



RAPPORT

Grønn industri og energi i Agder

Kunnskapsgrunnlag om energiforsyning, industriutvikling og fremtidens kraftmarked i Agder



Foto: A Energi

Forord

På oppdrag for Agder fylkeskommune har Menon Economics utarbeidet et kunnskapsgrunnlag om kraftsituasjonen, industriutvikling og fremtidens energisystem i Agder, som en del av arbeidet med ny regional plan for grønn industri og energi.

Ansvarlig for prosjektet hos Menon har vært Even Winje, mens Piotr Śpiewanowski har vært prosjektleder. Aria Khosravi, Eivind Bang Støeng, Aljoscha Schöpfer og Simen Karlsen (Multiconsult), har vært prosjektmedarbeidere. Frida Aulie og Vegard Willumen (Multiconsult) har hatt rollen som kvalitetssikrere.

Vi takker Agder fylkeskommune for et spennende oppdrag. Vi takker også alle intervjuobjekter for gode innspill underveis i prosessen. Menon står ansvarlig for alt innhold i rapporten.

April 2026

Even Winje
Prosjektansvarlig
Menon Economics

April 2026

Piotr Śpiewanowski
Prosjektleder
Menon Economics

Om Menon Economics

Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter. Vi er et konsultentselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked.

Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt.

Om Agder fylkeskommune

Agder fylkeskommune er et regionalt folkevalgt organ med ansvar for blant annet videregående opplæring, samferdsel, kultur og næringsutvikling. Fylkeskommunen arbeider for å utvikle Agder til et bærekraftig lavutslippssamfunn med gode levekår.

Innhold

Sammendrag	4
1 Innledning og bakgrunn	6
2 Energisystemet i Agder	7
2.1 Energibalanse: energiproduksjon og forbruk	7
2.2 Nettstatus, effektbehov og lastprofiler	15
3 Industriens rolle i fremtidens energisystem	19
3.1 Industrien har en helt sentral posisjon i Agders næringsliv	19
3.2 Klimaomstilling viktigste driver for fremtidig energibehov i eksisterende industri	20
3.3 Ny kraftintensiv industri etterspør betydelig mengder kraft	23
3.4 Agders konkurransekraft	25
3.5 Samlet vurdering og implikasjoner for scenarioanalysene	27
4 Scenarioer	29
4.1 Referansescenarioet	29
4.2 Scenario 1: Klimaomstilling i tråd med langsiktige klimamål	32
4.3 Scenario 2: Klimaomstilling og middelsscenario for økt industriell aktivitet	34
4.4 Scenario 3: Klimaomstilling og høyscenario for økt industriell aktivitet	35
5 Implikasjoner for kraftmarkedet	37
5.1 Metodisk tilnærming	37
5.2 Resultater	38
5.3 Drivere for kraftpris i NO2 og betydningen av produksjon, etterspørsel og overføring	41
5.4 Nettleie	43
6 Oppsummering og anbefalinger	45
7 Vedlegg	47
7.1 Vedlegg 1: Sysselsetting og verdiskaping per kommune	47
7.2 Vedlegg 2: Drøftelse av Agders konkurransefortrinn	47

Sammendrag

Menon har, på vegne av Agder fylkeskommune, kartlagt dagens status i fylkets energisystem og sentrale utviklingstrekk knyttet til grønn industriutvikling og det regionale kraftmarkedet. Våre analyser viser at Agder er svært godt posisjonert for vekst innen eksisterende og nye kraftintensive næringer. Den langsiktige utviklingen vil imidlertid avhenge av sentrale konkurransefaktorer som kraftprisnivå, nettkapasitet og kompetansetilgang. Den viktigste risikofaktoren fremover er knyttet til prisutviklingen som følge av sterk vekst i kraftetterspørselen, drevet av datasentre og ny industri.

