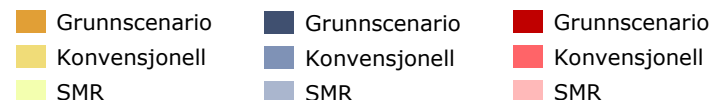
Inntjeningen til Sørlege Nordsjø II (1400MW) påvirkes i begrenset grad av ny kjernekraft, med et årlig inntektstap på 0,4% til 1,5%

OPPNÅDD KRAFTPRIS (€/MWH) OG CAPTURE RATE (%) FOR SNII



KOMMENTARER

- Som forklart tidligere er havvindprosjektene Sørlege Nordsjø II (SNII) og Utsira Nord beholdt i alle kjernekraftscenariene fordi vi antar at disse vil motta tilstrekkelig statsstøtte for å realiseres. Figuren til venstre viser oppnådd kraftpris (€/MWh) og capture rate (%) for første fase av SNII (1400MW) i NO2 for Høy-, Basis-, og Lav-scenariot i grunnsenarioene og med to ulike utbygginger av kjernekraft.
- Capture rates er høyere i **Basis**-scenariot med kjernekraft fordi det er marginalt færre nullpriser sammenlignet med grunnsenarioet. Samtidig er oppnådd kraftpris noe lavere grunnet lavere kraftpris generelt. Dermed faller SNIIs inntekter i kjernekraftscenariene. Den gjennomsnittlige årlige inntektsreduksjonen er på 1,5 millioner euro (-0,6%) med Konvensjonell kjernekraft, og 4,3 millioner euro (-1,5%) med SMR i perioden 2035-2050. Det høyere inntektsfallet ved SMR skyldes at kraftprisene i NO2 faller mer, siden NO2 også får kjernekraft.
- Også i **Høy**-scenariot er capture rates høyere og oppnådd kraftpris lavere enn scenariot uten kjernekraft. Konvensjonell kjernekraft gir noe høyere kraftpriser i NO2 enn med SMR, men samtidig en marginalt lavere oppnådd pris for SNII. Dette skiller seg fra Basis-scenariot, men forskjellen er marginal. Det gjennomsnittlige årlige inntektsfallet fra 2035-2050 utgjør 2,9 millioner euro (-0,8%) med Konvensjonell kjernekraft, og 1,4 millioner euro (-0,4%) med SMR.
- Forskjellen i oppnådd kraftpris i **Lav**-scenariot er mer markante på grunn av større variasjoner i den underliggende kraftprisen. Inntektsfallet i 2045 og 2050 motvirkes delvis av høyere inntekter i perioden før utbyggingen av kjernekraft. Likevel faller den gjennomsnittlige årlige inntjeningen med 3,7 millioner euro (-0,9%) med Konvensjonell kjernekraft, og 5,2 millioner euro (-1,4%) med SMR over perioden.



Høy Grunnscenariot

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunnscenariot

Basis Konvensjonell

Basis SMR

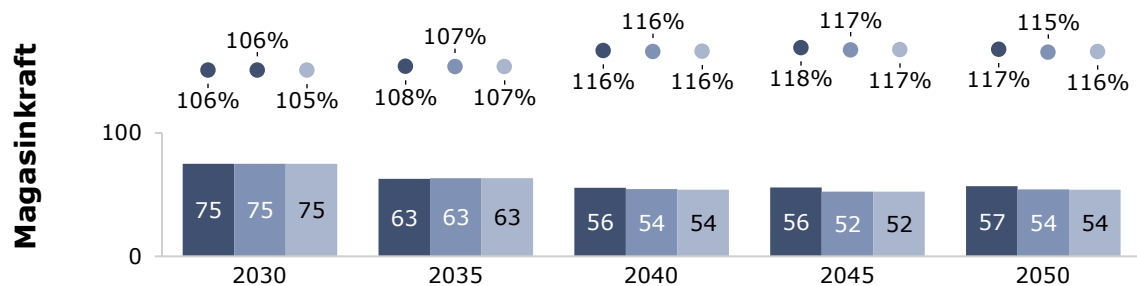
Lav Grunnscenariot

Lav Konvensjonell

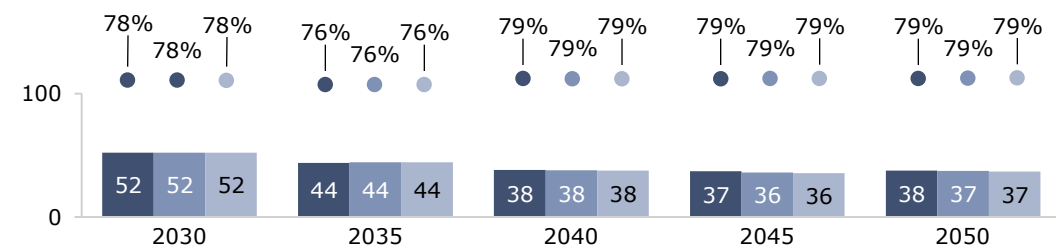
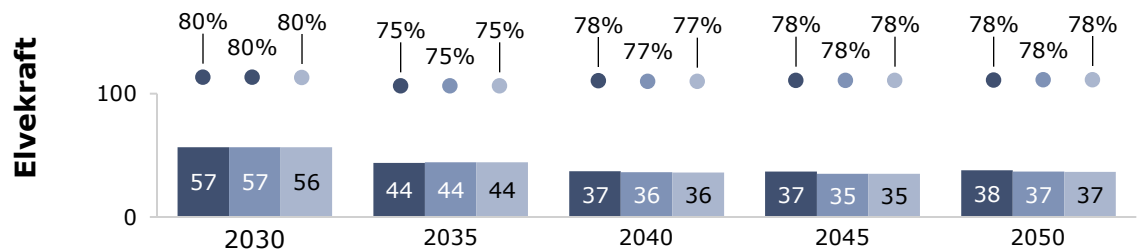
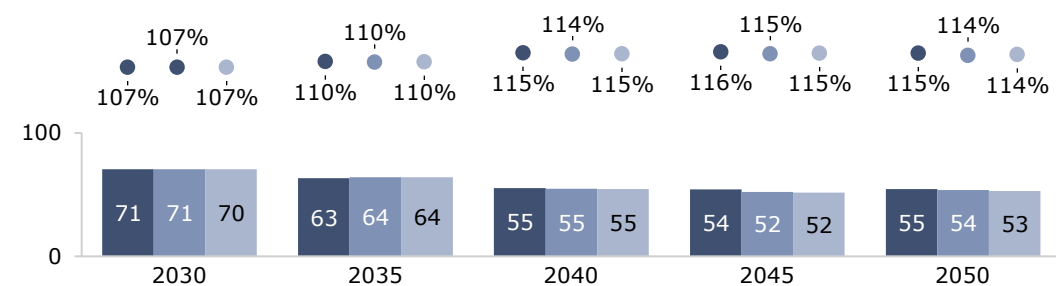
Lav SMR

Vannkraftens oppnådde kraftpris i Basis-scenariot faller noe som følge av en liten reduksjon i gjennomsnittlig markedspris

VANNKRAFTENS OPPNÅDDE KRAFTPRIS (€/MWH) OG CAPTURE RATE (%) I SØR-NORGE



VANNKRAFTENS OPPNÅDDE KRAFTPRIS (€/MWH) OG CAPTURE RATE (%) I NORD-NORGE



– Stolpene viser oppnådd kraftpris (€/MWh), mens prikkene viser capture rate (%), for magasinert vannkraft og elvekraft i Sør-Norge (NO1, NO2, NO5) og Nord-Norge (NO3, NO4) i Basis-scenariot med og uten kjernekraft. Magasinkraft oppnår generelt økende capture rate med økt variabel kraftproduksjon i systemet (fra 2030 til 2050). Kjernekraften gir litt lavere oppnådd kraftpris, som følge av lavere gjennomsnittlig kraftpris, og vannkraften får også marginalt lavere capture rate siden også kjernekraften produserer når prisene er høye. Elvekraften påvirkes i mindre grad. Totalt for vannkraften gir marginalt høyere oppnådd kraftpris høyere inntekter i 2035, men deretter gir lavere priser en gjennomsnittlig årlig inntektsreduksjon på 149 millioner euro (-1,8%) med Konvensjonell kjernekraft og 175 millioner euro (-2,2%) med SMR. Tilstrekkelig overføringskapasitet i det nordiske nettet gjør at det ikke er noen betydelig forskjell mellom Sør- og Nord-Norge mellom scenarioene. Vannkraftens oppnådde kraftpris i Høy- og Lav-scenariot følger de samme trendene (se Vedlegg).

■ Grunnscenario
■ Konvensjonell
■ SMR

Høy Grunn-scenariot
Høy Konvensjonell
Høy SMR
Basis Grunn-scenariot
Basis Konvensjonell
Basis SMR
Lav Grunn-scenariot
Lav Konvensjonell
Lav SMR

Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
3.1	Investeringsklima	54
3.2	Time-for-time-effekter	63
3.3	Kraftflyt og kraftbalanse	68
3.4	Priser og prisstruktur	75
3.5	Forsinket kjernekraft	83
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104



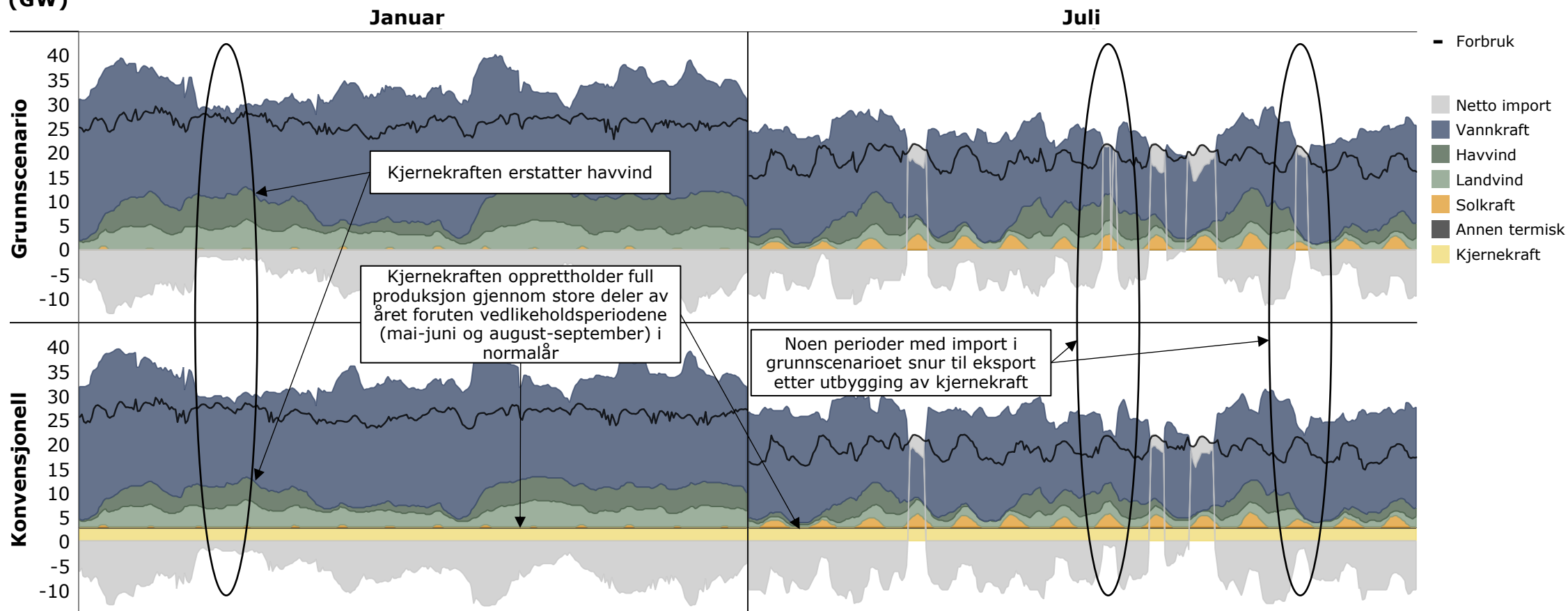
Time-for-time-analyser gir innsikt i samspillet mellom kjernekraft og andre teknologier

- Time-for-time-analyser gir innsikt i hvordan kraftsystemet faktisk opererer gjennom døgnet og året. Ved å se på produksjon og forbruk time for time, kan vi:
 - Vise samspillet mellom ulike teknologier, som vannkraft, vind, sol og kjernekraft.
 - Illustrere fleksibiliteten i kjernekraften, og hvordan den tilpasser seg variasjoner i forbruk og annen produksjon.
 - Se hvordan import og eksport påvirkes, spesielt i perioder med høyt forbruk eller lav produksjon.
- I dette kapitlet viser vi utvalgte uker fra **Basis**-scenarioet med og uten Konvensjonell kjernekraft i Norge, og ser nærmere på hvordan systemet responderer både på nasjonalt nivå og i NO1.



Kjernekraftscenarioet har mindre havvind men kraftbalansen i Norge styrkes – krafteksporten om sommeren øker

TIMESPRODUKSJON OG -FORBRUK I NORGE, VINTER OG SOMMER 2045, NORMALÅR, BASIS GRUNNSCENARIO VS. KONVENSJONELL (GW)

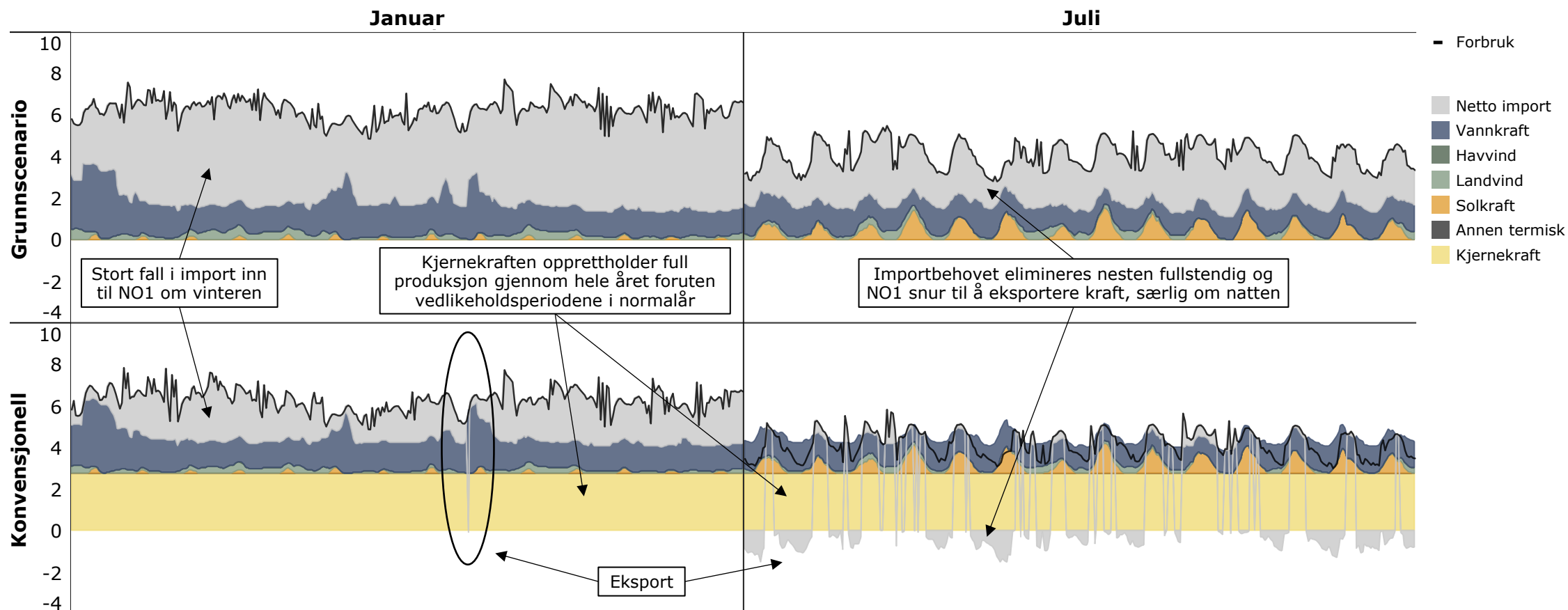


Merknader: Figuren presenterer resultater for væråret 2017.

- Høy Grunnscenario
- Høy Konvensjonell
- Høy SMR
- Basis Grunnsenario
- Basis Konvensjonell
- Basis SMR
- Lav Grunnscenario
- Lav Konvensjonell
- Lav SMR

Kjernekraften går som grunnlast og kraftunderskuddet i NO1 faller dramatisk – kjernekraften erstatter import fra andre budområder om sommeren

TIMESPRODUKSJON OG -FORBRUK I NO1, VINTER OG SOMMER 2045, NORMALÅR, BASIS GRUNNSCENARIO VS. KONVENSJONELL (GW)

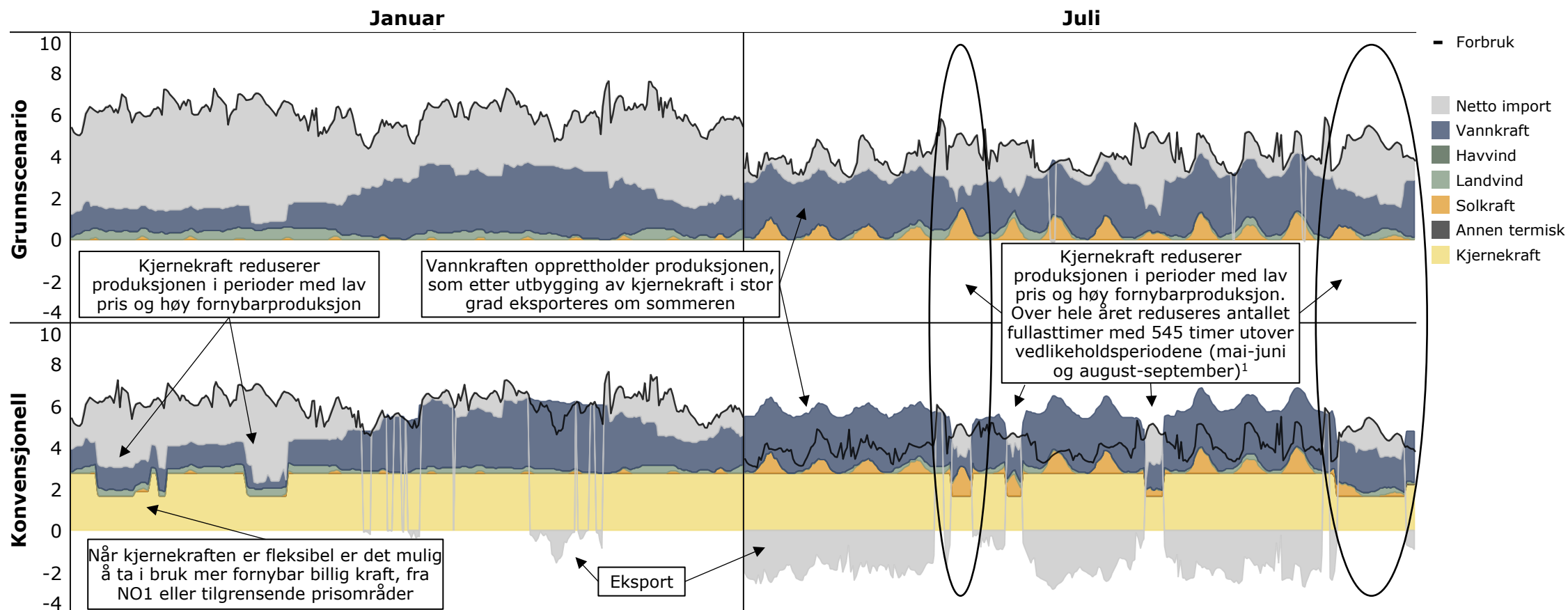


Merknader: Figuren presenterer resultater for væråret 2017.

- Høy Grunnscenario
- Høy Konvensjonell
- Høy SMR
- Basis Grunnscenario
- Basis Konvensjonell
- Basis SMR
- Lav Grunnscenario
- Lav Konvensjonell
- Lav SMR

I våtår snur NO1 til nettoeksport om sommeren, samtidig som kjernekraften reduserer produksjonen ved lave priser og høy fornybarproduksjon

TIMESPRODUKSJON OG -FORBRUK I NO1, VINTER OG SOMMER 2045, VÅTÅR, BASIS GRUNNSCENARIO VS. KONVENSJONELL (GW)



Høy Grunnscenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunnscenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

Lav Grunnscenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

Merknader: Figuren presenterer resultater for væråret 2015.

1. Dette beskrives i mer detalj på side 97 og 98.

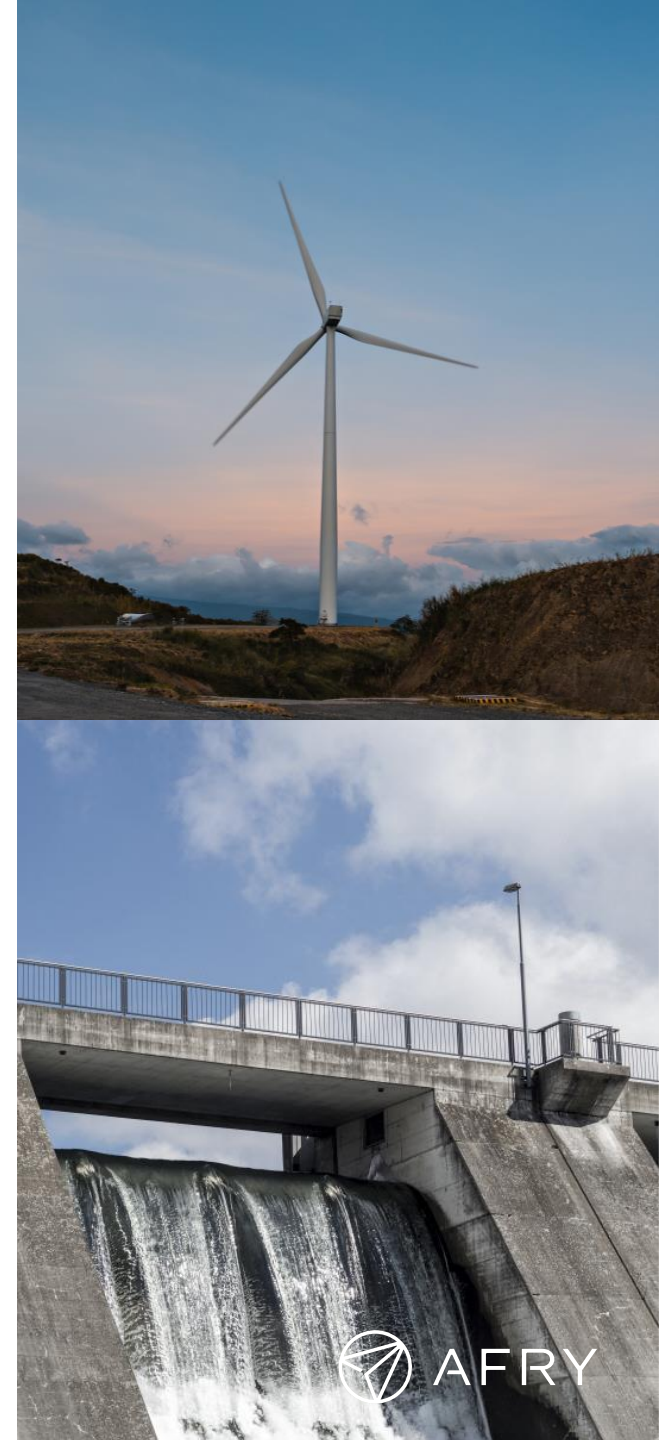
Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
3.1	Investeringsklima	54
3.2	Time-for-time-effekter	63
3.3	Kraftflyt og kraftbalanse	68
3.4	Priser og prisstruktur	75
3.5	Forsinket kjernekraft	83
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104



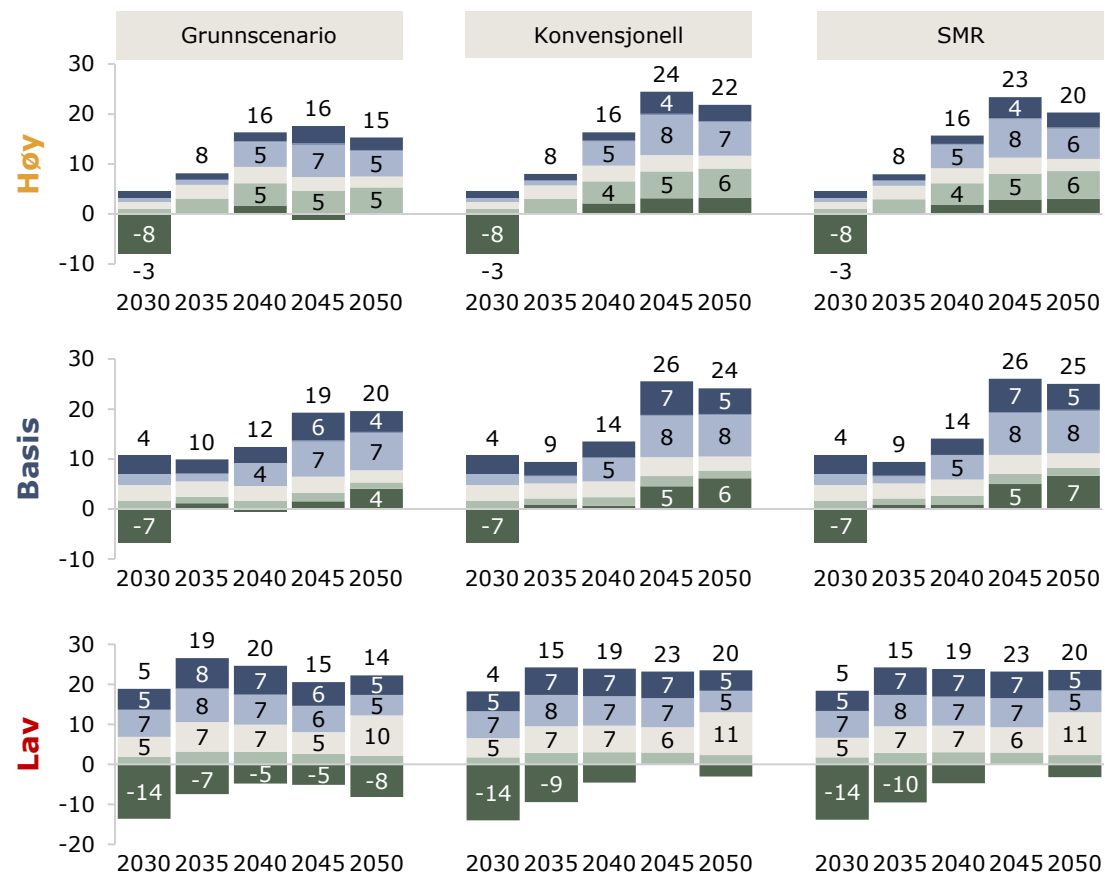
Kraftoverskuddet er en sentral driver for prisnivået i Norge

- I det nordiske kraftsystemet, med en stor andel vannkraft, varierer kraftprisene betydelig med værforhold som tilsig, temperatur og vind.
- Under normale forhold er den årlige kraftbalansen – altså forholdet mellom kraftproduksjon og -forbruk – en sentral driver for prisnivået i Norge. Et stort kraftoverskudd gir lavere priser, høyere eksport og gjør prisene i Norge mindre påvirket av prisnivået på Kontinentet.
- I dette kapitlet belyser vi hvordan kraftoverskuddet i Norge endres ved utbygging av kjernekraft og hvordan dette påvirker kraftflyten og kraftutvekslingen med andre land, både i gjennomsnitt og i et værår med lavt tilsig.



I scenarioene med kjernekraft styrkes det norske kraftoverskuddet og mer enn halvparten av den 'ekstra' krafteksporten går til Sverige

NETTO KRAFTFLYT UT AV NORGE PER DESTINASJON (TWH)



KOMMENTARER

- Figuren viser netto årlig kraftflyt mellom Norge og naboland for Høy-, Basis- og Lav-scenariet i grunnscenarioene og med Konvensjonell- og SMR-utbygging av kjernekraft. Positive verdier representerer eksport fra Norge, mens negative verdier representerer import.
- I alle tre grunnscenarioene har Norge et betydelig kraftoverskudd på lang sikt, som vokser ytterligere i scenarioene med kjernekraft i Norge.
- I **Basis**-scenarioet, for både Konvensjonell og SMR kjernekraft, øker netto eksport ettersom kjernekraftscenarioene har et høyere kraftoverskudd enn i grunnscenarioet fra og med 2045. Omtrent halvparten av det 'ekstra' kraftoverskuddet i 2045-2050 eksporteres til Sverige, mens resten går til Storbritannia og Danmark.
- I **Høy**-scenarioet er nettoeksporten i kjernekraftscenarioene tilnærmet lik som i grunnscenarioet i 2040, men betydelig høyere i 2045 og 2050 grunnet et større kraftoverskudd. Dette øker eksporten ut av Norge med om lag 5TWh i 2050.
- I **Lav**-grunnscenarioet øker kraftoverskuddet mot 2040, før det reduseres gradvis mot 2050. I scenarioene med kjernekraft endres denne trenden, slik at kraftoverskuddet øker også etter 2040. Dette resulterer hovedsakelig i at Norge importerer mindre kraft fra Sverige og heller får en netto kraftflyt mot Sverige på nær null.

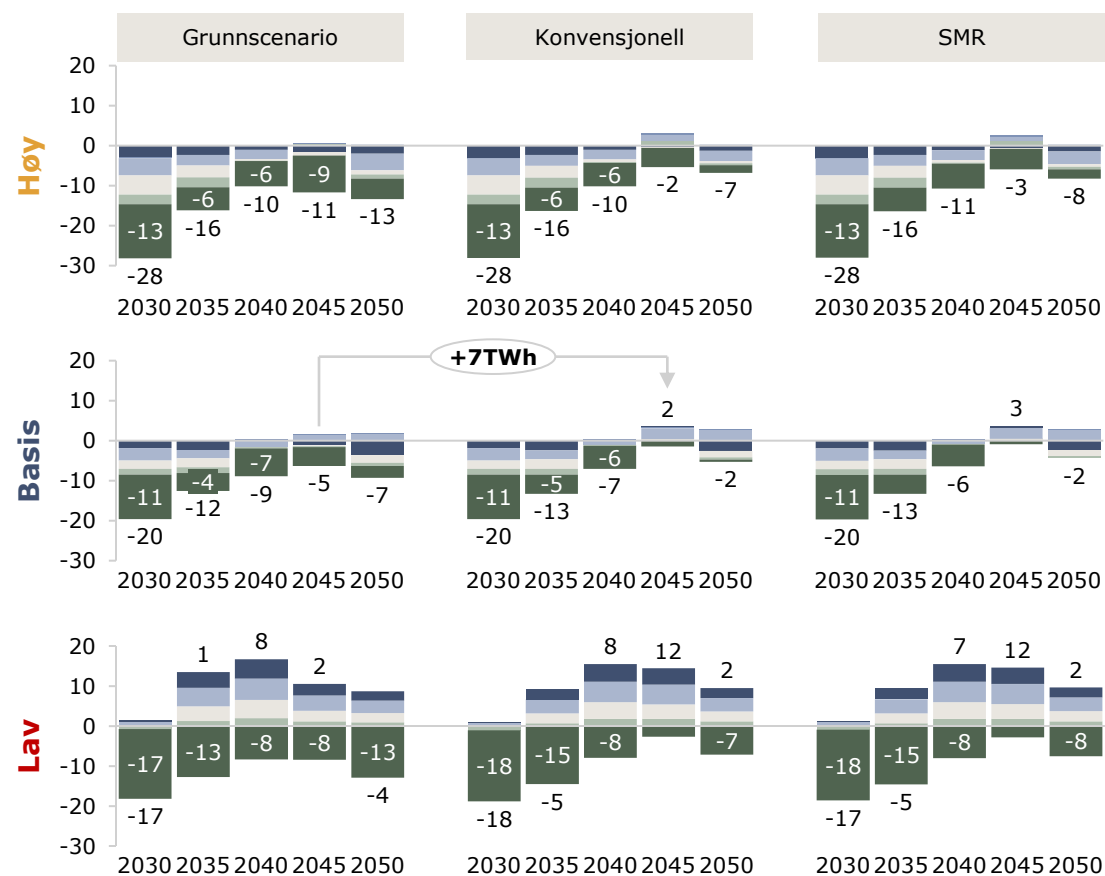
■ Danmark ■ Storbritannia ■ Nederland ■ Sverige
■ Finland ■ Tyskland ■ Russland

Merknader: Figuren presenterer et gjennomsnitt av alle 20 værår.

Høy Grunnscenario
 Høy Konvensjonell
 Høy SMR
 Basis Grunnscenario
 Basis Konvensjonell
 Basis SMR
 Lav Grunnscenario
 Lav Konvensjonell
 Lav SMR

I scenarioene med kjernekraft er behovet for import mindre i tørrår enn uten utbygging av kjernekraft

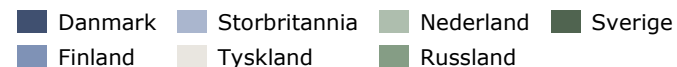
NETTO KRAFTFLYT UT AV NORGE PER DESTINASJON, TØRRÅR (TWH)



Merknader: Figuren presenterer resultater for væråret 2010.

KOMMENTARER

- Figuren viser netto årlig kraftflyt mellom Norge og naboland, **for et tørrår med kaldt vær og relativt lite vind**, for Høy-, Basis- og Lav-scenarioet i grunnscenarioene og med Konvensjonell- og SMR-utbygging av kjernekraft. Positive verdier representerer eksport fra Norge, mens negative verdier representerer import.
- Norges kraftsystem er i stor grad avhengig av vær- og tilsigssituasjonen. Selv om vi har nok kraftproduksjon til å dekke vårt kraftforbruk i et normalår, er vi avhengige av import i år med lavt tilsig, der vannkraftproduksjonen reduseres betydelig. I alle scenarioene reduseres behovet for import i tørrår i scenarioene med kjernekraft sammenlignet med de uten.
- I det valgte tørråret, i både **Høy-** og **Basis-**grunnscenarioet, er Norge i en underskuddssituasjon i alle modellerte år. Ved utbygging av kjernekraft er importbehovet betydelig lavere. I Basis-scenarioet i 2045 er kraftbalansen styrket med rundt 7TWh med Konvensjonell kjernekraft, og Norge er en netto eksportør av kraft heller enn importør. Eksporten er allikevel betydelig lavere enn i gjennomsnitt (se side 70). Samme dynamikk observeres ved en mer desentralisert utbygging av SMR.
- I **Lav-**grunnscenarioet er Norge i en overskuddssituasjon fra 2035 til 2045 til tross for lavt tilsig, men har fortsatt betydelig import fra Sverige i alle år. Dette endrer seg i kjernekraftscenarioene, hvor importen fra Sverige lavere i 2045 og 2050.



Høy Grunnscenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunnscenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

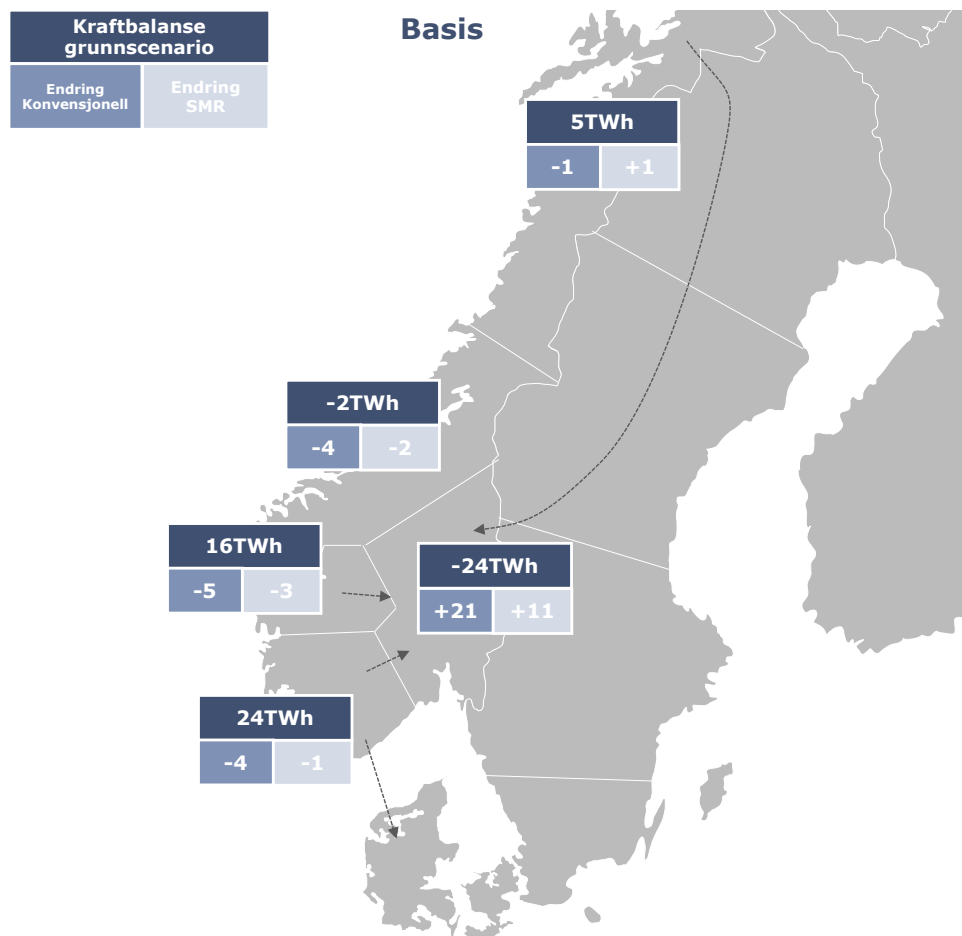
Lav Grunnscenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

I Basis-scenariot styrker kjernekraft kraftbalansen i NO1 og reduserer importbehovet, mens lavere produksjon svekker balansen i øvrige områder

KRAFTBALANSE (OG ENDRING) PER PRISOMRÅDE, 2045 (TWh)



KOMMENTARER

- Kartet viser kraftbalansen per prisområde i grunnscenarioet i 2045, i tillegg til endringen i kraftbalansen som følge av utbygging av Konvensjonell kjernekraft og SMR sammenlignet med grunnscenarioet, for **Basis**-scenarioet. Pilene viser de generelle flytmønstrene i grunnscenarioet.
- I grunnscenarioet flyter strømmen vanligvis fra både Nord-Norge og Sør-Norge og Vest-Norge mot Østlandet. NO1 har det største kraftunderskuddet i landet, med 24TWh i 2045. Derfor ledes noe av kraftoverskuddet fra Nord-Norge, blant annet gjennom det svenske nettet, sørover for å dekke behovet i denne delen av landet.
- I scenarioet med Konvensjonell kjernekraft plasseres all kjernekraften i NO1, og kraftbalansen styrkes kraftig med 21TWh, tilsvarende all kjernekraftproduksjonen. NO1 er fortsatt i en underskuddssituasjon, men med kun 5TWh. Eksporten fra NO5 og NO2 til NO1 reduseres dermed med henholdsvis 10TWh og 7TWh, samt at flyten ut av NO1 til SE3 og NO3 øker.
- I alle de øvrige prisområdene er kraftbalansen svakere enn i grunnscenarioet. Dette skyldes at det bygges ut mindre vind- og solkraft i disse områdene, særlig i NO2, NO5 og NO3.
- I scenarioet med SMR kjernekraft bygges fortsatt mest kjernekraft i NO1, men i andre byggetrinn er kjernekraften desentralisert og plassert i alle prisområder. Dermed er den største forskjellen i kraftoverskudd i NO1 også i dette scenarioet, med en økning på 11TWh relativt til grunnscenarioet. Også i NO4 er kraftbalansen 1TWh høyere. I de øvrige prisområdene er kraftbalansen lavere, men ikke like lav som i scenarioet med Konvensjonell kjernekraft.

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

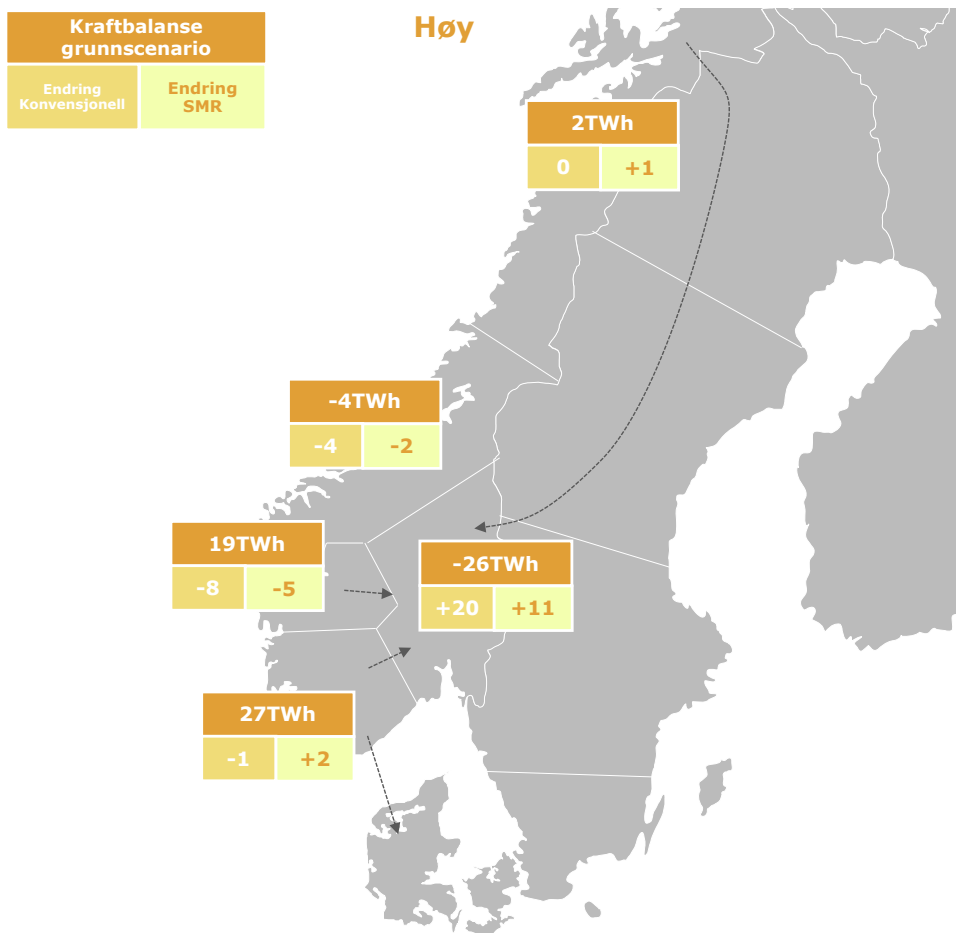
Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

I Høy-scenariot styrker kjernekraft kraftbalansen i NO1 noe mindre enn i Basis; kraftbalansen svekkes mest i NO5 grunnet mindre havvind

KRAFTBALANSE (OG ENDRING) PER PRISOMRÅDE, 2045 (TWh)



KOMMENTARER

- Kartet viser kraftbalansen per prisområde i grunnscenarioet i 2045, i tillegg til endringen i kraftbalansen som følge av utbygging av Konvensjonell og SMR kjernekraft sammenlignet med grunnscenarioet, for **Høy**-scenarioet. Pilene viser de generelle flytmønstrene i grunnscenarioet, som i hovedsak følger de samme trendene som i Basis-scenariot.
- NO1 har, som i Basis-scenariot, det største kraftunderskuddet i Norge, men i Høy-scenariot forsterkes denne ubalansen ytterligere. I tillegg er kraftbalansen i nord noe strammere i Høy-scenariot enn i Basis-scenariot.
- I scenarioet med Konvensjonell kjernekraft styrkes kraftbalansen i NO1 med 20TWh. Dette er 1TWh mindre enn det som bygges av kjernekraft, ettersom kjernekraftutbygging har redusert utbygging av vindkraft i NO1, sammenlignet med grunnscenarioet. Kraftbalansen svekkes i NO2, NO3 og NO5, men forblir uendret i NO4. Kraftbalansen svekkes mest i NO5 i Høy-scenariot, hovedsakelig som følge av redusert utbygging av havvind. Dette følger av at det er mer installert havvindkapasitet i NO5 i grunnscenarioet i Høy enn i Basis-grunnscenarioet.
- Behovet for import til NO1 er betydelig lavere i Høy-scenariot med Konvensjonell kjernekraft enn i grunnscenarioet, og eksporten fra NO5 og NO2 til NO1 reduseres med henholdsvis 11TWh og 4TWh. Flyten ut av NO1 til SE3 og NO3 øker med til sammen ca. 5TWh.
- I scenarioet med SMR styrkes kraftoverskuddet mest i NO1, som i Basis-scenariot, men kraftbalansen styrkes også i både NO1 og NO2, ettersom mindre havvindutbygging fortregnes av kjernekraft i NO2 enn i Basis-scenariot. I NO5 og NO3 svekkes kraftbalansen, men mindre enn i scenarioet med Konvensjonell kjernekraft.