Agder har et sterkt utgangspunkt i det grønne skiftet, med høy kraftproduksjon, et betydelig energioverskudd og en sentral rolle i det norske kraftsystemet. Regionen har en etablert og eksportrettet industribase, særlig innen kraftintensiv industri, som allerede står for en betydelig andel av kraftforbruket. Samtidig er Agder attraktiv for ny kraftkrevende virksomhet, drevet av tilgang på fornybar kraft, tilgjengelige arealer og stabile rammebetingelser.

I 2023 produserte Agder 16,1 TWh energi og forbrukte 13,7 TWh, noe som ga et overskudd på 2,4 TWh. Overskuddet skyldes i hovedsak den omfattende vannkraftproduksjonen i regionen, som alene utgjorde 14,6 TWh. Kraftbalansen tilsvarte samme år 8,8 TWh. Industrien er den største aktøren på forbrukssiden. Dagens industri bruker om lag 3,6 TWh strøm årlig, noe som tilsvarer nesten 50 prosent av fylkets samlede strømforbruk. De tre største anleggene alene står for nær 2,5 TWh.

Våre analyser viser at fremtidig kraftbehov i Agder i stor grad vil bestemmes av to forhold. For det første vil klimaomstilling i eksisterende industri bidra til økt kraftforbruk. For det andre kan etablering av ny kraftkrevende industri (særlig datasentre, men også hydrogen, ammoniakk og annen prosessindustri) gi betydelige utslag i etterspørselen etter kraft. Scenarioanalysene indikerer at det særlig er nyetableringer som kan endre kraftbalansen i regionen frem mot 2040, med et potensial for å mangedoble kraftforbruket over de neste 10–15 åren, noe som i ytterste konsekvens kan snu dagens kraftoverskudd til et underskudd.

NVEs basisscenario legger til grunn fallende kraftpriser frem mot 2040, drevet av økt utbygging av fornybar kraft i Norge og Norden. Vi finner at den regionale prisutviklingen er relativt robust mot moderat vekst i kraftforbruket. Når klimaomstilling og industriell vekst sees i sammenheng, endres imidlertid bildet. Scenarioene som legger til grunn økt industrivekst, gir en prisøkning på 10–15 prosent relativt til referansescenarioet. I høyscenarioet halveres prisdifferansen mot kontinentet relativt til referansescenarioet. En slik konvergering vil ha stor påvirkning på lønnsomheten i eksisterende industri som konkurrerer i et globalt marked. Videre kan investorattraktiviteten for nye etableringer svekkes.

Det er viktig å påpeke at det langsiktige prisnivået fortsatt vil preges av utviklingen i omliggende prisområder. Utbygging av fornybar kraft, og spesielt havvind i Nordsjøen, samt utviklingen i kraftutveksling mellom land, påvirker prisnivået på tvers av markeder. Våre analyser viser imidlertid at regionale utviklingstrekk har stor betydning for de relative forskjellene, noe som er viktig å ta hensyn til i fylkeskommunens arbeid innen energiområdet. Det er per i dag fortsatt usikkert om de planlagte havvindprosjektene vil nå frem til en endelig investering og våre analyser viser at et «bortfall» av disse prosjektene kan øke regionale priser omlag 7–8 øre/kWh.

Økende kompleksitet, hvor regionale og europeiske utviklingstrekk virker sammen, gjør det mer krevende å navigere, både for offentlige myndigheter og private aktører. På bakgrunn av dette har vi utarbeidet fem konkrete anbefalinger for fylkeskommunens videre arbeid. Fylkeskommunen bør:

- Jobbe aktivt for å sikre en balansert utvikling av produksjon, nett og forbruk som grunnlag for å opprettholde regionens konkurransefortrinn innen kraftintensiv industri.
- Bidra til at det legges til rette for lokal energiproduksjon og bedre utnyttelse av eksisterende energiressurser noe som vil styrke verdiskaping i både fornybarnæringen og industrien.
- Bruke regional planlegging og samordning for å redusere målkonflikter og legge til rette for effektiv lokalisering av kraftkrevende virksomhet og lokal energiproduksjon.
- Bidra til dialog og samhandling mellom kommuner, nettselskaper, næringsliv og øvrige relevante aktører for å utløse klima, - energi,- og næringsrelaterte synergier.
- Etablere en fast oppfølging av utviklingen i kraftsystemet, industriutviklingen og øvrige rammebetingelser for å sikre et oppdatert og omforent kunnskapsgrunnlag for sentrale samfunnsmessige utviklingstrekk i fylket.