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

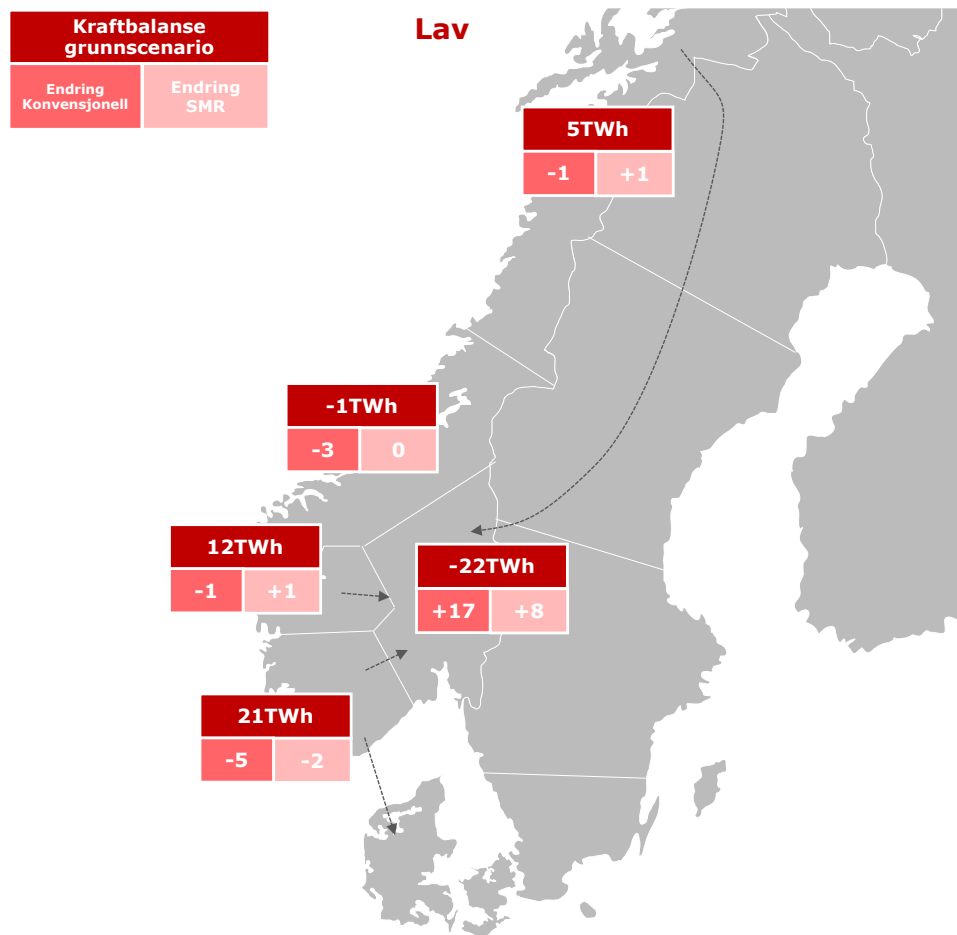
Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

I Lav-scenariot styrker kjernekraft kraftbalansen i NO1, men mindre enn i de to øvrige scenarioene

KRAFTBALANSE (OG ENDRING) PER PRISOMRÅDE, 2045 (TWh)



KOMMENTARER

- Kartet viser kraftbalansen per prisområde i grunnscenarioet i 2045, i tillegg til endringen i kraftbalansen som følge av utbygging av konvensjonell kjernekraft og SMR sammenlignet med grunnscenarioet, for **Lav**-scenarioet. Pilene viser de generelle flytmønstrene i grunnscenarioet.
- Lav-scenariot følger de samme hovedtrendene som Basis- og Høy-scenariotene når det gjelder kraftbalansen i de ulike prisområdene. Imidlertid skiller antakelsene om overføringskapasiteter både internt og ut av Norge seg betydelig fra de to andre scenariotene, ved at det er mindre overføringskapasitet i Lav-scenariotet. Dette påvirker særlig kraftflyten inn til NO1 og resulterer i mindre import fra NO2 og mer import fra NO5 og SE3 sammenlignet med Basis- og Høy-scenariotene.
- Som i Basis-scenariotet styrkes kraftbalansen i NO1, mens kraftbalansen svekkes i de øvrige prisområdene ved utbygging av kjernekraft. I Høy- og Basis-scenariotene er kraftbalansen i NO1 ca. 21TWh høyere enn uten kjernekraft, som tilsvarer kjernekraftutbyggingen. I Lav-scenariotet styrkes kraftbalansen med 17TWh i NO1, ettersom det bygges mindre annen ny kraftproduksjon i NO1, ca. 4TWh. Dette skyldes blant annet at det bygges mer sol, særlig i NO1, i Lav-grunnscenarioet enn i de øvrige scenariotene. Solkraften blir ulønnsom med kjernekraft.
- Ved utbygging av SMR styrkes kraftbalansen mest i NO1, men også noe i NO4 og NO5. I NO2 svekkes kraftbalansen, men mindre enn ved utbygging av Konvensjonell kjernekraft.

Høy Grunn-scenariot

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenariot

Basis Konvensjonell

Basis SMR

Lav Grunn-scenariot

Lav Konvensjonell

Lav SMR

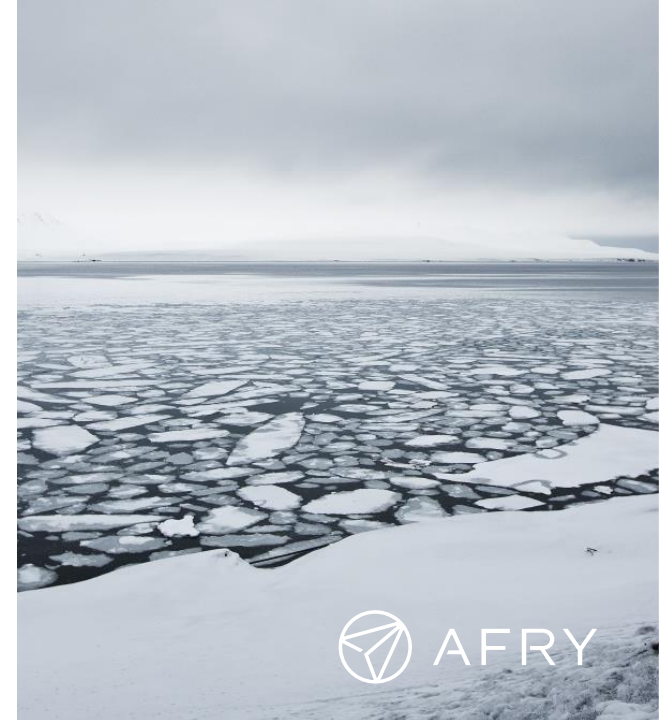
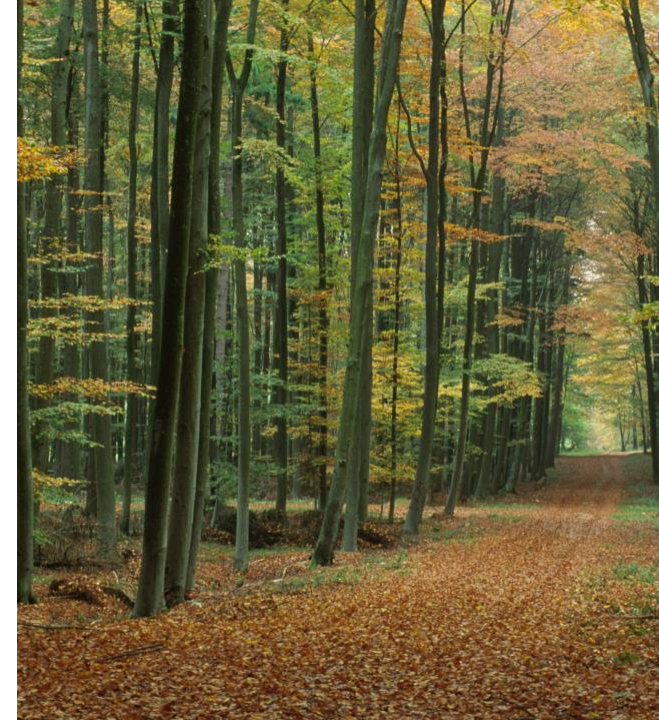
Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
3.1	Investeringsklima	54
3.2	Time-for-time-effekter	63
3.3	Kraftflyt og kraftbalanse	68
3.4	Priser og prisstruktur	75
3.5	Forsinket kjernekraft	83
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104



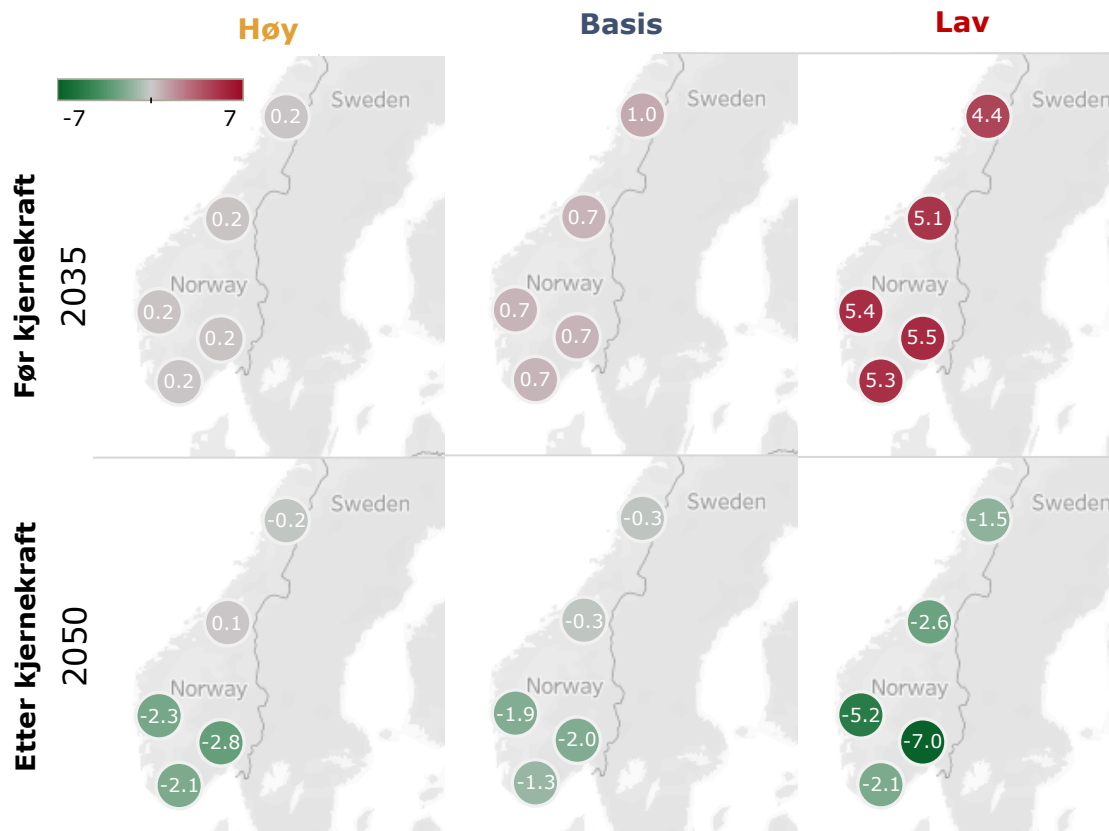
Kraftprisene med og uten kjernekraft analyseres under ulike klimatiske forhold

- I et vannkraftbasert kraftsystem som det norske, varierer kraftprisene betydelig med sesong, time på døgnet og værforhold. Denne analysen undersøker hvordan kjernekraft påvirker prisvariasjonene, og inkluderer:
 - Prisforskjell mellom budområder;
 - sesongvariasjoner (månedlig snittpris);
 - døgnvariasjon (timesnittpris); og
 - varighetskurver for timespris med og uten kjernekraft.
- For å fange opp variasjoner i vær og tilsig – som er avgjørende for det norske vannkraftbaserte systemet – er hvert modellerte år simulert basert på 20 historiske værår (ref. kapittel 2.2).
- I gjennomsnitt er forskjellene i kraftpris med og uten kjernekraft relativt små. Vi presenterer derfor også resultatene for noen utvalgte år, et tørrår (2010), et normalår (2017) og et våtår (2015), for å gi et bilde av hvordan kraftsystemet reagerer under ulike klimatiske forhold. Dette er viktig fordi gjennomsnittet kan skjule vesentlige effekter.



Prisnivået i Norge er relativt likt i systemene med og uten kjernekraft, men kraftprisen øker moderat før utbygging av kjernekraft og reduseres noe etter

KRAFTPRISDIFFERANSE I NORGE MED KONVENSJONELL KJERNEKRAFT MOT GRUNNSCENARIOET (€/MWH)



KOMMENTARER

- Kartene til venstre viser gjennomsnittlig prisdifferanse i de norske prisområdene i scenarioene med Konvensjonell kjernekraft sammenlignet med hvert av grunnsscenarioene.
- Kraftprisen øker noe før kjernekraften bygges ut, fordi det investeres mindre i fornybar energi når aktørene forventer at kjernekraften skal komme, og den reduseres noe at kjernekraften er i drift, fordi kraftoverskuddet er større på tross av mindre sol- og vindkraft.
- Denne effekten er særlig tydelig i Lav-scenariotet, hvor den generelle veksten i fornybar produksjonskapasitet i utgangspunktet er lavere enn i de andre grunnsscenarioene. Det betyr at det bygges mindre ny kapasitet mellom 2035 og 2040 (det første året kjernekraften kommer), og dermed er det også mindre «ny» kapasitet som kan bli ulønnsom når kjernekraften bygges i 2040 og 2045. Dette skiller Lav-scenariotet fra de andre.
- Som følge av dette er installert kapasitet betydelig lavere i 2035 i Lav-kjernekraftscenarioet enn i grunnsscenarioet, noe som gir en prisøkning. Dermed, for å holde lønnsomheten uendret, må prisene bli lavere i perioden etter at kjernekraften bygges. Det gjør at kraftprisene faller langt mer i 2050 enn i Høy og Basis-scenariotene. På denne måten får annen kraftproduksjon (sol- og vindkraft) lik inntjening, eller lønnsomhet, gjennom levetiden som i grunnsscenarioet (se side 32).
- I snitt er kraftprisen i Norge relativt lik i systemene med og uten kjernekraft. Det er i stor grad vannkraft som er prissettende i det norske systemet, og ettersom vindkraft og kjernekraft ligger langt ned på tilbudskurven fordi marginalkostnadene er lave, blir påvirkningen på gjennomsnittsprisen av å erstatte vindkraftproduksjon med kjernekraft begrenset.

Høy Grunnscenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunnscenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

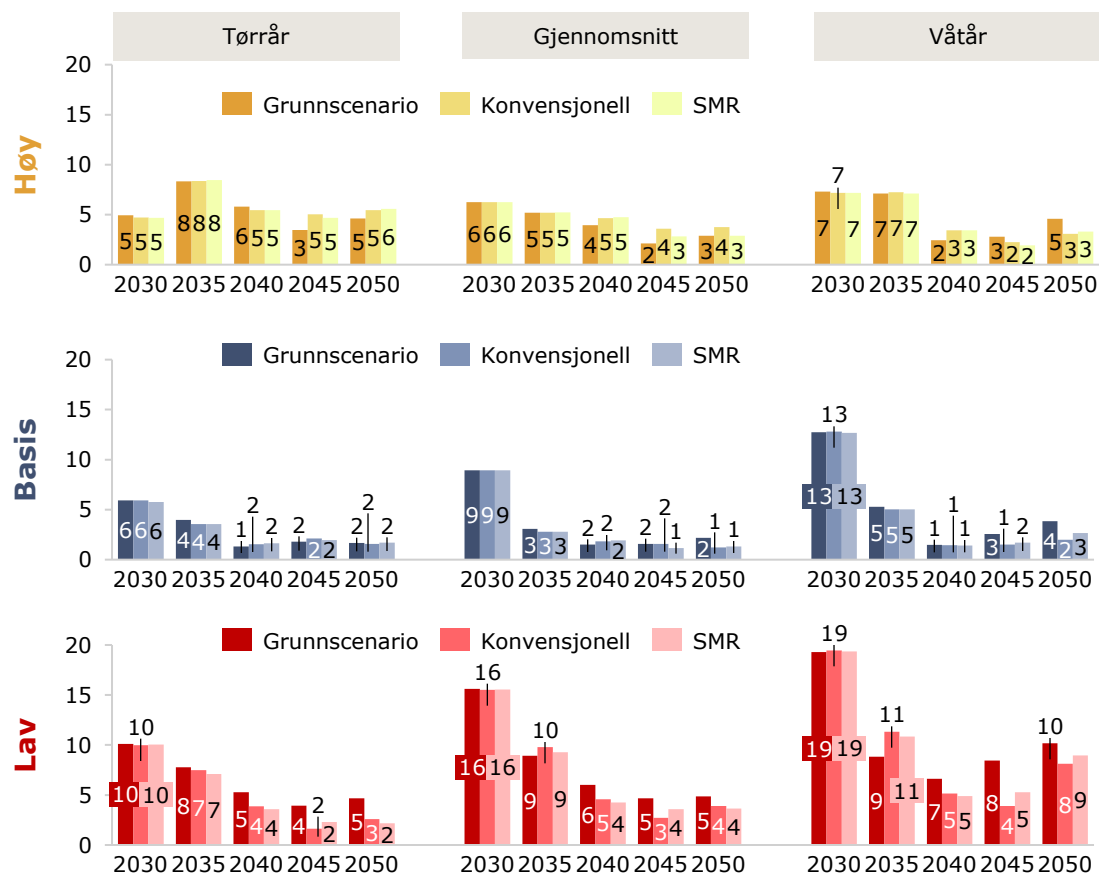
Lav Grunnscenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

Kjernekraft bidrar til å redusere prisforskjeller noe, men forskjellene er små på lang sikt grunnet nettutbygging og balanse mellom forbruk og produksjon

PRISFORSKJELL MELLOM PRISOMRÅDER I NORGE (€/MWH)



Merknader: Figurene viser resultater for et gjennomsnitt av 20 værår og værårene 2010 (tørrår) og 2015 (våtår).

KOMMENTARER

- Figuren viser forskjellen i årlig gjennomsnittspris mellom den høyeste og laveste områdeprisen i Norge, typisk forskjellen mellom NO2 og NO4, for Høy-, Basis- og Lav-scenarioet i grunnscenarioene og med Konvensjonell- og SMR-utbygging av kjernekraft. Figuren viser prisforskjellene i tørrår og våtår (beskrevet i kapittel 2.2), og i gjennomsnitt over alle 20 værår.
- På tvers av alle scenarioene, med og uten kjernekraft, er prisforskjellene i snitt størst i 2030, men avtar gradvis etter hvert som det nordiske kraftnettet forsterkes og prisområdene oppnår bedre balanse mellom produksjon og forbruk.
- Områdeprisforskjellene er generelt mindre i tørrår, og større i våtår. Denne dynamikken skyldes at de sørlige prisområdene – særlig NO2 – har lavere prisvariasjon mellom våte og tørre år, grunnet tettere tilknytning til kontinentet. Samtidig opplever Nord-Norge betydelig lavere priser i våtår, ettersom de sitter igjen med et stort kraftoverskudd som i mindre grad lar seg eksportere. Merk at i deler av Nord-Norge var det valgte tørråret (2010) våtere enn normalt, som også bidrar til mindre prisvariasjon i nord mellom de valgte våte og tørre årene.
- Utbygging av kjernekraft, både Konvensjonell og SMR, fører generelt til noe lavere områdeprisforskjeller i **Basis-** og **Høy-**scenarioet. Dette skyldes at mer kraftproduksjon lokaliseres nært områder med høyt forbruk (NO1), mens det bygges mindre produksjon andre steder. Allikevel er denne effekten relativt lav, opp til €2/MWh lavere prisforskjell, ettersom mye av produksjonen som fortreges av kjernekraft også er lokalisert i Sør-Norge (NO2 og NO5).
- Områdeprisforskjellene i **Lav-**grunnscenarioet er større som følge av mindre nettkapasitet mellom prisområder, som også gjør utslagene noe større i tørrår og våtår. Ved utbygging av kjernekraft reduseres prisforskjellene, men i 2035, fører reduserte investeringer i solkraft og landvind til en kraftigere prisøkning i sør enn i nord. Dette bidrar til å forsterke prisforskjellene mellom regionene.

Høy Grunnscenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunnscenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

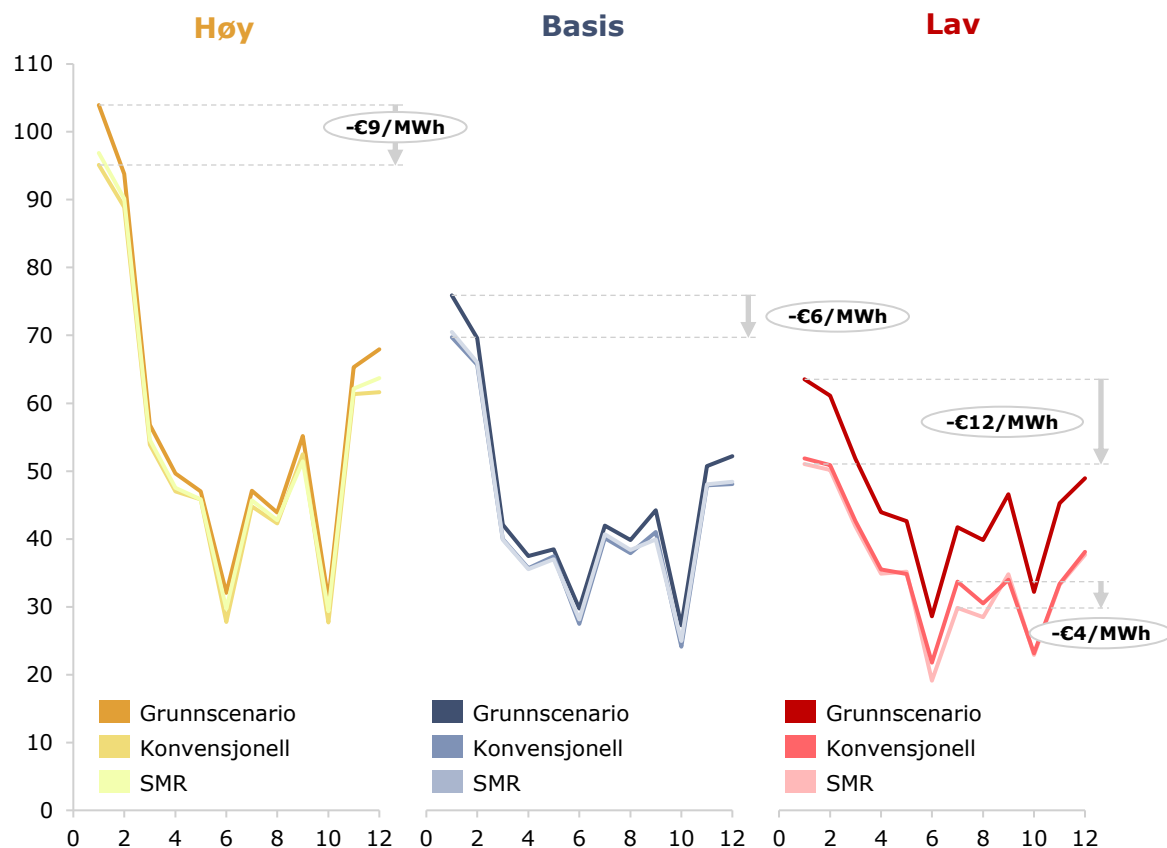
Lav Grunnscenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

Kjernekraft gir betydelig lavere kraftpriser om vinteren når kraftforbruket er høyt

GJENNOMSNIITTLIG MÅNEDSPRIS NO1, 2045, NORMALÅR (€/MWh)



Merknader: Figuren ovenfor viser resultater for værår 2017 og kan derfor ikke direkte sammenlignes med den gjennomsnittlige endringen vist tidligere.

KOMMENTARER

- Grafene viser gjennomsnittlig månedspris i NO1 i 2045 for et normalår for Høy-, Basis- og Lav-scenariet i grunnszenarioene og med Konvensjonell- og SMR-utbygging av kjernekraft.
- Kraftprisen er lavere i alle måneder i kjernekraftscenariene sammenlignet med grunnszenarioene på grunn av høyere kraftoverskudd. Utbygging av kjernekraft påvirker gjennomsnittsprisen i relativt liten grad i **Basis-** og **Høy-**scenariet, med unntak av månedene med høyest pris, som inntreffer om vinteren. Dette er månedene med høyest forbruk, og effekten er dermed enda tydeligere i Høy-scenariet med høyere forbruk. På det meste er prisen €9/MWh og €6/MWh lavere i enkelte måneder i Basis- og Høy-scenariet ved utbygging av kjernekraft.
- I **Lav-**scenariene med kjernekraft er prisene betydelig lavere over året sammenlignet med grunnszenariet, opptil €12/MWh i januar. Dette kommer av at kjernekraften utgjør en større andel av kraftsystemet i dette scenariet, i tillegg til at utvekslingskapasiteten mot Kontinentet er lavere. En annen forskjell er at i Høy- og Basis-scenariene fortrenger kjernekraften hovedsakelig vindkraft, som har høyere produksjon om vinteren, mens i Lav-scenariet fortrenges mer solkraft, som har lavere vinterproduksjon. Dette gir en sterkere nettoeffekt på vinterprisene i Lav-scenariet, og motsatt effekt om sommeren.
- Scenarioene med Konvensjonell utbygging skiller seg i liten grad fra scenarioene med SMR. Den største prisforskjellen mellom utbyggingsalternativene er i Lav-scenariet, særlig i sommermånedene juni, juli og august. Både på grunn av vedlikeholdsprofilene og plasseringen av kjernekraften, er det mer tilgjengelig kjernekraftkapasitet i NO1 i Konvensjonell-scenariet. Ettersom det er mindre overføringskapasitet ut av NO1 i Lav-scenariet, blir en del av overskuddet innestengt i NO1, noe som senker prisene ytterligere.

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

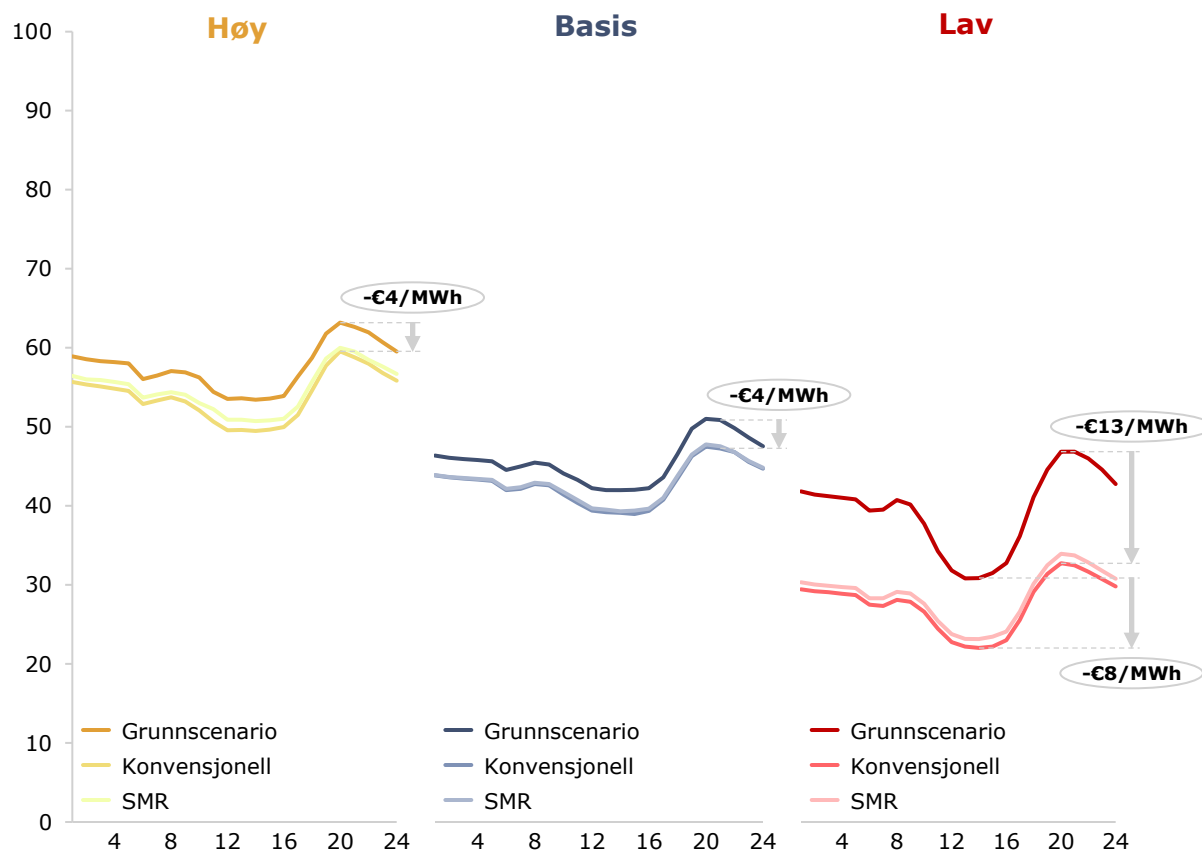
Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

Med kjernekraft er prisen lavere jevnt over døgnet, men i Lav-scenariot er forskjellen mest fremtredende om morgenen og om ettermiddagen/kvelden

GJENNOMSNIITTLIG DØGNVARIASJON I NO1, 2045, NORMALÅR (€/MWh)



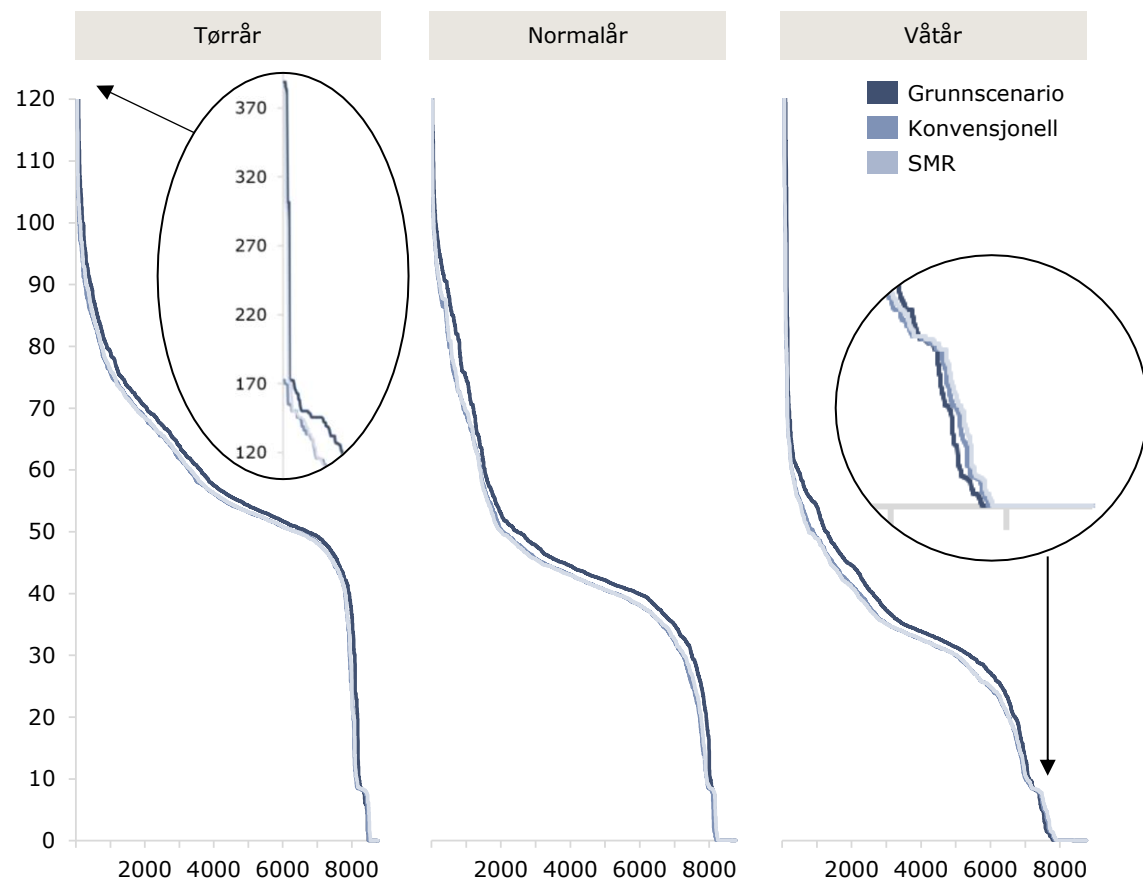
KOMMENTARER

- Figuren viser gjennomsnittlig timespris gjennom døgnet i NO1 i 2045 for et normalår for Høy-, Basis- og Lav-scenariot i grunnsenarioene og med Konvensjonell- og SMR-utbygging av kjernekraft.
- I alle grunnsenarioene er prisen noe lavere midt på dagen når forbruket er lavt og solkraftproduksjonen på sitt høyeste, og om ettermiddagen/kvelden er prisen høyere i takt med økt forbruk og avtakende solkraftproduksjon om kvelden/ettermiddagen. Likevel er prisen relativt jevn gjennom døgnet ettersom fleksibel vannkraft sammen med fleksibelt forbruk fra elektrolyse og elbillading bidrar til å jevne ut variasjonene i forbruk gjennom døgnet. I **Lav**-scenariot er denne formen på kurven tydeligere, ettersom det både er mer produksjon fra solkraft og mindre fleksibelt forbruk i kraftsystemet.
- Ved utbygging av kjernekraft er prisen jevnt over lavere i alle timer i døgnet i både **Basis**- og **Høy**-scenariot, med rundt €4/MWh.
- I **Lav**-scenariot derimot er prisforskjellen mellom grunnsenarioet og kjernekraftscenariotene større. Dette skjer fordi kjernekraften utgjør en relativt større del av kraftsystemet enn i Basis- og Høy-scenariotene. Ved utbygging av Konvensjonell kjernekraft senkes prisen med €8/MWh midt på dagen, og opp til €13/MWh på ettermiddags/kveldstoppene. Effekten av kjernekraften er altså størst i timene med høyest pris, der kjernekraften bidrar med økt stabil kapasitet ved høyere last.
- Forskjellen mellom Konvensjonell og SMR er veldig liten i alle scenarier, men i **Høy**- og **Lav**-scenariot er prisene noe lavere ved utbygging av Konvensjonell kjernekraft, ettersom kraftoverskuddet i NO1 er større i Konvensjonell. I **Basis**-scenariot er forskjellen ubetydelig.

Merknader: Figuren ovenfor viser resultater for værår 2017 og kan derfor ikke direkte sammenlignes med den gjennomsnittlige endringen vist tidligere.

Kjernekraft påvirker prisvolatiliteten i liten grad. De høyeste prisene reduseres, mens antallet timer nær eller lik null er noe lavere

VARIGHETSKURVER FOR TINESPRIS I NO1, 2045¹ (€/MWh)



Merknader: Figurene viser resultater for værårerne 2010 (tørrår), 2017 (normalår) og 2015 (våtår).
 1. Merk at akse er kuttet ved €120/MWh for bedre synlighet.

KOMMENTARER

- Grafene viser varighetskurver for timesprisen i **NO1** i 2045 i et **tørt** (2010), **normalt** (2017) og **våt** (2015) værår i **Basis**-scenarioet for grunnszenarioet og med Konvensjonell- og SMR-utbygging av kjernekraft.
- Lavere pris i Basis-scenarioet som følge av utbygging av kjernekraft er synlig på varighetskurvene. Kjernekraften bidrar med økt stabil kapasitet og senker dermed prisene sammenlignet med grunnszenarioet. Dette ser vi ved at scenarioene med kjernekraft ligger under grunnszenarioet i de fleste timer både i tørr-, våt- og normalår. Det blir også flere timer hvor prisen settes rundt marginalkostnaden til kjernekraften (plataet rundt budprisen til kjernekraft på €8.4/MWh, se utsnitt).
- Varighetskurvene viser at kjernekraft påvirker prisvolatiliteten i liten grad. Samtidig er antallet timer med priser nær eller lik null noe lavere i scenarioene med kjernekraft (se utsnitt). Dette skjer ettersom det er mindre uregulerbar kraftproduksjon samtidig som kjernekraft velger å redusere sin produksjon når prisen blir svært lav over tid (se kapittel 2.3). Dette skjer i alle tre værårerne, men effekten er størst i våtår.
- De aller høyeste prisene er betydelig lavere i scenarioene med kjernekraft, som vi kan se av det oppskalerte utsnittet av prisene over €120/MWh for tørråret. Den største forskjellen i topp-pristimen mellom scenarioene finner vi her: prisen er €388/MWh uten kjernekraft i grunnszenarioet og €172/MWh med Konvensjonell kjernekraft – en forskjell på 56%. Ser vi på snittet av de 5% dyreste timene, er det størst forskjell i våtåret hvor prisene i snitt er €13/MWh lavere, både i Konvensjonell og SMR, relativt til grunnszenarioet.
- Tilsvarende varighetskurver for **Høy**-scenarioet følger generelt de samme trendene og driverne som i Basis-scenarioet.

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

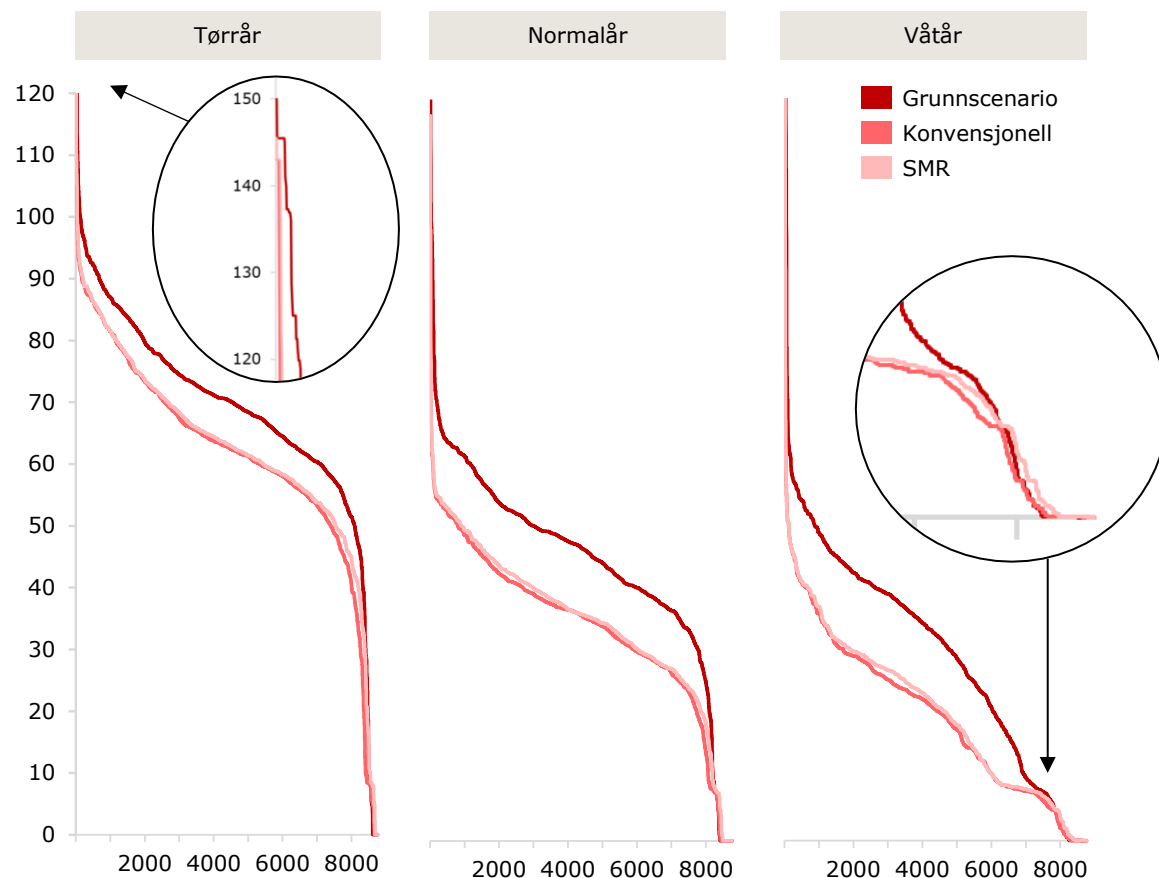
Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

I Lav-scenariet er prisen lavere i de fleste timer ved utbygging av kjernekraft, og forskjellen er betydelig større enn i de øvrige scenarioene

VARIGHETSKURVER FOR TIDSPRIS I NO1, 2045 (€/MWH)



Merknader: Figurene viser resultater for værårene 2010 (tørrår), 2017 (normalår) og 2015 (våtår).

KOMMENTARER

- Grafene viser varighetskurver for timesprisen i **NO1** i 2045 i et **tørt** (2010), **normalt** (2017) og **våt** (2015) værår i Lav-scenariet for grunnszenarioet og med Konvensjonell- og SMR-utbygging av kjernekraft.
- I **Lav**-scenariet er prisforskjellen med og uten kjernekraft større enn i Basis- og Høy-scenariet. Årsaken er at kraftbalansen styrkes mer med kjernekraft enn i de andre scenarioene. I tillegg er det mindre nettkapasitet ut av NO1, noe som forsterker forskjellen i pris. Denne effekten blir mer fremtredende i Konvensjonell, ettersom mer kjernekraft er plassert i NO1 enn i SMR-scenariet.
- I et våtår er fallet i prisvolatilitet med kjernekraft mest påfallende. Da settes prisen nær kjernekraftens marginalkostnad i mange flere timer enn i de andre værårene, noe som gir et tydelig platå i varighetskurven rundt €8,4/MWh. At kjernekraften setter prisen i flere timer, skyldes lavere forbruk og produksjon sammenlignet med Basis- og Høy-scenariet, slik at samme mengde kjernekraften får relativt større effekt.
- De aller høyeste prisene er betydelig lavere med kjernekraft, også i Lav-scenariet. Den største forskjellen finner vi i tørråret, der gjennomsnittsprisen for de 5% dyreste timene er €18/MWh lavere enn uten kjernekraft. Den dyreste enkelttimen er €150/MWh uten kjernekraft og €117/MWh med, en nedgang på 22%. Denne reduksjonen er mindre enn i Basis- og Høy-scenariet, men topppristimene er også betydelig lavere i Lav-scenariet, både på grunn av sterkere kraftbalanse og lavere kontinentalpriser.
- Forskjellen i antall priser nær eller lik null er liten med og uten kjernekraft, og synlig kun med SMR. Selv om det er lavere fornybarproduksjon i kjernekraftscenariene, særlig fra solkraft, fortrenses mindre ny produksjon enn det som tilføres av kjernekraft. Derfor blir effekten på nullpriser i sum liten.

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
3.1	Investeringsklima	54
3.2	Time-for-time-effekter	63
3.3	Kraftflyt og kraftbalanse	68
3.4	Priser og prisstruktur	75
3.5	Forsinket kjernekraft	83
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104



Gjennom en sensitivitetsanalyse undersøkes effekten av at kjernekraften blir forsinket med fem år relativt til hva vi forutsetter i Basis-scenarioet

- En sensitivitet viser hvordan resultatene endres dersom én sentral forutsetning endres, mens resten av forutsetningene er uendret. Sensitivitetsanalyser brukes til å forstå hvor robuste eller sårbare resultatene er for endringer i enkeltfaktorer¹.
- Vi har derfor valgt – i samråd med Kjernekraftutvalget – en sensitivitet for å undersøke hvordan kraftmarkedet endrer seg hvis kjernekraftutbyggingen blir forsinket. Denne sensitiviteten er presentert nedenfor og er valgt fordi kjernekraftprosjekter er svært kompliserte og omfattende, noe som kan føre til forsinkelser. Øvrige investeringer i kraftsystemet holdes uendret. Sensitivitetene gjøres på **Basis**-scenarioet med Konvensjonell kjernekraft, og gir oss blant annet innsikt i:
 - Hvordan prisnivået endrer seg.
 - Hvordan kraftbalansen og kraftflyten endrer seg.
 - Om forsinket kjernekraft fører til knapphet på strøm.

FORSINKET KJERNEKRAFTUTBYGGING

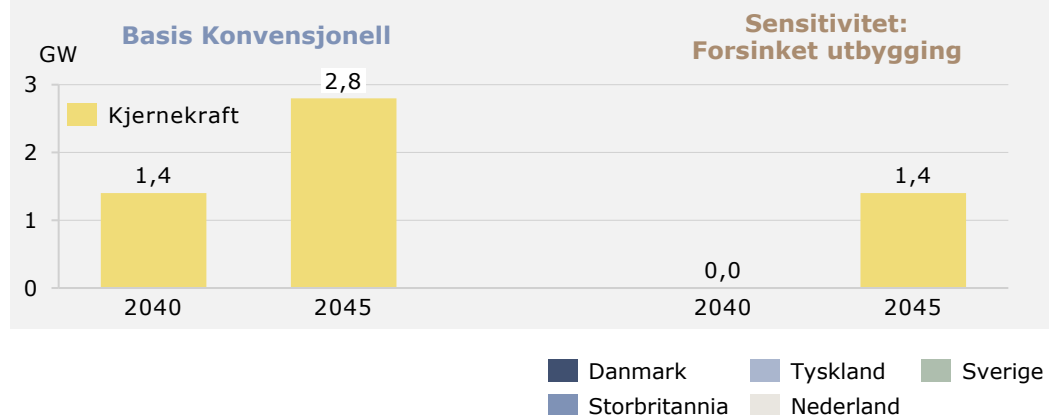
- I resten av analysen forutsetter vi at markedet kjenner til at det vil bli en utbygging av kjernekraft i Norge, slik at aktører i markedet kan tilpasse sine investeringer i forkant.
- De siste kjernekraftutbyggingene i Europa har hatt store forsinkelser. Et eksempel på dette er det finske prosjektet Olkiluoto 3 som sto ferdig i april 2023, rundt 14 år etter planlagt idriftsettelse.
- Hensikten med denne sensitiviteten er derfor å analysere hva som skjer i kraftsystemet hvis aktørene har tilpasset seg at kjernekraften kommer, men så blir den forsinket.
- Sensitivitetsanalysen undersøker markedskonsekvensene av at ny kjernekraft settes i drift fem år senere enn hva aktørene i markedet trodde. Øvrige investeringer i kraftsystemet holdes uendret (i.e. like som i Basis-scenarioet med Konvensjonell kjernekraft).