1 Innledning og bakgrunn

Agder står i en særstilling som energiregion i Norge. Regionen har en betydelig produksjon av regulerbar vannkraft, kraftoverskudd og er sterkt integrert med det nordiske og europeiske kraftsystemet gjennom flere mellomlandsforbindelser. Samtidig er Agder et sentralt knutepunkt i transmisjonsnettet, med omfattende kraftflyt både internt i Norge og til utlandet. Dette gir høy forsyningssikkerhet, men betyr også at regionen i stor grad påvirkes av forhold utenfor fylkets grenser.

Elektrifisering av transport og industri, kombinert med planer for etablering av ny kraftkrevende virksomhet, kan føre til en betydelig vekst i kraftforbruket i årene fremover. Dette illustreres særlig av etterspørselen datasenteretableringer. Samtidig er det usikkerhet knyttet til hvor raskt ny kraftproduksjon og nødvendig nettinfrastruktur kan realiseres.

Med en økende kompleksitet knyttet til utviklingen i kraftsystemet har fylkeskommunen et behov for å styrke sitt kunnskapsgrunnlag knyttet den langsiktige energi- og industriutviklingen i fylket. Formålet med kunnskapsgrunnlaget er å gi Agder fylkeskommune et beslutningsrelevant grunnlag for arbeidet med ny regional plan for grønn industri og energi. Utredningen skal bidra til økt forståelse av hvordan energi produseres, overføres og brukes i regionen, og hvilke muligheter og begrensninger som ligger i dagens energisystem. Videre skal den belyse hvordan kraftsystemet kan utvikle seg fremover, og hvilke strategiske valg regionen står overfor i møte med økt etterspørsel etter kraft og behovet for omstilling til et lavutslippssamfunn.

Agder har allerede en betydelig kraftintensiv industri, med virksomheter som Alcoa Lista, Eramet Kvinesdal og Glencore Nikkelverk. Industrien preger fylkets energibruk og er en stor bidragsyter til regional verdiskaping og sysselsetting. Dette bidrar til at utviklingen i kraftsystemet også vil ha stor påvirkning på vekstutsiktene til eksisterende næringsliv. Rapporten kartlegger dagens energisituasjon og industriens rolle i fremtidens energisystem, og vurderer konsekvensene for kraftbalanse, nettutvikling og regional næringsutvikling.

Rapporten er strukturert i fire hoveddeler, etterfulgt av en oppsummering med konkrete anbefalinger til Agder fylkeskommune. Først gis en kartlegging av dagens energisystem i Agder, inkludert energibalanse, kraftproduksjon, energibruk og nettsituasjon. Deretter analyseres industriens rolle i fremtidens energisystem, der drivere for kraftbehov, omstilling i eksisterende industri og potensialet for nye etableringer står sentralt. Videre presenteres scenarier som illustrerer mulige utviklingsbaner for energisystemet frem mot 2040. Avslutningsvis analyseres implikasjonene for kraftmarkedet, med særlig vekt på prisutviklingen i NO₂ under ulike scenarier.

2 Energisystemet i Agder

Energisystemet i Agder er preget av en dominerende vannkraftproduksjon, et betydelig kraftoverskudd og sterk integrasjon med det europeiske kraftmarkedet. Regionen er et sentralt knutepunkt i transmisjonsnettet, med store kraftflyter både internt i Norge og gjennom mellomlandsforbindelsene. Selv om dagens nettsituasjon i hovedsak er god, viser omfattende planer for nytt kraftforbruk og ny produksjon at etterspørselen etter nettkapasitet øker raskt. Dette kan gi nye flaskehalser og gjøre videre utvikling avhengig av investeringer i både transmisjons- og regionalnettet.