1. Kraftsystemet rebalanseres med andre ord ikke.

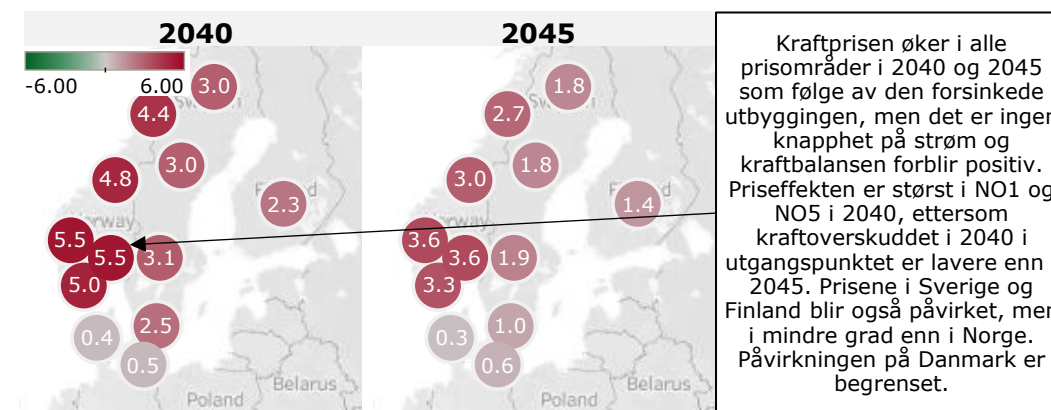
Forsinket kjernekraftutbygging gir høyere kraftpris, men kraftbalansen forblir positiv og det blir ingen knapphet på strøm

FREMGANGSMÅTE

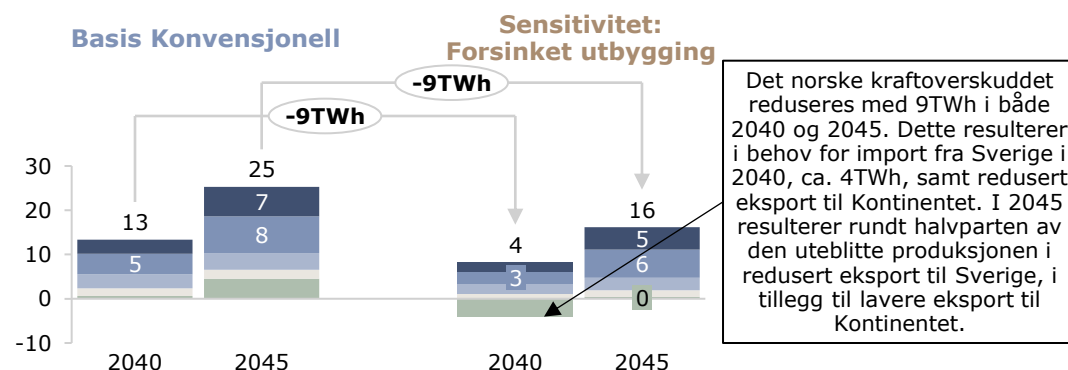
- I Basis Konvensjonell-scenarioet har aktørene i kraftmarkedet tilpasset seg at kjernekraft blir bygget ut i 2040 og 2045. Denne sensitiviteten undersøker hva som skjer med kraftprisen og kraftbalansen i Norge hvis utbyggingen av kjernekraft uventet blir fem år forsinket. Forutsetningene er vist i figurene under. Dette innebærer om lag 9TWh mindre produksjon i NO1 i 2040 og 2045.
- Alle andre antakelser holdes like i denne sensitiviteten. Vi mener dette er en rimelig antagelse ettersom vi mener det er lite sannsynlig at aktører i kraftmarkedet vil endre sine investeringer, som følge av forsinket utbygging, i så stor grad at det vesentlig vil påvirke utfallet for analysen.
- Vi finner at kraftprisen i Norge øker med om lag €3-6/MWh, hvorav økningen er størst i Sør-Norge (se figur øverst til høyre). Norge har fortsatt et kraftoverskudd på tross av 9TWh lavere produksjon. Det er mindre eksport til Kontinentet og det blir noe import fra Sverige (se figur nederst til høyre).



KRAFTPRISØKNING FORÅRSAKET AV FORSINKET UTBYGGING AV KJERNEKRAFT I NO1 (€/MWH)



NETTO KRAFTFLYT UT AV NORGE PER DESTINASJON (TWH)



Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104



Kjernekraft kan påvirke den norske effektsituasjonen og behovet for annen fleksibilitet

BAKGRUNN OG FORMÅL

- Norge har historisk hatt et betydelig effektoverskudd, takket være store vannkraftressurser. Dette har gjort oss i stand til å dekke eget forbruk selv i timer med høy etterspørsel og lav tilgang på produksjon, uten behov for import.
- Men både det norske og europeiske kraftsystemet er nå i rask endring. Forbruket forventes å øke som følge av elektrifisering, ny industri og endrede forbruksmønstre. Samtidig skal produksjonen omstilles mot en større andel væravhengig fornybar energi, mens termisk regulerbar kraft fases ut. Det er også begrenset forventning om ny utbygging av regulerbar produksjonskapasitet.
- Denne utviklingen er ventet å føre til økt etterspørsel etter effekt både nasjonalt og i resten av Norden og Europa. Mer variabel produksjon skaper behov for å håndtere større ubalanser, som krever mer reserver. Samtidig blir slike reserver stadig vanskeligere og dyrere å skaffe, noe som utfordrer balansen mellom forbruk og produksjon.
- NVE og Statnett har uttrykt bekymring for fremtidens effektsituasjon, særlig i scenarier med kraftig forbruksvekst. Denne veksten er forventet å dekkes hovedsakelig av sol- og vindkraft, noe som kan føre til at vannkraftens effektoverskudd ikke lenger er tilstrekkelig. En eventuell satsing på kjernekraft kan bidra til å styrke effektsituasjonen, og det er nettopp dette vi ønsker å undersøke i denne analysen.

ANALYTISK TILNÆRMING

- I denne analysen kjører vi simuleringer av fremtiden for å forstå risikoen eller hyppigheten av perioder der vi ikke har tilstrekkelig effekt til å dekke forbruket.
- Historisk sett har de to viktigste faktorene som påvirker systemets effektsikkerhet vært anleggs pålitelighet (risiko for utfall) og variasjon i etterspørsel (på grunn av temperatur og menneskelig atferd).
- Analysen bruker derfor Monte Carlo-simuleringer, som benytter statistiske fordelinger av anleggsutfall og et stort antall tidsserier for etterspørsel og klimatiske forhold (hydrologi, vindhastigheter og solinnstråling), for å vurdere effektsituasjonen.
- Gitt den økende andelen fornybar energi og for å ta høyde for energilagring, må både værforhold og den tidsmessige sammenhengen mellom timer modelleres. Derfor analyserer vi ikke enkeltstående timer isolert, men modellerer hele tidsserier kontinuerlig for å fange opp dynamikken og avhengighetene mellom timene.
- Denne analysen forsøker å identifisere potensielle svakheter i systemet og kritiske situasjoner som kan utfordre den norske effektsituasjonen på generell basis, men analysen kan ikke identifisere hvilke utfall som fører til knapphet på effekt.

Analysen av effektsituasjonen estimerer sannsynligheten for at det norske kraftsystemet ikke klarer å dekke (deler av) etterspørselen

- Den norske effektsituasjonen er analysert ved hjelp av Loss Of Load Expectation (LOLE), som er en mye brukt indikator for effekt- og forsyningssikkerhet.
- LOLE representerer antallet timer per år hvor det statistisk sett forventes at kraftforsyningen ikke klarer å møte hele forbruket. Det blir knapphet på strøm eller lasttap (se tekstboks til høyre). Dette modelleres ved å:
 1. Identifisere perioder fra markedssimuleringen der effektsituasjonen er anstrengt (for eksempel perioder med lav vind og høy etterspørsel). Denne utvelgelsen gjøres ved å undersøke alle værår individuelt.
 2. Simulere hver av disse periodene individuelt, basert på et stort antall tilfeldig genererte utfall av kraftverk (deriblant kjernekraft) og/eller overføringslinjer.
- Fremgangsmåten er sannsynlighetsbasert, og LOLE vil variere avhengig av:
 - Omstendighetene i et bestemt værår som for eksempel hvor kald vinteren er, mengden uregulerbar kraftproduksjon, fyllingsgraden i vannmagasinene og tilgjengelighet på overføringslinjer.
 - Om et stort antall kraftverk og/eller overføringslinjer svikter på et gitt tidspunkt eller ikke.
- Denne analysen fokuserer på Norge, men modellen simulerer utfall over hele Europa. Modellen hensyntar derfor endrede importforutsetninger fra naboland.
- Den simulerer også korttidslagring (energibegrensninger), slik at en anstrengt periode på for eksempel 20 timer vil modellere 2-, 4-, 6- og 8-timers batterier og annen lagring på en nøyaktig måte.

Lasttap – knapphet på strøm

Normalt vil Statnett holde av reserver nok til å kunne håndtere et utfall av en den dimensjonerende hendelsen i kraftnettet (vanligvis utfall av det største tilknyttede kraftverket eller HVDC-forbindelsen). Disse reservene er hensyntatt på prisområdenivå i BID3. Et lasttap (LOLE) representerer med andre ord hva som skjer etter at også de normale reservene på produksjonssiden er brukt opp.

Ved tolkning av LOLE-resultatene er det viktig å merke seg at lasttap ikke betyr at ingen får strøm, men at minst en forbrukskunde får mindre strøm enn de(n) er villig til å betale for til gjeldende markedspris. I de fleste tilfeller vil lasttap håndteres ved at forbruk kobles ut mot en kompensasjon eller vilkår i tilknytningsavtalen. I siste instans vil Statnett rekvirere forbruksreserver eller få nettselskapene til å gjøre en ren tvungen utkobling av sine kunder. Tvungen utkobling fra Statnett er imidlertid svært sjeldent og nivået på lastutfallene i denne analysen er såpass små i MWh at dette neppe ville vært den aktuelle løsningen i virkeligheten.

Et lasttap vil derimot ikke kunne håndteres ved å kutte ut priselastisk forbruk som elbiler og elektrolyse, da dette allerede hensyntas i modelleringen.

Kjernekraft styrker effektsituasjonen når den blir utbygd, men lavere investeringer i annen kraftproduksjon gir en noe økt risiko i årene før (1/2)

LOLE I NORGE, GJENNOMSNIITT OVER 20 VÆRÅR (TIMER)

		2035	2040	2045	2050
Høy	Grunnscenario	2-3	0	0-1	0-1
	Konvensjonell	2-3	0-1	0	0
	SMR	2-3	0-1	0	0
Basis	Grunnscenario	1-2	0-1	0-1	0-1
	Konvensjonell	2-3	0	0	0
	SMR	2-3	0	0	0
Lav	Grunnscenario	2-3	0-1	0-1	0-1
	Konvensjonell	2-3	0-1	0	0
	SMR	2-3	0	0	0

KOMMENTARER

- Tabellen viser gjennomsnittlig LOLE, det forventede antall timer med lasttap, over de 20 værårene vi modellerer.
- I praksis er det kun et fåtall værår som faktisk har lasttap (typisk år med unormalt kalde vintre og lite vind), mens de fleste værår ikke har noe lasttap overhodet. Dette innebærer at antallet timer med lasttap i de årene hvor det faktisk skjer, er betydelig høyere enn det gjennomsnittet som fremgår av tabellen (varighet og hyppighet undersøkes senere i rapporten).
- Selv om resultatene i tabellen gjelder for hele Norge, er det kun i NO1 vi observerer lasttap. Det viser at NO1 er budområdet med svakest effektsituasjon.
- Alle scenarioene viser høyest forventet antall timer med lasttap i 2035, med 1-3 timer i snitt. At det er flere timer med forventet lasttap i 2035 sammenlignet med de senere årene, skyldes en svakere norsk kraftbalanse enn i påfølgende år.
- Under én time knapphet på strøm i grunnscenarioene fra 2040 viser at systemet er stabilt og robust selv uten kjernekraft – noe som er forventet, gitt at analysen bygger på scenarioer i likevekt på lang sikt. Likevel ser vi at scenarioene med kjernekraft eliminerer samtlige timer med lasttap, og dermed styrker effektsituasjonen.
- En interessant observasjon er at LOLE i 2035 i **Basis**-scenarioet er marginalt høyere i kjernekraftscenarioene (2-3 timer) enn i grunnscenarioet (1-2 timer). Dette skyldes noe mindre vindkraft i perioden før reaktorene settes i drift.

Høy
Grunn-
scenarioHøy
Konven-
sjonellHøy
SMRBasis
Grunn-
scenarioBasis
Konven-
sjonellBasis
SMRLav
Grunn-
scenarioLav
Konven-
sjonellLav
SMR

Kjernekraft styrker effektsituasjonen når den blir utbygd, men lavere investeringer i annen kraftproduksjon gir en noe økt risiko i årene før (2/2)

LOLE I NORGE, GJENNOMSNIITT OVER 20 VÆRÅR (TIMER)

		2035	2040	2045	2050
Høy	Grunnscenario	2-3	0	0-1	0-1
	Konvensjonell	2-3	0-1	0	0
	SMR	2-3	0-1	0	0
Basis	Grunnscenario	1-2	0-1	0-1	0-1
	Konvensjonell	2-3	0	0	0
	SMR	2-3	0	0	0
Lav	Grunnscenario	2-3	0-1	0-1	0-1
	Konvensjonell	2-3	0-1	0	0
	SMR	2-3	0	0	0

KOMMENTARER

- **Høy**- og **Lav**-scenarioene følger i hovedsak de samme trendene som i Basis-scenarioet, der LOLE gradvis reduseres mot null over tid.
- I 2035 ser vi imidlertid ikke at lavere fornybarkapasitet i **Lav**-scenarioet svekker effektsituasjonen, slik tilfellet er i Basis-scenarioet. Det skyldes at etterspørselen etter kraft er lavere i dette scenarioet enn i de to andre.
- I 2040 viser analysene at den kombinerte effekten av ny kjernekraftkapasitet og betydelig redusert fornybarkapasitet medfører marginalt høyere risiko for lasttap i begge kjernekraftscenarioene i **Høy**-scenarioet.
- Alt i alt viser analysen at kjernekraft bidrar til å redusere antall timer med forventet lasttap eller fjerne dem helt når reaktorene blir utbygd. Analysen viser også at det er en liten risiko for flere timer med lasttap som følge av reduserte investeringer i annen kraftproduksjon før kjernekraften kommer.

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

Det er en tydelig korrelasjon mellom varigheten og hyppigheten av lasttap, og begge parametere holder seg stabile fra 2045

VARIGHET OG HYPPIGHET AV PERIODER MED STRØMKNAPPET, BASIS-SCENARIOET (TIMER)

	År	<2	2-3	4-5	6-7	8-10	11-14	15-18	19-25	>25	Gjennomsnittlig lengde av lasttap
Grunnscenario	2035	0	0	1	0	0	0	0	1	0	13
	2040	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	2045	0	0	1	0	0	0	0	0	0	5
	2050	0	0	1	0	0	0	0	0	0	5
Konvensjonell	2035	1	1	2	3	1	0	0	0	0	5
	2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SMR	2035	1	1	2	3	1	0	0	0	0	5
	2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

KOMMENTARER

- Tabellen viser hvor mange perioder med knapphet på strøm (lasttap) som oppstår i løpet av året, fordelt etter hvor lenge hver periode varer i **Basis**-scenarioet. Tallene er basert på simuleringer av 20 ulike værår og gjelder for hele Norge. For eksempel betyr «1» under kolonnen «4-5» at det i ett av de 20 simulerte værårene har vært én periode med strømknapphet i et av Norges budområder, som varte i 4-5 timer. Det betyr ikke at det er strømknapphet hvert år, men at slike perioder kan oppstå under spesielle værforhold.
- Varigheten og hyppigheten av lasttap er størst i 2035, altså før kjernekraft blir utbygd, i alle scenarioene. I grunnscenarioet forekommer lasttap kun i to perioder, hvorav én varer i over 20 timer. I kjernekraftscenarioene er varigheten lavere (1-10 timer), men hyppigheten er høyere enn i grunnscenarioet. Totalt gir dette marginalt høyere LOLE i kjernekraftscenarioene som vist tidligere.
- Fra og med 2040 oppstår lasttap utelukkende i grunnscenarioet, og kun i én sammenhengende periode per år, mens kjernekraftscenarioene aldri har lasttap etter 2035.

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

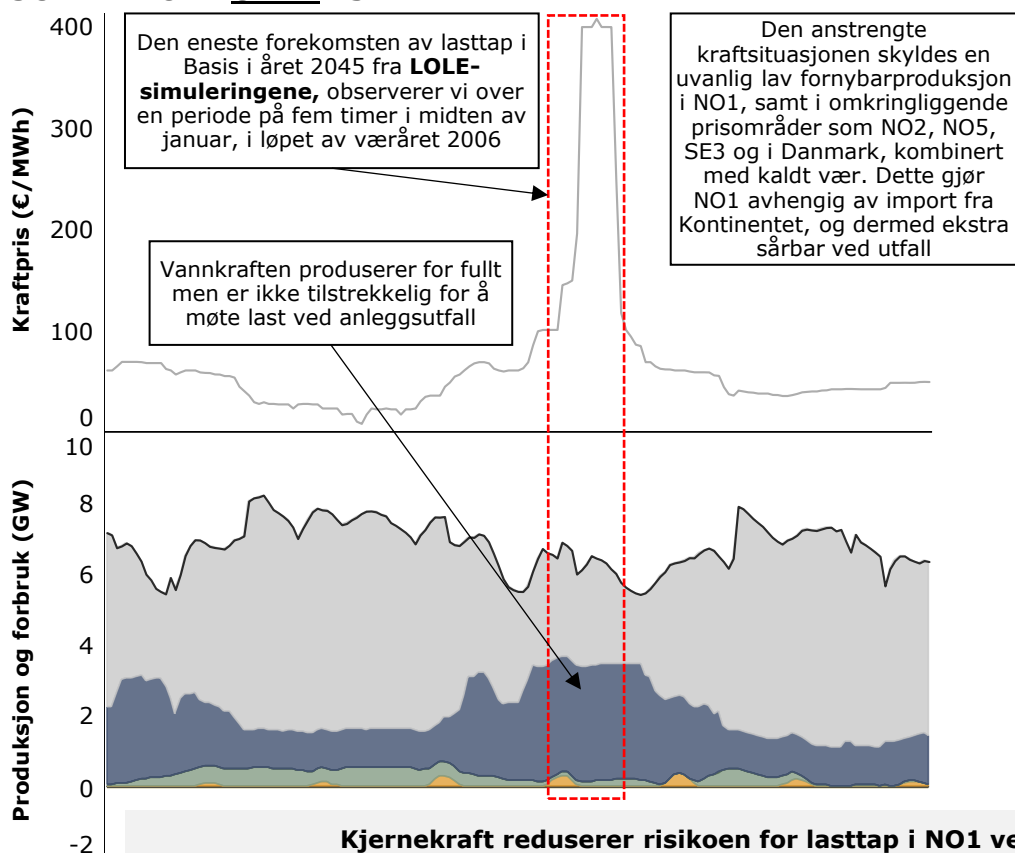
Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

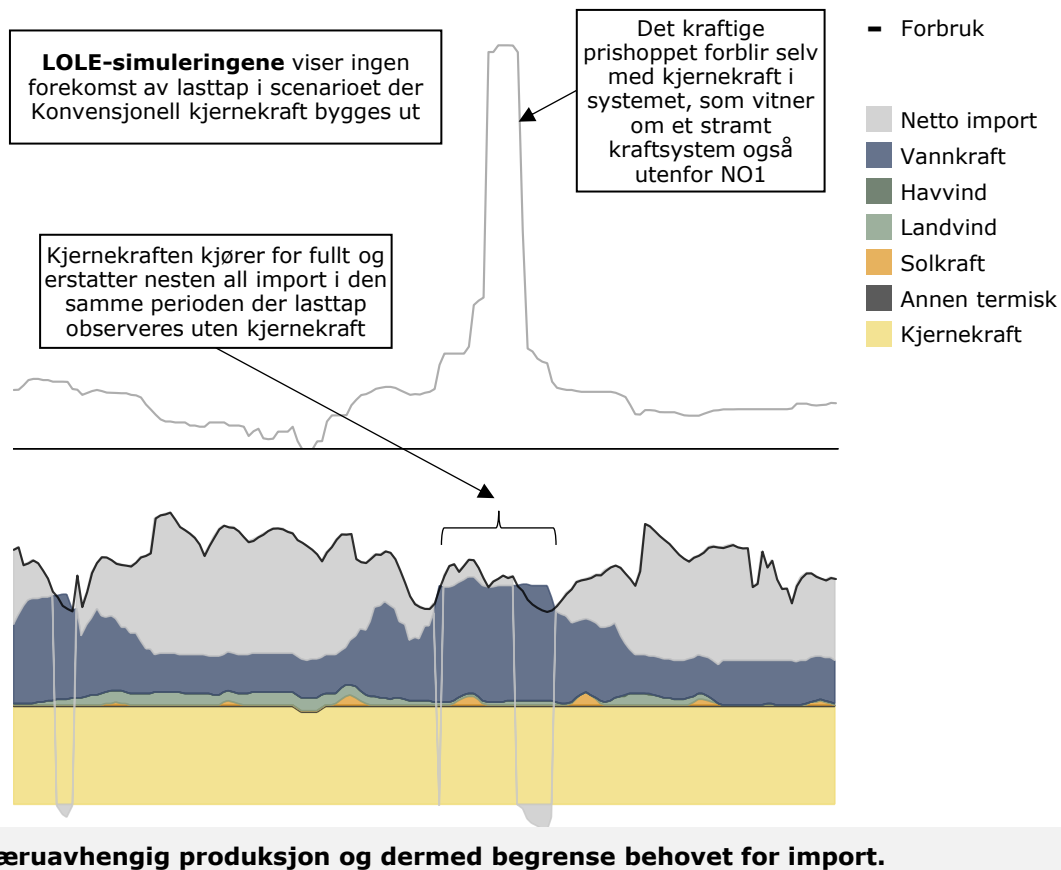
Lav SMR

For å illustrere hva som skjer i perioden med lasttap, undersøkes timesproduksjon, -forbruk og -pris fra perioden i Basis-hovedscenariene¹

TIMESPRODUKSJON, -FORBRUK OG -PRIS I NO1 I 2045, BASIS-SCENARIOET UTEN KJERNEKRAFT



... OG MED KONVENSJONELL KJERNEKRAFT



Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

Lav Grunn-scenario

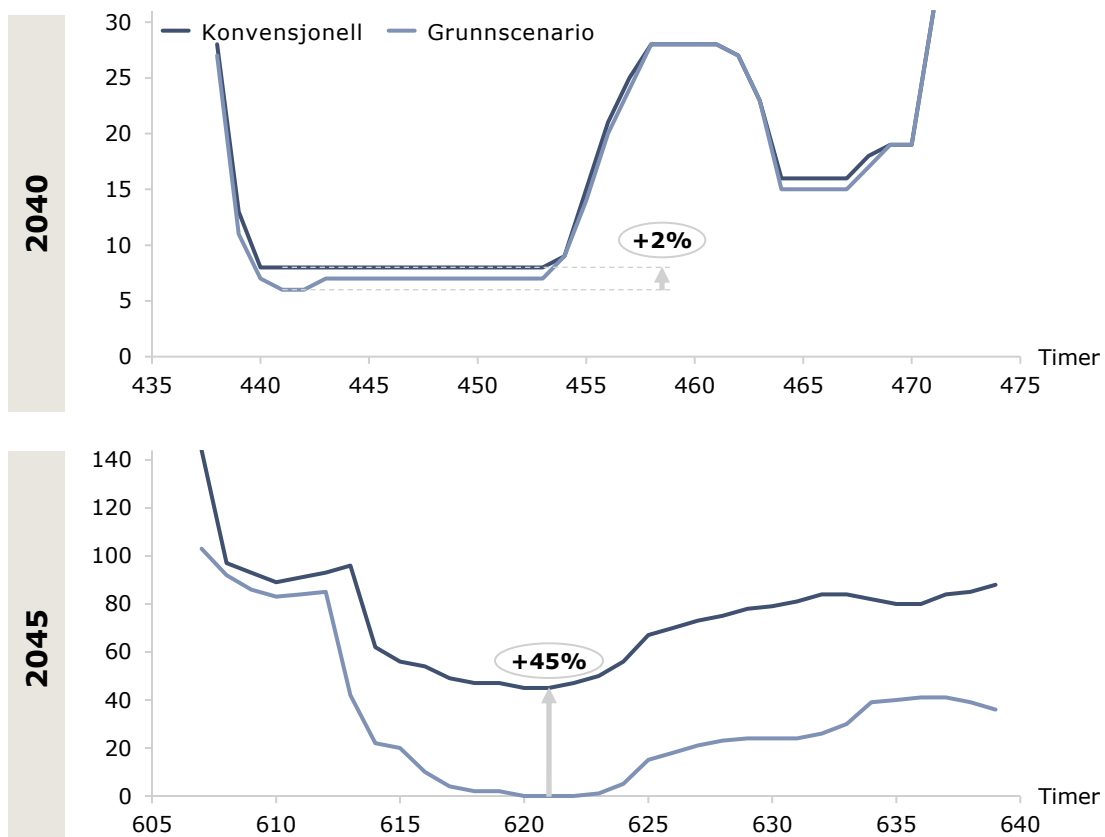
Lav Konvensjonell

Lav SMR

1. Hovedscenariene refererer til scenariene i analysen for øvrig, altså ikke LOLE-simuleringene. Selv om hovedscenariene ikke inkluderer utfall, gir de nyttig innsikt om effektsituasjonen i det aktuelle tidsrommet LOLE-simuleringen viser knapphet på strøm.

Kjernekraften bidrar til en høyere kapasitetsmargin i NO1

KAPASITETSMARGINER I UTVALGTE TIMER I NO1 (%)



Merknader: Kapasitetsmarginene for 2040 og 2045 er basert på henholdsvis værår 2013 og 2006.

KOMMENTARER

- Figurene viser kapasitetsmarginen (%) per time i NO1 – for periodene med strammest effektsituasjon – i 2040 og 2045 fra hovedscenarioene (uten utfall).
- LOLE-simuleringene viser at kjernekraft kan bidra til å redusere risikoen for lasttap ved anleggsutfall på lang sikt. Det som derimot ikke fanges opp av den analysen, er kjernekraftens bidrag til å avlaste kraftsystemet under normal drift. En nyttig indikator for å belyse dette er kapasitetsmarginen.
- Kapasitetsmarginen i et prisområde er definert som den relative forskjellen mellom all tilgjengelig produksjons- og overføringskapasitet, og forbruket i hver time, hensyntatt begrensningen i kortsiktig lagring og fleksibelt forbruk. En positiv kapasitetsmargin er derfor synonymt med et effektoverskudd, mens en negativ margin tilsvarer et effektunderskudd.
- I 2040 faller kapasitetsmarginen i den strammeste perioden til rundt 6%, og videre til 0% i 2045, drevet av økt forbruk og en stadig større andel væravhengig kraftproduksjon. Dette øker sårbarheten i perioder uten sol og vind, siden kapasitetsmarginen faller og systemet blir mer utsatt ved for eksempel utfall.
- Med konvensjonell kjernekraft øker de laveste marginene med ca. 2 prosentpoeng i 2040 og 45 prosentpoeng i 2045 sammenlignet med grunnscenarioet, takket være stabil (væravhengig) kjernekraftproduksjon. Høyere marginer gir bedre robusthet mot toppplasttimer, uforutsette utfall og brå forbruksøkninger.
- En «god» kapasitetsmargin avhenger av systemets størrelse og robusthetskrav, og er noe som vurderes av TSOen. Et mulig måltall er at marginen må dekke utfall av den dimensjonerende hendelsen. I dagens nordiske system er dette 1,4GW (North Sea Link). Sammenlignet med toppplasttiden i NO1 i våre scenarioer på 8GW, tilsvarer dimensjonerende hendelse (1,4GW) en kapasitetsmargin på 16-18%. Denne beregningen er kun ment til å sette tallene i figuren i perspektiv. Vi har ingen innsikt i Statnetts vurderinger rundt dette.

Høy Grunnscenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunnscenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

Lav Grunnscenario

Lav Konvensjonell

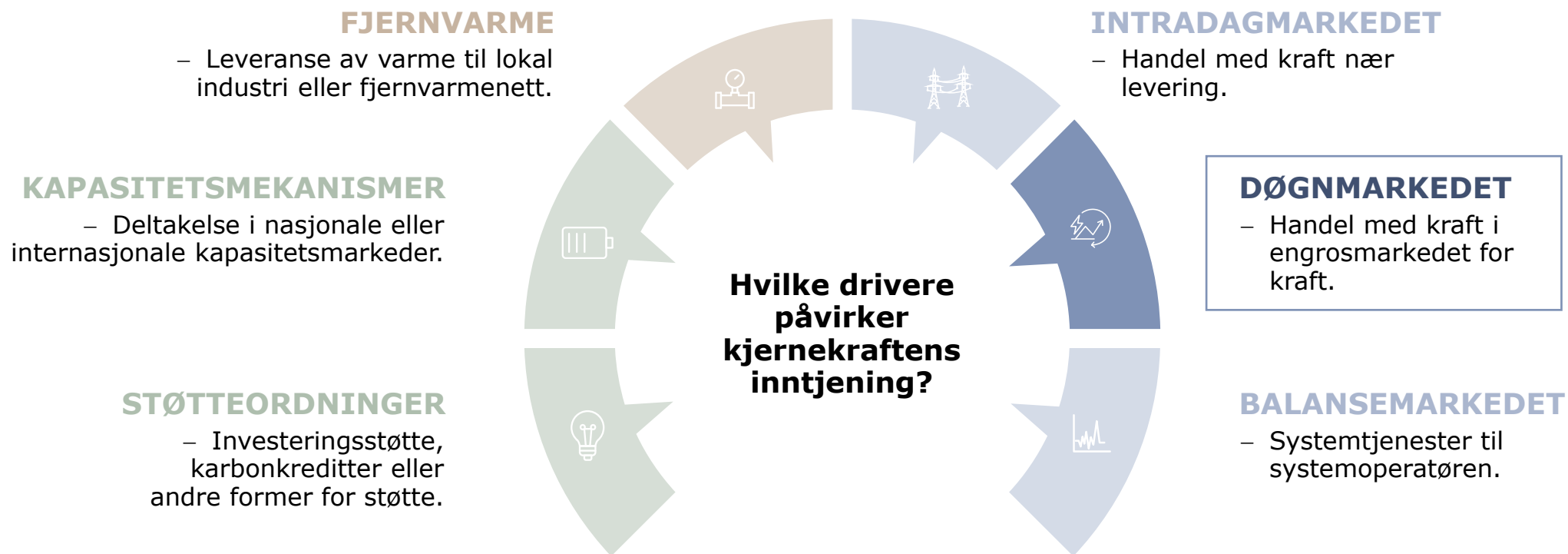
Lav SMR

Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104

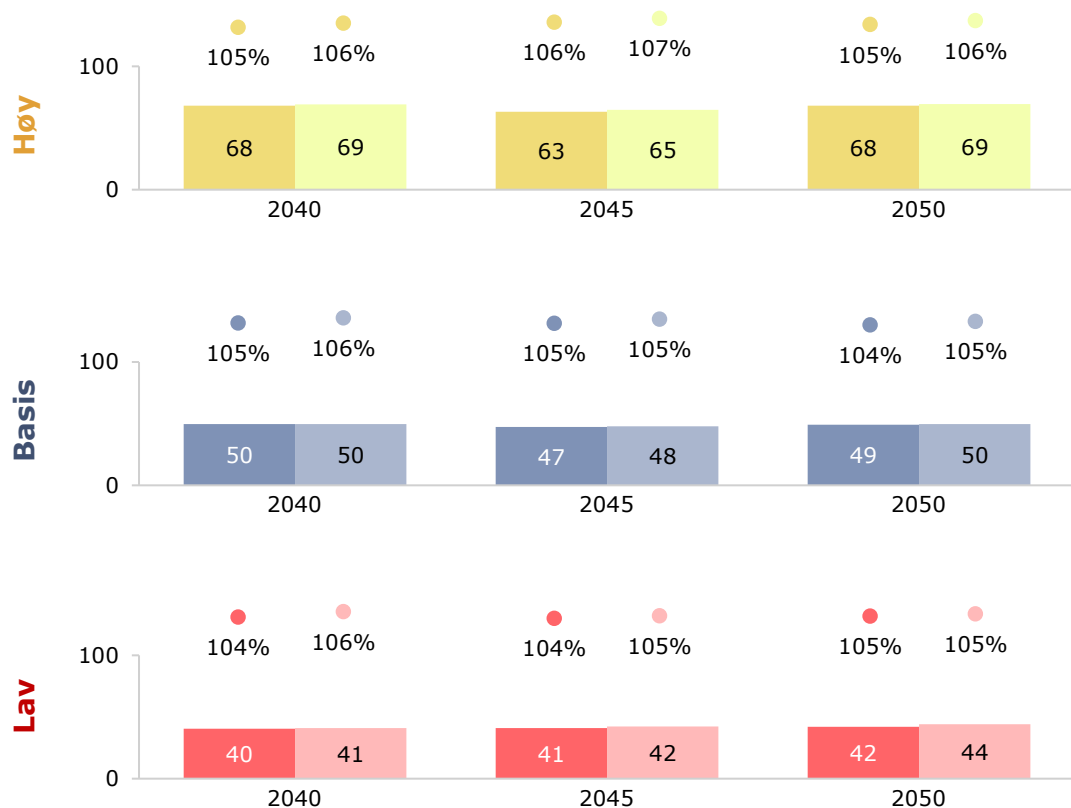


Kjernekraftverk kan ha en rekke ulike inntektskilder, men det er kun inntekter fra døgnmarkedet som vurderes i denne analysen



Det generelle prisnivået bestemmer i stor grad kjernekraftens inntekter – kjernekraften oppnår noe høyere pris enn gjennomsnittlig kraftpris

OPPNÅDD KRAFTPRIS (€/MWH) OG CAPTURE RATE¹ (%) FOR KJERNEKRAFT I NO1



1. Forholdet mellom oppnådd kraftpris og gjennomsnittlig markedspris.

KOMMENTARER

- I figurene til venstre viser stolpene oppnådd kraftpris (€/MWh), mens prikkene viser capture rate (%) for kjernekraft i NO1.
- Kjernekraftens inntekter bestemmes i hovedsak av det generelle prisnivået i markedet. Det betyr at inntjeningen er høyere ved høy etterspørselsvekst og høye kostnader for alternative produksjonskilder (typisk vind- og solkraft). Motsatt faller inntjeningen ved svakere etterspørselsvekst og lavere kostnader for alternative produksjonskilder.
- I tillegg påvirkes inntjeningen betydelig av klimatiske forhold: tørre, kalde og lite vindfulle år gir høyere inntjening, mens varme, våte og vindfulle år typisk medfører lavere inntjening.
- Capture rate for kjernekraft er svært lik i alle scenarioene, og ligger stabilt over 100%. Dette betyr at kjernekraften oppnår en inntekt som overstiger gjennomsnittlig markedspris, på tvers av ulike markedsforhold i de ulike scenarioene.
- Årsaken til dette er kjernekraftens høye tilgjengelighet om vinteren da prisene er høyere, og at vedlikehold gjøres på sommeren når kraftprisen er lavere. I tillegg gir fleksibiliteten i kjernekraftverkene mulighet til å redusere produksjonen i perioder med svært lave priser, typisk om sommeren, og samtidig produsere maksimalt når kraftprisene er høye (se neste side).

■ Konvensjonell ■ Konvensjonell ■ Konvensjonell
■ SMR ■ SMR ■ SMR

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

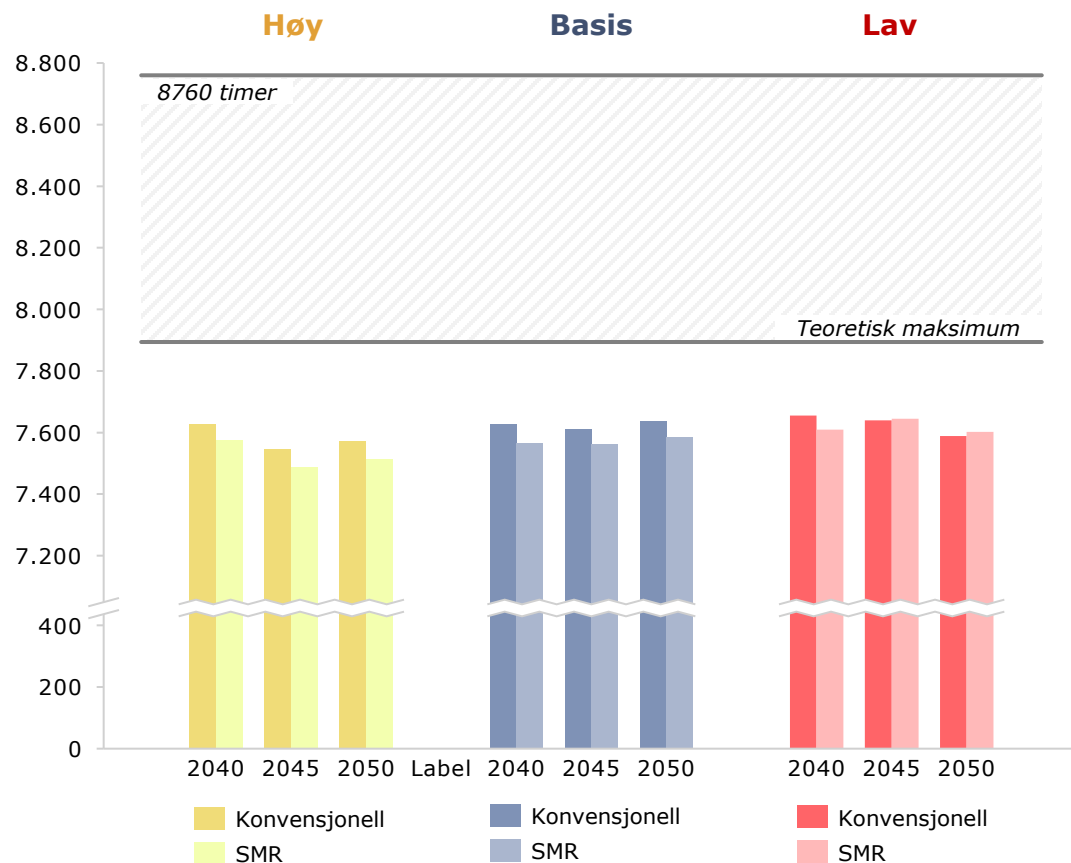
Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

Kjernekraften reduserer produksjonen med 3-5% som følge av lave kraftpriser, noe som bedrer lønnsomheten (1/2)

FULLASTTIMER¹ FOR NORSK KJERNEKRAFT (TIMER)



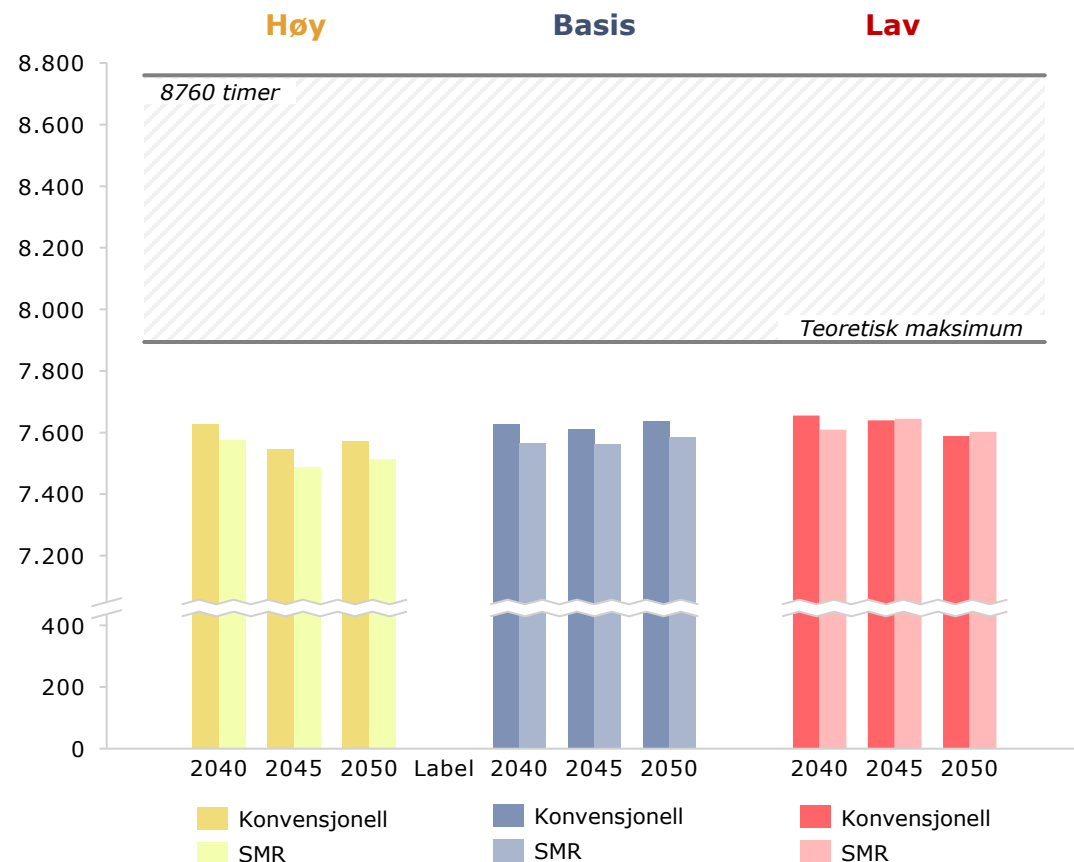
KOMMENTARER

- Figuren til venstre viser gjennomsnittlig antall fullasttimer for norsk kjernekraft per scenario, beregnet over alle de 20 værårene vi modellerer. Med fullasttimer menes hvor mange timer et kraftverk ville ha kjørt med full kapasitet for å produsere den samme mengden energi som det faktisk har produsert.
- Det teoretiske maksimumet på snaut 8000 timer (~90%) skyldes de planlagte vedlikeholdsperiodene, og en fast tilgjengelighet på 98% utenom disse periodene. Reduksjon under teoretisk maksimum skjer som respons på lave kraftpriser. I kapittel 2.3 beskrives forutsetningene for kjernekraftens fleksibilitet i detalj.
- Generelt, når vi ser på både Konvensjonell og SMR i de tre ulike scenarioene i perioden, reduserer kjernekraften produksjonen med om lag 250-400 fullasttimer som følge av lave kraftpriser (om lag 3-5% av teoretisk maksimum). Dette viser at kjernekraften tilpasser seg prisnivået, noe som bedrer lønnsomheten i møte med lave kraftpriser.
- Som eksempel: I Basis Konvensjonell-scenariotet i 2045 finner vi at kjernekraften reduserer produksjonen med 283 fullasttimer. Siden bare 40% av kraftverket er fleksibelt og kraftverket bruker flere timer på redusere produksjonen (se kapittel 2.3), betyr det at antall timer med en viss redusert produksjon som følge av lave kraftpriser er betydelig høyere.
- Effekten er liten, men det er noen færre fullasttimer i Høy-scenariotet enn i de to andre scenarioene. Det skyldes at det er noe flere timer med lave priser i dette scenarioet fordi det er mer variabel kraftproduksjon, sol- og vindkraft, i dette scenarioet.

1. Fullasttimer = (årlig energiproduksjon (MWh)) / (installert effekt (MW)).

Kjernekraften reduserer produksjonen med 3-5% som følge av lave kraftpriser, noe som bedrer lønnsomheten (2/2)

FULLASTTIMER¹ FOR NORSK KJERNEKRAFT (TIMER)



1. Fullasttimer = (årlig energiproduksjon (MWh)) / (installert effekt (MW)).

KOMMENTARER

- Generelt er det små forskjeller mellom antall fullasttimer for SMR og Konvensjonell, men noen forskjeller er det. Det er ulike drivere for dette:
 - 1) 50% av kapasiteten til SMR er fleksibel, mot 40% for Konvensjonell. Dette indikerer at antall fullasttimer for SMR burde være lavere enn for Konvensjonell, siden en større andel kan respondere på lave priser.
 - 2) SMR bygges ut over hele landet, mens Konvensjonell kun bygges ut i NO1. Da er det antall lave priser i hvert budområde relativt til antall lave priser i NO1 som bestemmer om det er SMR eller Konvensjonell som har lavest antall fullasttimer.
 - 3) Med Konvensjonell utbygging er det mer kapasitet i NO1 enn med SMR. Det taler for at det kan være noen færre timer med lave priser i NO1 med SMR enn med Konvensjonell, noe som indikerer lavere antall fullasttimer for Konvensjonell.
- Hvilke av disse driverne som er sterkest varierer mellom scenarioene og hvilket år som undersøkes, men primært er det (1) som gjør at SMR har noen færre fullasttimer enn Konvensjonell.
- Vi finner også at (2) har en viss betydning. I alle scenarioene ser vi at SMR i NO2 har færre fullasttimer enn ellers i landet. Det kommer av at det er flere lave priser i NO2 enn andre budområder, grunnet «prissmitte» fra Kontinentet gjennom utenlandsforbindelsene. SMR i NO3, NO4 og NO5 har noen få flere fullasttimer enn i NO1, men dette er et marginalt funn.
- I Lav-scenarioene spiller også (3) inn. Her har SMR noen flere fullasttimer i NO1 enn Konvensjonell i 2045 og 2050. Dette skyldes lavere forbruk i dette scenarioet enn i Høy- og Basis-scenarioet, slik at Konvensjonell gir flere lave priser i NO1.