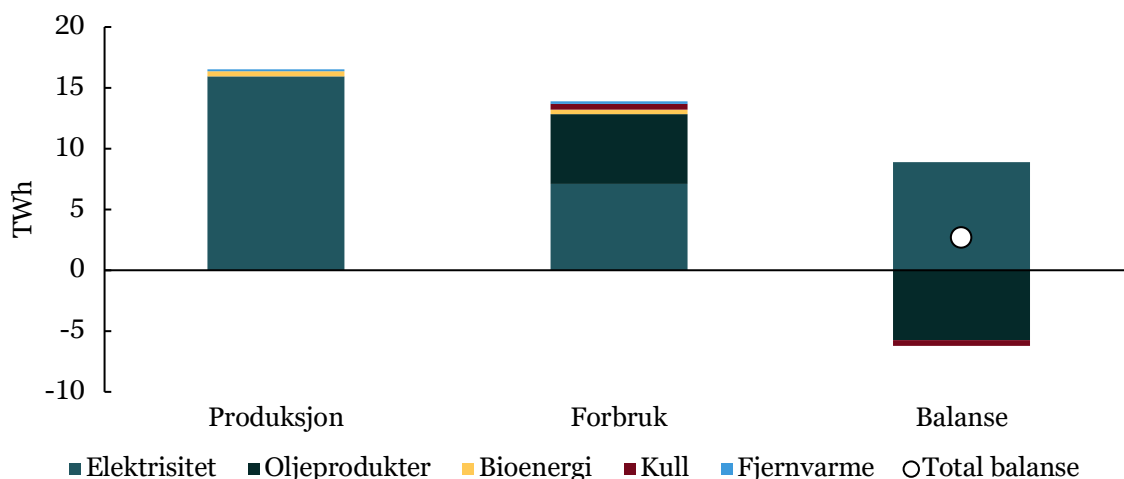
2.1 Energibalanse: energiproduksjon og forbruk

2.1.1 Samlet energibalanse

Energisystemet i en region kan beskrives gjennom en energibalanse, som viser forholdet mellom energiproduksjon og energiforbruk. Energibalansen gir et overordnet bilde av hvor mye energi som produseres lokalt, hvor mye som brukes, og om regionen samlet sett har et overskudd eller underskudd av energi.

Figuren under viser samlet energiproduksjon, energiforbruk og energibalanse i Agder for året 2023, fordelt på energibærere. Energibalansen er definert som forskjellen mellom samlet produksjon og samlet forbruk av energi i fylket i løpet av året.

Figur 2-1: Samlet energibalanse i Agder fordelt på energibærere. Kilde: Menon Economics, NVE, SSB, Returkraft.