Høy
Grunn-
scenario

Høy
Konven-
sjonell

Høy
SMR

Basis
Grunn-
scenario

Basis
Konven-
sjonell

Basis
SMR

Lav
Grunn-
scenario

Lav
Konven-
sjonell

Lav
SMR

Gjennom to sensitiviteter undersøkes noen av kjernekraftens inntektsdrivere

- Som nevnt bestemmes kjernekraftens inntjening i hovedsak av det generelle prisnivået i markedet. Derfor påvirkes kjernekraftens inntekter av alle markedsfaktorer som påvirker markedsprisen.
- En sensitivitet viser hvordan resultatene endres dersom én sentral forutsetning endres, mens resten av forutsetningene er uendret. Sensitivitetsanalyser brukes til å forstå hvor robuste eller sårbare resultatene er for endringer i enkeltfaktorer¹.
- Vi har derfor valgt – i samråd med Kjernekraftvalget – to sensitiviteter for å undersøke hvordan disse påvirker kjernekraftens inntekter. De to sensitivitetene er presentert nedenfor og er valgt fordi de representerer faktorer som i praksis kan endre seg betydelig, og fordi de trolig fører til betydelige endringer i inntjening. Sensitivitetene gjøres på **Basis-scenarioet** med Konvensjonell kjernekraft. Sensitivitetsanalysen gir oss:
 - Innsikt i hvordan ulike faktorer påvirker det generelle prisnivået og kjernekraftens inntjening.
 - Mulighet til å synliggjøre usikkerhet og spennvidde i mulige utfall.

REDUSERT FLEKSIBILITET I KRAFTSYSTEMET

- I Basis-scenarioet øker fleksibiliteten i kraftsystemet. På etterspørselssiden betyr det at en større andel av forbruket blir prisresponderende over tid. På tilbudssiden gjøres det effektoppgraderinger i vannkraften.
- Hensikten med sensitiviteten er å belyse hvordan kjernekraftens inntjening endrer seg hvis kraftsystemet som helhet er mindre fleksibelt enn hva som er forutsatt i Basis-scenarioet. Som en proxy for mindre fleksibilitet i kraftsystemet, fjernes all prisresponsiv elbillading og det foretas ingen nye effektoppgraderinger i vannkraften etter 2030. Dette gir etter vår mening en realistisk sensitivitet på redusert fleksibilitet.

STORSTILT UTBYGGING AV HAVVIND UTENFOR NORGE

- I Basis-scenarioet når ikke Nordsjølandene² sine mål for havvindutbygging. Selv med stor vekst i europeisk kraftforbruk klarer kraftsystemet i Basis-scenarioet seg med mindre havvind, og AFRY ser derfor ikke at Nordsjølandene vil være villige til å subsidiere en slik mengde havvind.
- I denne sensitiviteten økes havvindkapasitet i Nordsjølandene til 300GW i 2050, mens havvindkapasiteten i Norge holdes fast. Dette kan skje hvis for eksempel kostnadene for havvind faller mer enn AFRY antar. Hensikten er å belyse hvordan kjernekraftens inntjening endrer seg hvis Nordsjølandene samlet sett når sine mål for utbygging av havvind.

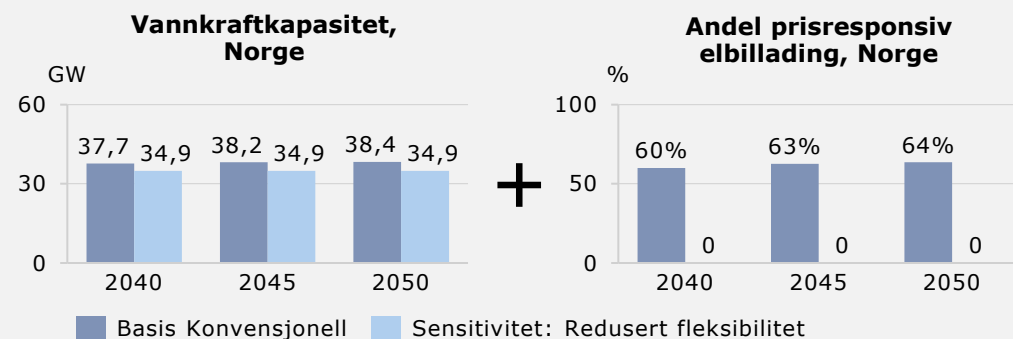
1. Kraftsystemet rebalanseres med andre ord ikke.

2. I denne sammenheng Belgia, Danmark, Frankrike, Tyskland, Nederland, Storbritannia og Norge.

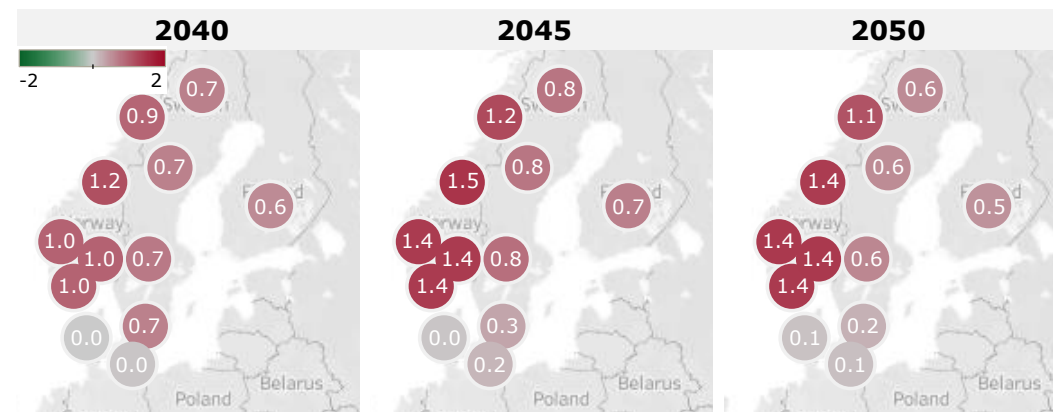
Redusert fleksibilitet fører til en moderat økning i kraftprisen, hvor effekten er størst når knappheten er størst: om kvelden og i vintermånedene

FREMGANGSMÅTE

- I Basis Konvensjonell-scenariet er kraftsystemet mer fleksibelt enn hva det er i dag. Flere former for fleksibilitet øker over tid, som prisresponsiv elbillading, reduksjon i forbruk ved høye priser, prisresponsive elektrolysører, og effektoppgraderinger av vannkraften. Disse tiltakene gjør systemet bedre i stand til å håndtere svingninger over timer, dager og sesonger. Hvor fleksibelt systemet faktisk kommer til å bli i fremtiden er derimot usikkert.
- Vi har derfor utført en sensitivitetsanalyse på Basis Konvensjonell-scenariet for å undersøke hvordan det generelle prisnivået og kjernekraftens inntjening påvirkes av lavere fleksibilitet i kraftsystemet enn det som forutsettes i Basis-scenariet.
- I sensitiviteten holdes vannkraftkapasiteten i Norge konstant fra og med 2030, altså er ingen nye effektoppgraderinger etter 2030 inkludert. I tillegg fjernes all prisresponsiv elbillading i Norge, fra rundt 60% i Basis-scenariet. Dette er vist i figurene nedenfor.



KRAFTPRISØKNING FORÅRSAKET AV REDUSERT FLEKSIBILITET I KRAFTSYSTEMET (€/MWH)

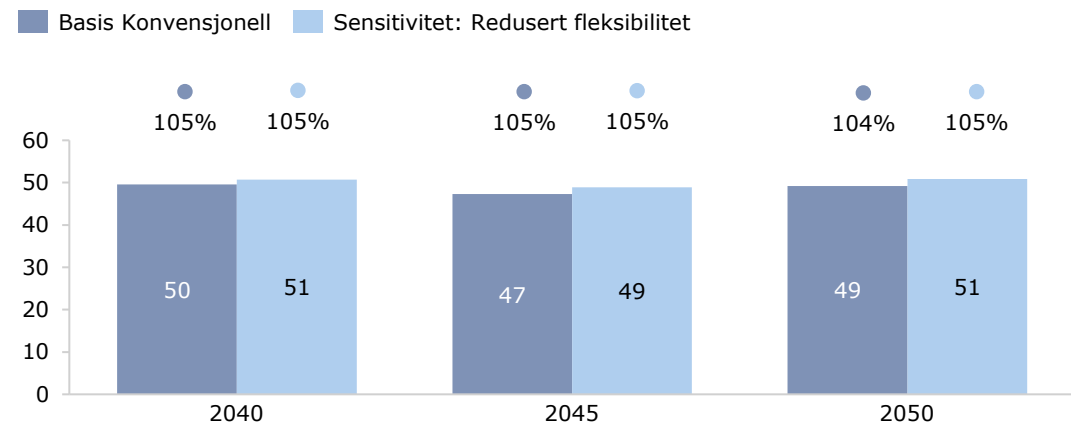


- Mindre fleksibilitet i kraftsystemet fører til en moderat økning av gjennomsnittlig kraftpris i alle norske prisområder, med opp til €1,5/MWh i 2045 i NO3. Prisene øker også i Sverige og Finland, men i mindre grad enn i Norge.
- Selv om endringen i årlig snittpris er relativt liten, påvirkes døgnvariasjonen og sesongvariasjonen noe mer. Mindre fleksibel elbillading fører til at prisene på natten senkes noe, ettersom mindre av forbruket inntreffer ved lave priser om natten. I resten av døgnet løftes prisen, spesielt om ettermiddagen/kvelden. Kveldspristoppen øker med rundt €5/MWh i NO1 i 2050.
- På vinteren, hvor forbruket er høyest, er endringen større enn om sommeren. Gjennomsnittlig prisøkning i 2050 i månedene mars til november er kun €0,6/MWh, mot €4/MWh fra desember til februar.

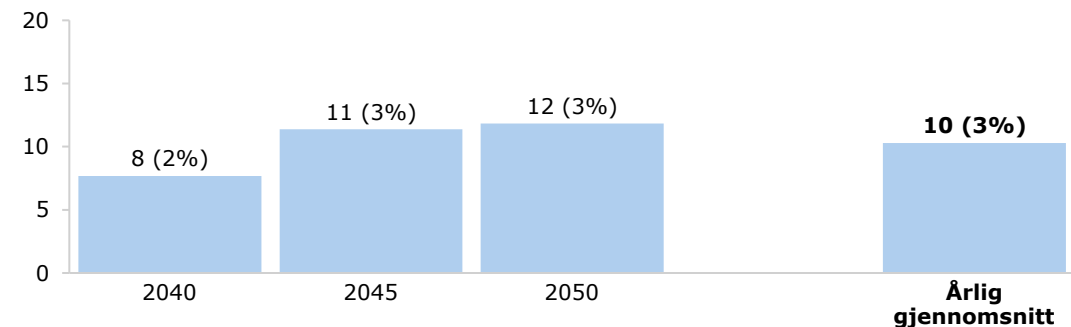
- Høy Grunn-scenario
- Høy Konvensjonell
- Høy SMR
- Basis Grunn-scenario
- Basis Konvensjonell
- Basis SMR
- Lav Grunn-scenario
- Lav Konvensjonell
- Lav SMR

Kjernekraftens inntjening øker med rundt 3% i et mindre fleksibelt kraftsystem, som følge av økning i gjennomsnittlig kraftpris

OPPNÅDD KRAFTPRIS (€/MWH) OG CAPTURE RATE¹ (%) FOR KJERNEKRAFT I NO1



ENDRING I KJERNEKRAFTENS INNTJENING SAMMENLIGNET MED BASIS KONVENSJONELL (TUSEN € PER MW)



1. Forholdet mellom oppnådd kraftpris og gjennomsnittlig markedspris.

KOMMENTARER

- I den øverste figuren viser stolpene oppnådd kraftpris (€/MWh), mens prikkene viser capture rate (%) for kjernekraft i NO1.
- Oppnådd kraftpris for kjernekraften øker noe ved redusert fleksibilitet i det norske kraftsystemet, med rundt €1,6/MWh i 2050. Capture rate forblir mer eller mindre uendret, ettersom kraftprisendringen er størst i vintermånedene der kjernekraftproduksjonen er stabil og tilnærmet uendret i sommermånedene der kjernekraften stenger ned grunnet vedlikehold.
- Endringen i oppnådd kraftpris skyldes derfor primært økningen i gjennomsnittlig kraftpris, som er beskrevet på forrige side.
- Høyere oppnådd kraftpris gir kjernekraften økte inntekter i alle de analyserte årene, og resulterer i en gjennomsnittlig årlig inntektsøkning for kjernekraften på 10 000 € per MW installert effekt. Dette tilsvarer en økning på 3% sammenlignet med Basis Konvensjonell-scenariot.

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

Lav Grunn-scenario

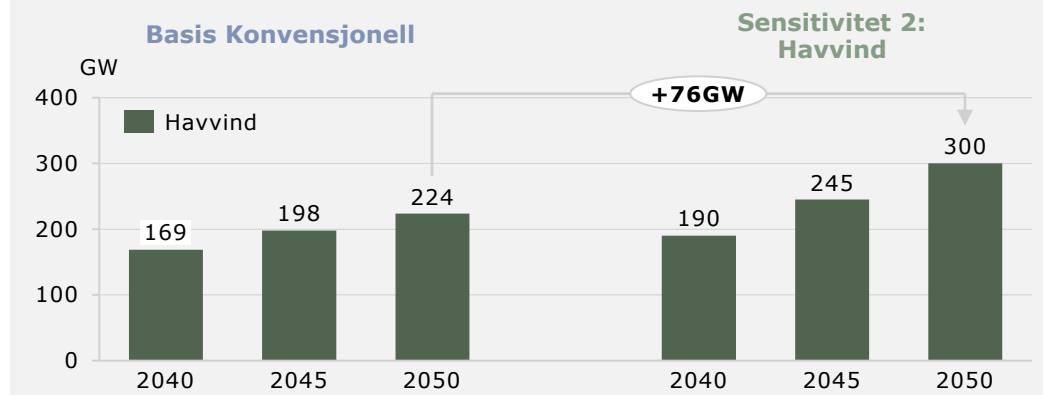
Lav Konvensjonell

Lav SMR

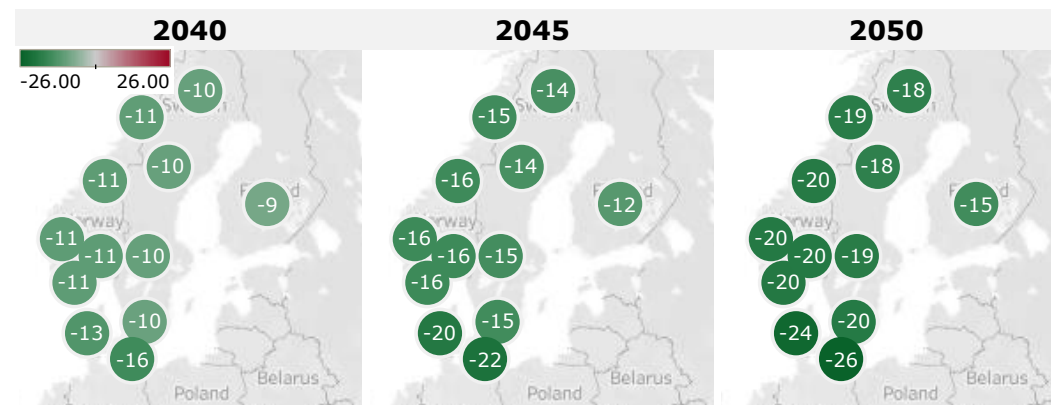
En storstilt utbygging av havvind utenfor Norge fører til lavere priser i hele Norden, om lag €20/MWh i Norge i 2050

FREMGANGSMÅTE

- I Basis Konvensjonell-scenariet øker kraftforbruket i Norden med nesten 300TWh relativt til 2024-nivået, hvorav 64TWh i Norge. En betydelig del av denne veksten møtes av havvind, ettersom solkraft og landvind i dette scenariet ikke kan bygges ut i stor nok skala. Havvind, som er avhengig av subsidier, gjør at Norge fortsatt har et kraftoverskudd og lavere kraftpriser enn på Kontinentet og Storbritannia.
- Endring i kraftprisene i våre naboland har stor påvirkning på kraftprisen i Norge. I denne sensitivitetsanalysen undersøker vi hvordan kjernekraftens inntjening påvirkes dersom Europa ser annerledes ut, slik at forholdet mellom Norge og Europa endres.
- Dette gjør vi ved å skalere opp havvindkapasitetene proporsjonalt fra Basis-scenariet for landene Belgia, Danmark, Frankrike, Tyskland, Nederland og Storbritannia, slik at målet om 300GW¹ (inkludert kapasiteten vi antar bygges i Norge) oppnås i 2050. Dette er vist i figurene nedenfor.



KRAFTPRISENDRING FORÅRSAKET AV STORSTILT UTBYGGING AV HAVVIND UTENFOR NORGE (€/MWh)

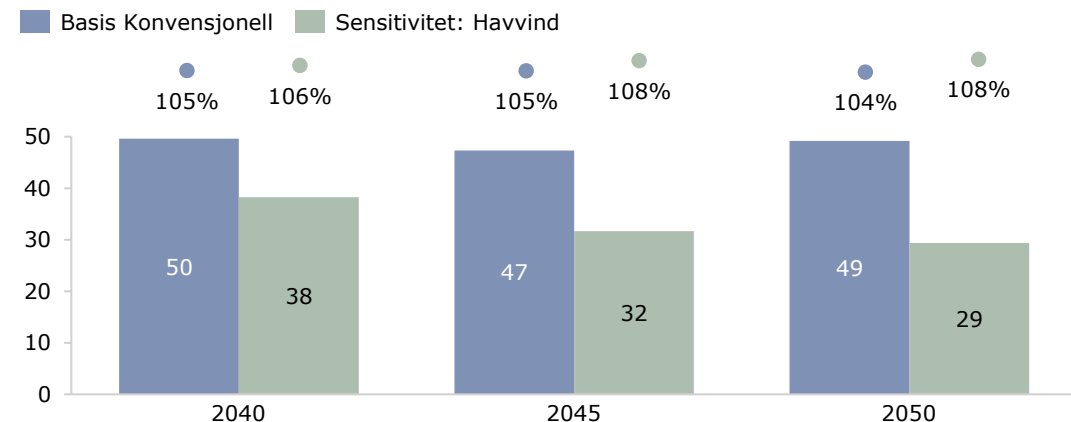


- En storstilt utbygging av havvind, uten tilsvarende vekst i forbruk, fører til en betydelig økning i kraftproduksjonen som resulterer i priskollaps både på Kontinentet og Danmark. Dette igjen påvirker prisnivået i resten av Norden både direkte gjennom utveksling av kraft og indirekte gjennom lavere vannverdi (vannkraftens alternativkostnad).
- Preiseffekten er størst i 2050, der det bygges hele 76GW mer havvind enn i Basis Konvensjonell-scenariet. Den tyske prisen reduseres med over €20/MWh. I Danmark er effekten enda større, opp til €26/MWh, ettersom Danmark i stor grad påvirkes av prisnivået i Tyskland i tillegg til at det danske kraftoverskuddet øker som følge av mer havvind.
- I Sør-Norge ligger prisen på nivå med Tyskland, mens prisnedgangen er noe lavere i de nordlige prisområdene.

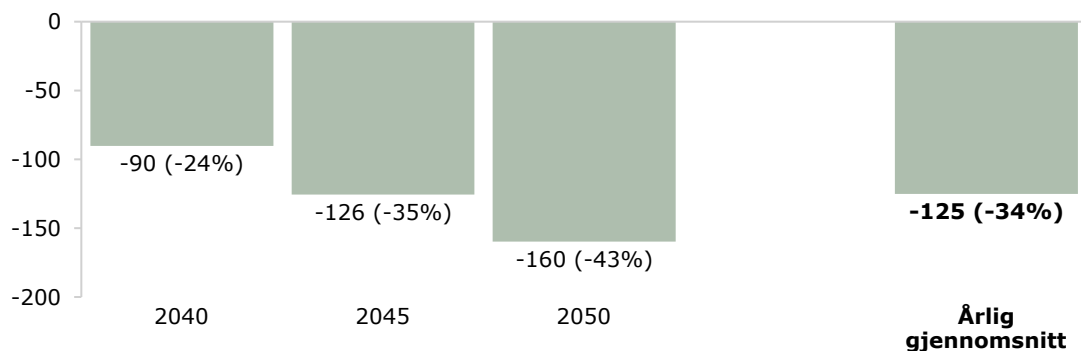
1. På toppmøtet i Oostende i april 2023 ble statsledere fra Belgia, Danmark, Frankrike, Irland, Luxembourg, Nederland, Norge og Tyskland enige om å øke målet for havvindutbygging i Nordsjøen til minst 300GW innen 2050.

Kjernekraftens årlige inntjening reduseres med 34% dersom, alt annet likt, målet om 300GW havvind i Nordsjøen i 2050 oppnås

OPPNÅDD KRAFTPRIS (€/MWH) OG CAPTURE RATE¹ (%) FOR KJERNEKRAFT I NO1



ENDRING I KJERNEKRAFTENS INNTJENING SAMMENLIGNET MED BASIS KONVENSJONELL (TUSEN € PER MW)



1. Forholdet mellom oppnådd kraftpris og gjennomsnittlig markedspris.

KOMMENTARER

- I den øverste figuren viser stolpene oppnådd kraftpris (€/MWh), mens prikkene viser capture rate (%) for kjernekraft i NO1.
- Den oppnådde kraftprisen reduseres kraftig som følge av redusert gjennomsnittlig kraftpris. I 2050 reduseres den oppnådde kraftprisen med rundt €20/MWh, som tilsvarer den gjennomsnittlige kraftprisendringen i NO1.
- Capture rates for kjernekraft i NO1 øker noe ved utbygging av havvind utenfor Norge, med rundt 4% i 2050. Med mer havvind i kraftsystemet får vi mange flere timer med lave priser, og capture rates for vindkraft blir vesentlig lavere. Men for kjernekraft, som kan produsere også når det ikke blåser, øker capture rates marginalt, ettersom kjernekraften i større grad leverer kraft i timer med høyere priser relativt til gjennomsnittsprisen.
- Tilgangen på billig import bidrar også til at kjernekraften i større grad velger å redusere sin produksjon grunnet lave priser. Det er om lag 4% lavere norsk kjernekraftproduksjon i 2050.
- Den samlede effekten er at kjernekraftens årlige inntekter i snitt reduseres med 125 000 € per MW installert effekt. Dette tilsvarer en reduksjon på 34% sammenlignet med Basis Konvensjonell-scenariotet.