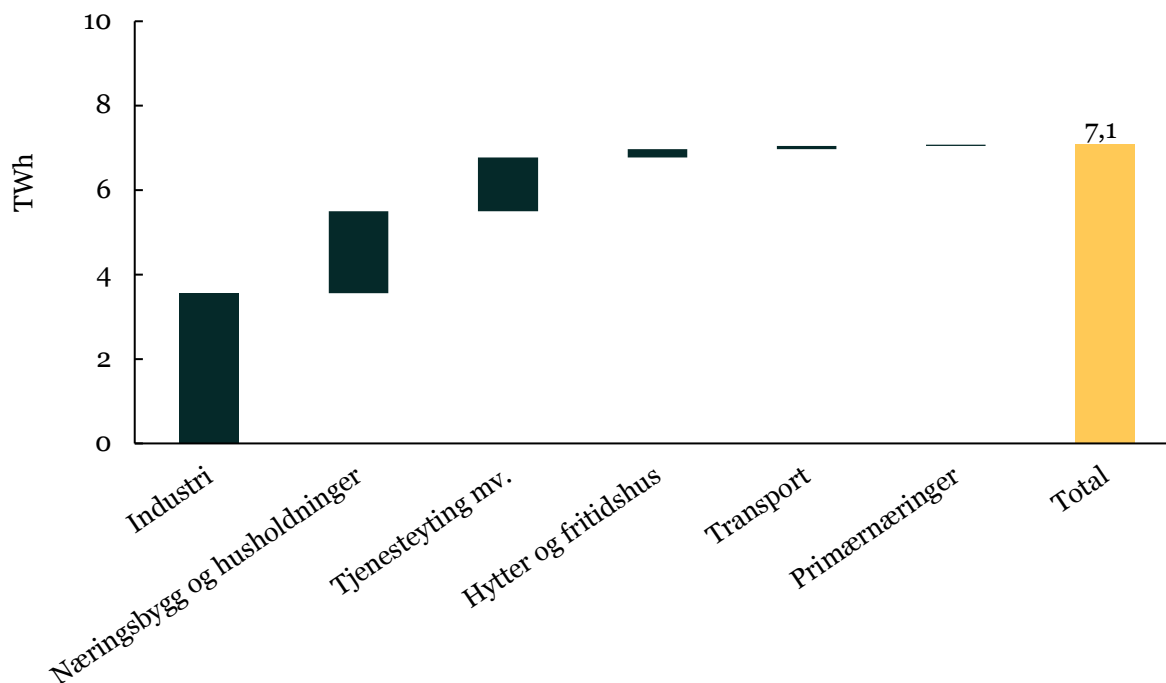
Figuren viser at den samlede energiproduksjonen i Agder oversteg det lokale energiforbruket i 2023. Produksjonen lå på 16,5 TWh, mens forbruket var på 13,9 TWh. Dette gir et energioverskudd på 2,66 TWh, som betyr at Agder er en nettoeksportør av energi til andre regioner. Figuren viser tydelig at produksjonen nesten utelukkende består av elektrisitet, mens forbruket er noe mer delt mellom de forskjellige energibærerne. I delkapitlene under vil vi gå nærmere inn på de ulike energibærerne, både i produksjonen og forbruket, før vi ser alt i sammenheng i et oppdatert energiflytdiagram for Agder fylkeskommune.

Overskuddet av energi skyldes i hovedsak den omfattende vannkraftproduksjonen i regionen, hvilket gjør Agder til en nettoeksportør av elektrisk kraft. Importen til regionen domineres av oljeprodukter og det importeres en mindre andel kull.

2.1.2 Strømforbruket i Agder domineres av kraftforedlende industri

Energiforbruket i en region består av både elektrisitet og andre energibærere som oljeprodukter, bioenergi, kull og fjernvarme. Strøm utgjør litt i overkant av 50 prosent av den samlede energibruken i området. Sammensetningen av energibruken varierer mellom sektorer, avhengig av teknologivalg, energibehov og graden av elektrifisering. For å forstå energibruken i Agder er det derfor relevant å se både på bruken av andre energikilder og på hvordan strømforbruket er fordelt mellom sektorer og geografiske områder. Disse perspektivene belyser ulike sider av energisystemet. Fordelingen på energibærere sier noe om graden av elektrifisering og bruken av fossile og alternative energikilder. Fordelingen av strømforbruk gir innsikt i hvilke sektorer og områder som driver etterspørselen etter elektrisk kraft og dermed belastningen på kraftsystemet. Figuren under viser strømforbruket i Agder i 2023 fordelt på forbrukergrupper.

Figur 2-2: Strømforbruk per forbrukergruppe (2023). Kilde. Energidashbord.¹



Den regionale industrien er den klart største forbrukeren av elektrisk kraft i regionen. Etter industrien følger husholdninger og næringsbygg. Samlet sto disse tre sektorene for over 75 prosent av det totale strømforbruket i regionen i 2023. De resterende 25 prosentene fordeler seg på andre forbrukergrupper, som tjenesteyting, hytter og fritidsboliger. Transport utgjør en liten andel (0,1 TWh) av det totale strømforbruket i Agder, hvilket kan forklares med at private kjøretøy inngår i kategorien husholdninger.

Den høye andelen strømforbruk i industrien reflekterer en sterk tilstedeværelse av kraftintensiv industri i Agder. Dette er et sentralt trekk ved energisystemet i regionen og bidrar til at kraftforbruket

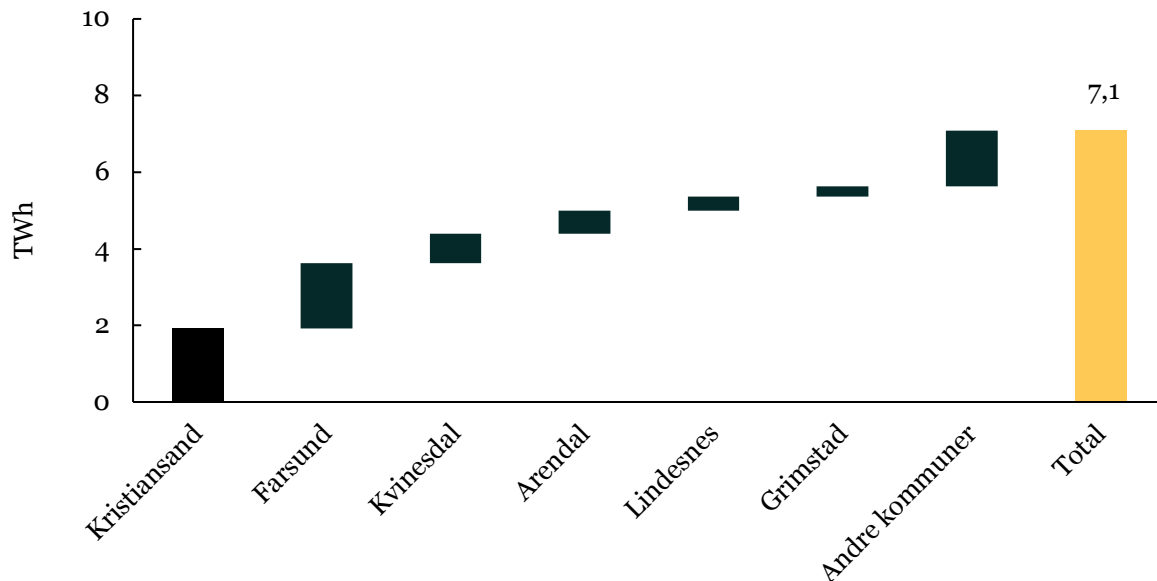
¹ Energidashbordet visualiserer energisystemet i norske kommuner og fylker, og er utviklet av Akershus, Buskerud og Østfolds fylkeskommuner. Dataene som vises i dashbordet er samlet inn fra offentlig statistikk og databaser, eller beregnet der slike data ikke er tilgjengelige. Dashbordet er tilgjengelig [her](#).

i fylket er relativt høyt sammenlignet med regioner med mindre industri. De tre største anleggene alene står for nær 2,5 TWh av det samlede industriforbruket på 3,6 TWh i Agder. Dette er de største industrielle enkeltforbrukerne i regionen:

1. Alcoa Lista: ca. 1,2 TWh i 2023²
2. Eramet Kvinesdal: ca. 0,7 TWh i 2022³
3. Glencore Nikkelverk Kristiansand: ca. 0,5 TWh i 2023⁴

Lokasjon av kraftforedlende industri preger også den geografiske fordelingen av strømforbruket i Agder, jamfør figuren under.

Figur 2-3: Strømforbruk per kommune (2023): Kilde: Energidashbord



Kristiansand var kommunen med høyest kraftforbruk, med et forbruk på om lag 1,9 TWh. Dette reflekterer både befolkningsgrunnlaget og konsentrasjonen av næringsaktivitet i kommunen. Allikevel står Farsund og Kvinesdal også for store andeler av strømforbruket, selv om befolkningstallet i disse kommunene er betydelig mindre enn i for eksempel Arendal, Lindesnes og Grimstad. Dette forklares med tilstedeværelsen til henholdsvis Alcoa Lista og Eramet Kvinesdal, som nevnt over.