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

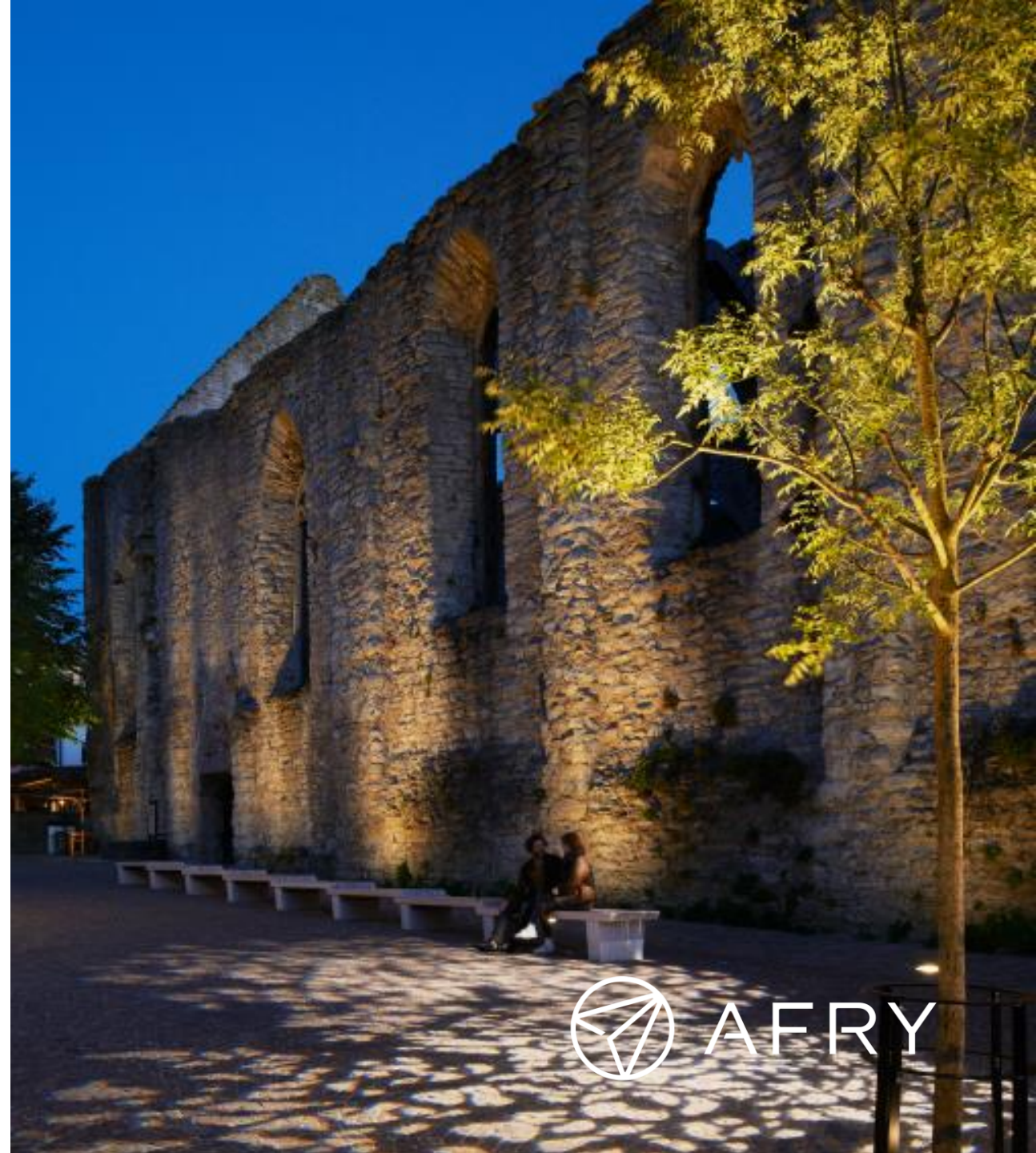
Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

Lav SMR

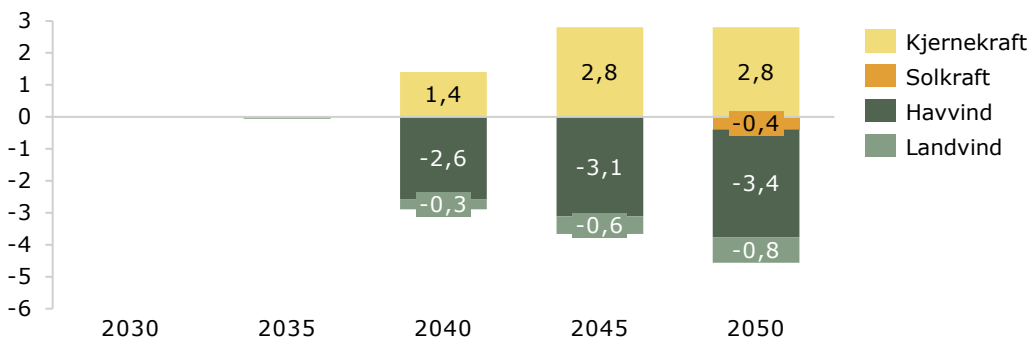
Agenda

1	Sammendrag	6
2	Introduksjon	18
3	Kjernekraftens påvirkning på kraftmarkedet	53
4	Effektsituasjonen med kjernekraft	86
5	Kjernekraftens inntektsdrivere	94
6	Vedlegg	104

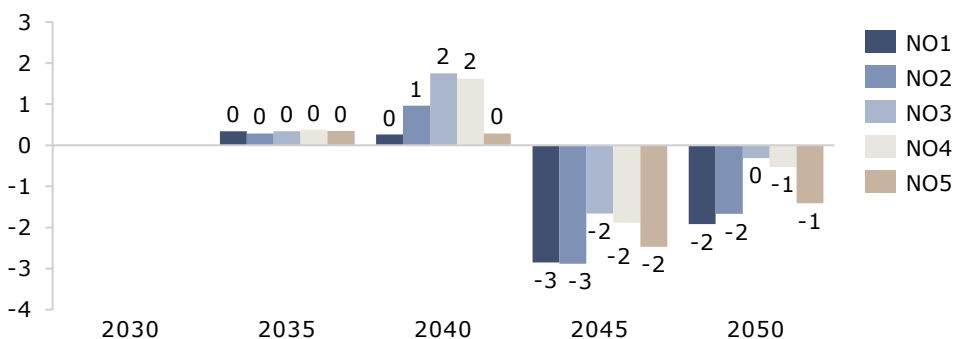


Lavere priser og svekket lønnsomhet i Høy-scenariet med SMR-kjernekraft fører til mindre utbygging av havvind sammenlignet med grunnszenarioet

FORSKJELL I INSTALLERT KAPASITET SAMMENLIGNET MED GRUNNSCENARIOET, NORDEN (GW)



FORSKJELL I KRAFTPRIS SAMMENLIGNET MED GRUNNSCENARIOET, NORGE (€/MWH)



KOMMENTARER

- I **Høy**-scenariet uten kjernekraft blir økt kraftetterspørsel møtt av havvind.
- Med utbyggingen av 1,4GW ny SMR kjernekraft i NO1 i 2040, etterfulgt av ytterligere 1,4GW i 2045 – hvorav 300 MW plasseres i hvert av de øvrige norske prisområdene – er det et svakere investeringsklima for annen kraftproduksjon. Dette fører til lavere utbygging, særlig av havvind, fra og med 2040 sammenlignet med Høy-scenariet uten kjernekraft. Det er rundt 4,5GW fornybarkapasitet mindre innen 2050. Av dette utgjør havvind drøyt 3,4GW, solkraft 0,4GW og landvind 0,8GW.
- Resultatene for Høy-scenariet med SMR er svært like som for Høy-scenariet med Konvensjonell utbygging, både når det kommer til forskjellen i installert kapasitet og prisnivå.
- Forskjellene i installert fornybarkapasitet er størst i Norge, med unntak av noe lavere havvindkapasitet i DK1, SE3 og SE4, som samlet utgjør rundt 0,7 GW i 2050.
- Forskjellen i prisnivået utenfor Norge er mindre enn i Norge.

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

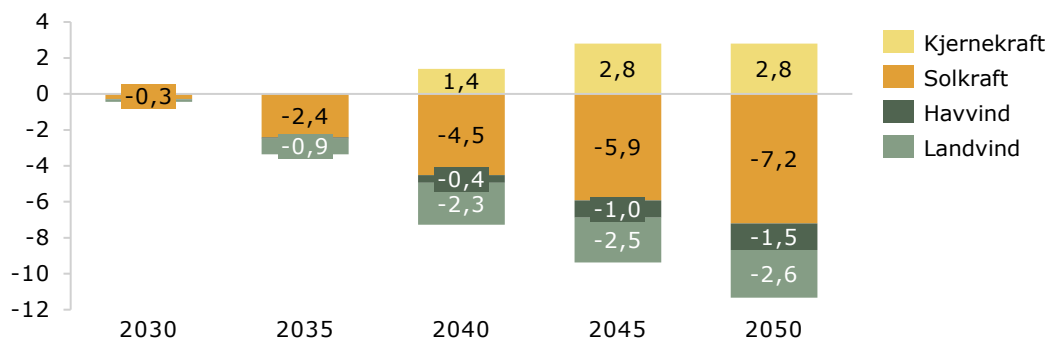
Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

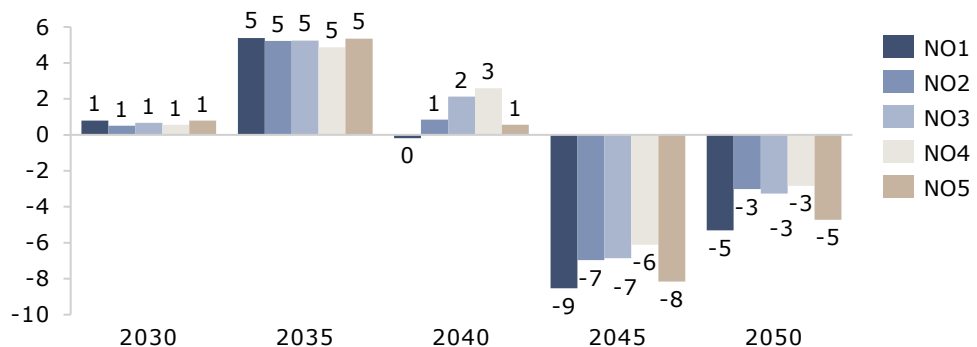
Lav SMR

Som for Konvensjonell utbygging, fører SMR til lavere utbygging av solkraft allerede ti år før den første reaktoren settes i drift i Lav-scenariot

FORSKJELL I INSTALLERT KAPASITET SAMMENLIGNET MED GRUNNSCENARIOET, NORDEN (GW)



FORSKJELL I KRAFTPRIS SAMMENLIGNET MED GRUNNSCENARIOET, NORGE (€/MWH)



KOMMENTARER

- Utbyggingen av 1,4GW ny SMR kjernekraft i NO1 i 2040, etterfulgt av ytterligere 1,4GW i 2045 i **Lav**-scenariot – hvorav 300MW plasseres i hvert av de øvrige norske prisområdene – gir et svakere investeringsklima for annen kraftproduksjon. Dette fører til lavere utbygging, særlig av solkraft, fra og med 2040 sammenlignet med Lav-scenariot uten kjernekraft. Det er drøyt 11GW lavere fornybarkapasitet innen 2050. Av dette utgjør havvind snaut 1,5GW, solkraft 7,2GW og landvind 1,5GW.
- Resultatene, både når det kommer til forskjellen i installert kapasitet og prisnivå, er svært like hva vi ser for konvensjonell kjernekraft i Lav-scenariot og driverne er de samme.
- Prisene er lavere fra 2045. Dette er mest markant i de sørlige prisområdene NO1, NO2 og NO5, hvor kraftbalansen er stor som følger av ny kjernekraft.
- Kraftprisen er dog marginalt lavere i de nordlige prisområdene, NO3 og NO4, enn med Konvensjonell utbygging, ettersom den nye kjernekraftkapasiteten er spredt over hele landet.
- Forskjellene i installert fornybarkapasitet er størst i Norge, med unntak av havvind i SE3, SE2, SE4, DK1 og FI, som samlet utgjør rundt 1,5 GW i 2050.
- Forskjellen i prisnivået utenfor Norge er lavere enn i Norge.

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

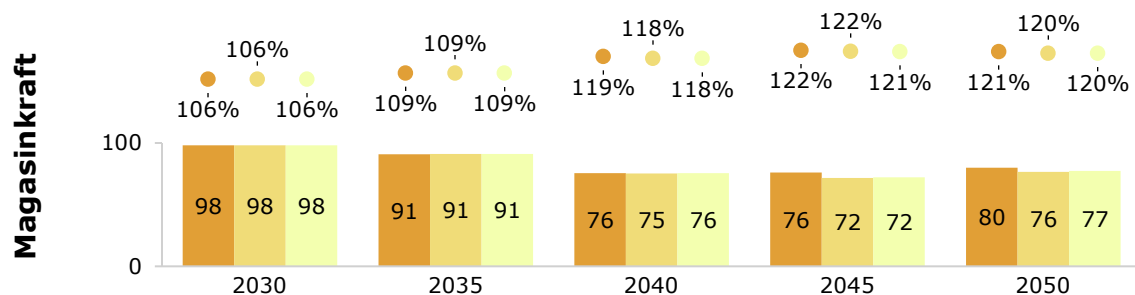
Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

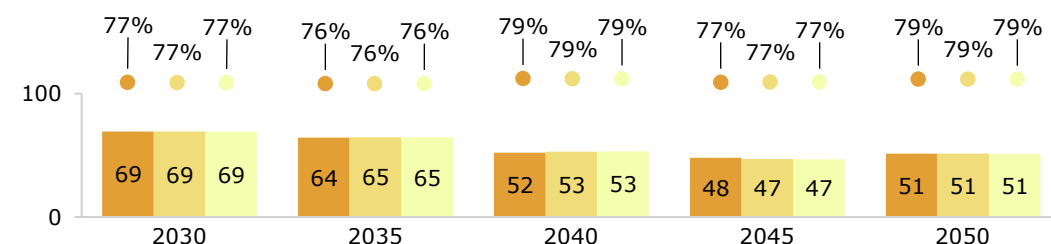
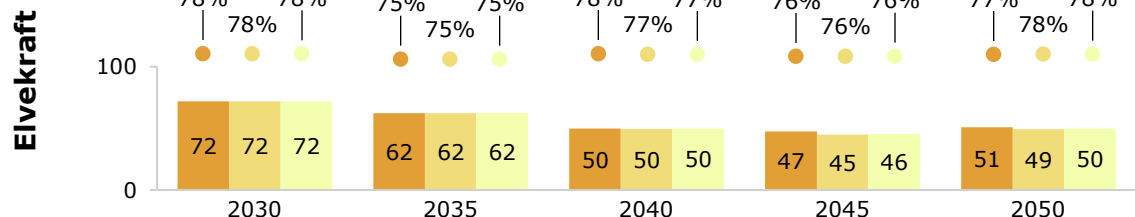
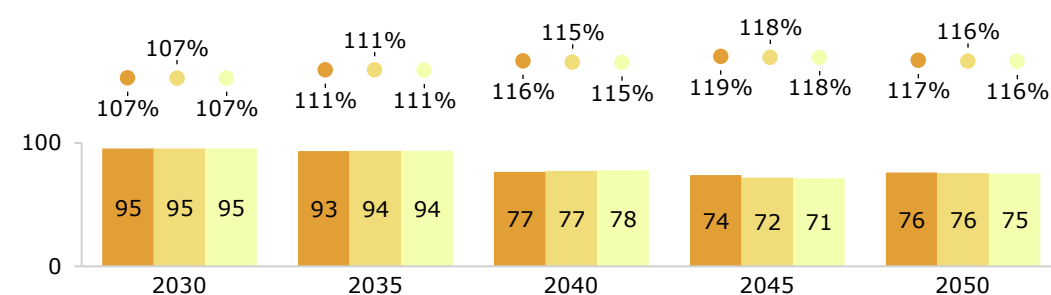
Lav SMR

Vannkraftens oppnådde kraftpris i Høy-scenariet faller etter 2040, som følge av noe større fall i kraftpriser enn i Basis-scenariet

VANNKRAFTENS OPPNÅDDE KRAFTPRIS (€/MWH) OG CAPTURE RATE (%) I SØR-NORGE



VANNKRAFTENS OPPNÅDDE KRAFTPRIS (€/MWH) OG CAPTURE RATE (%) I NORD-NORGE



– Stolpene viser oppnådd kraftpris (€/MWh), mens prikkene viser capture rate (%), for magasinert vannkraft og elvekraft i Sør-Norge (NO1, NO2, NO5) og Nord-Norge (NO3, NO4) i Høy-scenariet med og uten kjernekraft. Vann disponeringen holder seg stabil og capture rate for vannkraften forblir svært lik på tvers av scenarioene. Forskjellen i oppnådd kraftpris skyldes derfor endringer i gjennomsnittlig kraftpris. Til tross for marginalt høyere oppnådde kraftpriser i perioden 2030 til 2040, resulterer de lavere kraftprisene etter 2040 i en gjennomsnittlig årlig inntektsreduksjon på **165 millioner euro** (-1,5%) med Konvensjonell kjernekraft og **132 millioner euro** (-1,2%) med SMR. Det er ingen betydelige forskjeller mellom Sør- og Nord-Norge på tross av ulike utbygging av kjernekraft, ettersom det er tilstrekkelig overføringskapasitet i det nordiske nettet til å balansere endringene.

■ Grunnscenario
 ■ Konvensjonell
 ■ SMR

Høy Grunn-scenario

Høy Konvensjonell

Høy SMR

Basis Grunn-scenario

Basis Konvensjonell

Basis SMR

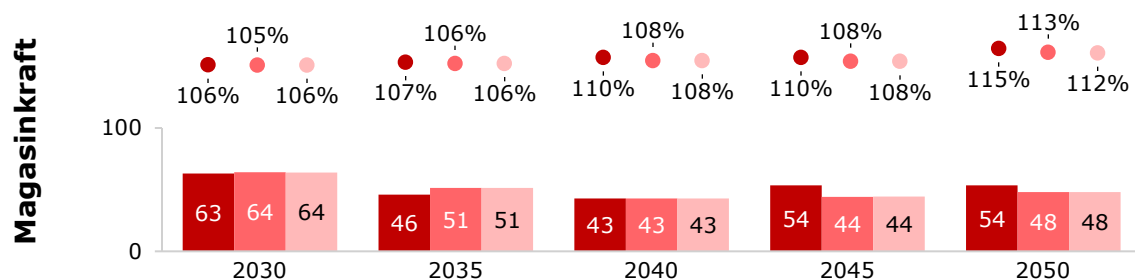
Lav Grunn-scenario

Lav Konvensjonell

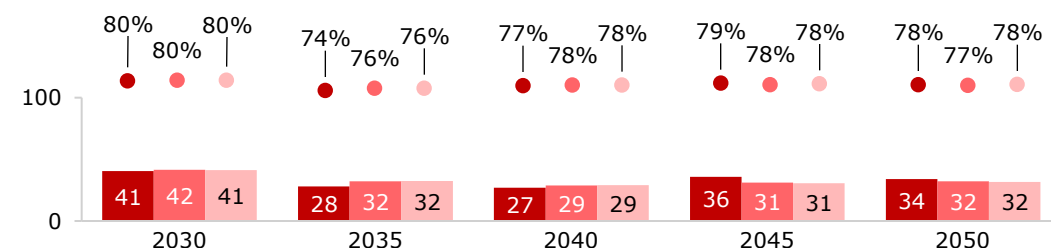
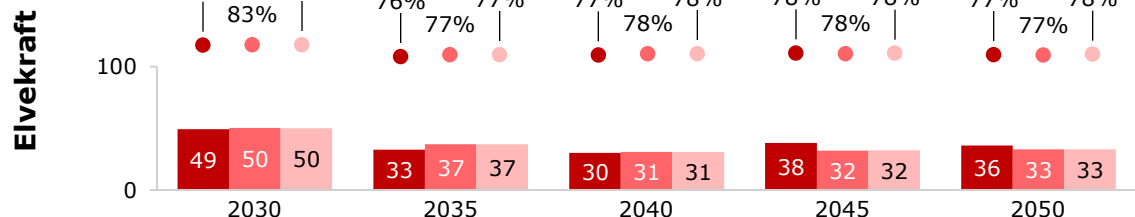
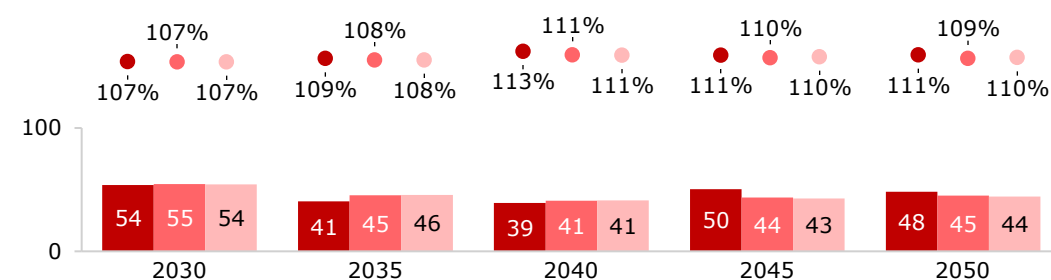
Lav SMR

Lavere oppnådd kraftpris etter 2040 kompenseres av høyere priser i perioden før kjernekraften innføres i Lav-scenariot

VANNKRAFTENS OPPNÅDDE KRAFTPRIS (€/MWH) OG CAPTURE RATE (%) I SØR-NORGE



VANNKRAFTENS OPPNÅDDE KRAFTPRIS (€/MWH) OG CAPTURE RATE (%) I NORD-NORGE



– Stolpene viser oppnådd kraftpris (€/MWh), mens prikkene viser capture rate (%), for magasinert vannkraft og elvekraft i Sør-Norge (NO1, NO2, NO5) og Nord-Norge (NO3, NO4) i Lav-scenariot med og uten kjernekraft. Vanddisponeringen holder seg stabil og capture rate for vannkraften er svært like på tvers av scenarioene. Forskjellen i oppnådd kraftpris skyldes derfor endringer i gjennomsnittlig kraftpris. Vesentlig lavere kraftpriser etter 2040 i kjernekraftscenariene fører til større forskjell i inntekter enn i Basis- og Høy-scenariot. Den gjennomsnittlige årlige inntektsreduksjonen over analyseperioden er **195 millioner** (-2,1%) med Konvensjonell kjernekraft og **212 millioner euro** (-2,3%) med SMR. Forskjeller mellom Sør- og Nord-Norge er drevet av de samme driverne som for den underliggende kraftprisen.

■ Grunnscenario
 ■ Konvensjonell
 ■ SMR

- Høy Grunn-scenario
- Høy Konvensjonell
- Høy SMR
- Basis Grunn-scenario
- Basis Konvensjonell
- Basis SMR
- Lav Grunn-scenario
- Lav Konvensjonell
- Lav SMR

Making Future