Industri og transport dominerer fossil energibruk

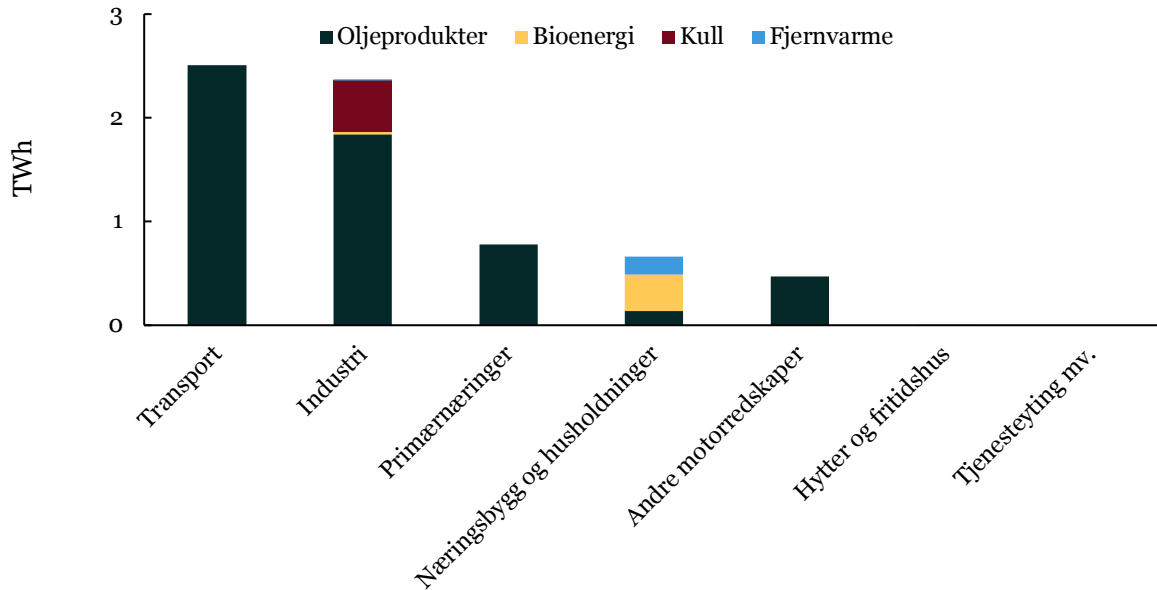
Strukturen i etterspørselen etter øvrige energibærere skiller seg betydelig fra mønsteret identifisert for strøm over. Den viktigste forskjellen er transportsektorens rolle, samt at den industrielle aktiviteten i mye større grad en øvrig «stasjonært forbruk» fortsatt krevet en betydelig innslag av fossile energibærere. Oljeprodukter utgjør over 84 prosent av det samlede forbruket av ikke-elektriske energibærere, tilsvarende 6,8 TWh. Dette er illustrert i figuren under som viser bruken av øvrige energikilder i Agder fordelt på sektorer for året 2023.

² <https://www.alcoa.com/norway/no/pdf/Alcoa-Norway-AS-Annual-report-2024.pdf>

³ <https://www.norskeutslipp.no/no/Diverse/Virksomhet/?CompanyID=6260>

⁴ <https://www.norskeutslipp.no/no/Diverse/Virksomhet/?CompanyID=5652&ComponentPageID=1166>

Figur 2-4: Bruk av øvrige energikilder per sektor i 2023.⁵ Kilde: Energidashbord



Figuren viser at transportsektoren hovedsakelig benytter oljeprodukter som energibærere, i tillegg til en liten andel elektrisitet som vist i Figur 2-2. Transportsektoren i Agder har i begrenset grad omstilt til nullutslippsløsninger. Elbiler inngår i statistikken under forbrukergruppen husholdninger og er derfor ikke inkludert i transport over. Industrien benytter også fossile energibærere i sitt energiforbruk, og noe kull inngår fortsatt i energibruken. Kull brukes som reduksjonsmiddel i industrien og kan ikke elektrifiseres bort. Allikevel kan kull erstattes med bio-kull. I industrien sto oljeprodukter for 77 prosent av forbruket, mens kull utgjorde 21 prosent.

Bioenergi og fjernvarme benyttes i hovedsak til oppvarming i næringsbygg og husholdninger, samt som biodrivstoff i private kjøretøy.⁶ Til sammen utgjør disse energibærerne om lag 4 prosent av det samlede energibruket i fylket (inkludert kraft), eller 8 prosent ekskludert kraft. Figuren illustrerer dermed at fossile energibærere fortsatt spiller en viktig rolle i de fleste sektorer, mens alternative energikilder i større grad brukes til oppvarming i bygg. Bioenergi omfatter også forbruket av ved, hvilket inngår hovedsakelig hos husholdninger, men også en mindre andel i hytter og fritidshus. Vi har fordelt vedforbruket basert på antall boliger og fritidsboliger i Agder fylke. Når det gjelder biogass, har vi antatt at all produksjon som foregår lokalt i Agder, også forbrukes i industrien innenfor fylkets grenser. Dermed inkluderer vår oversikt ikke biogass benyttet i eksempelvis transport.

Samlet sett viser figurene at energibruken i Agder preges av en kombinasjon av kraftintensiv industri, betydelig elektrisitetsbruk i bygg og fortsatt bruk av fossile energibærere i transportsektoren.

2.1.3 Vannkraften sikrer et betydelig energioverskudd – potensial for å styrke andre fornybare energikilder

Agder har betydelige energiresurser og en høy lokal produksjon av elektrisitet. Kraftproduksjonen i fylket er basert på fornybare energikilder, særlig vannkraft. Sammensetningen av kraftproduksjonen

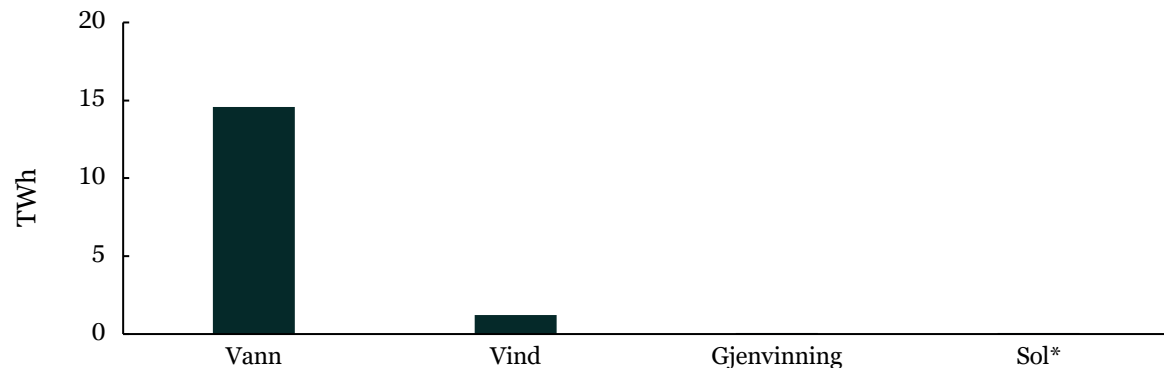
⁵ Energidashbordet regner ut mengde energiforbruk av oljeprodukter ved en Reverse Engineering-metode, som bygger på hvert oljeprodukts energitetthet. Omregningsfaktorer er oppgitt [her](#).

⁶ I Norge stilles det krav til at alle som omsetter drivstoff skal selge en viss andel biodrivstoff i løpet av et år. Dette gjelder eksempelvis biodrivstoff som kan blandes inn i bensin, diesel, flydrivstoff eller i marin gassolje. <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/transport/biodrivstoff/>

har betydning både for energibalansen i regionen og for hvor fleksibelt energisystemet kan tilpasse seg endringer i forbruk og produksjon.

Figuren under viser kraftproduksjonen i Agder fordelt på energikilder i 2023.

Figur 2-5: Kraftproduksjon per kilde, 2023. Kilde: Kraftkommune, NVE og Returkraft.



**Data for solkraft er fra 2025.*

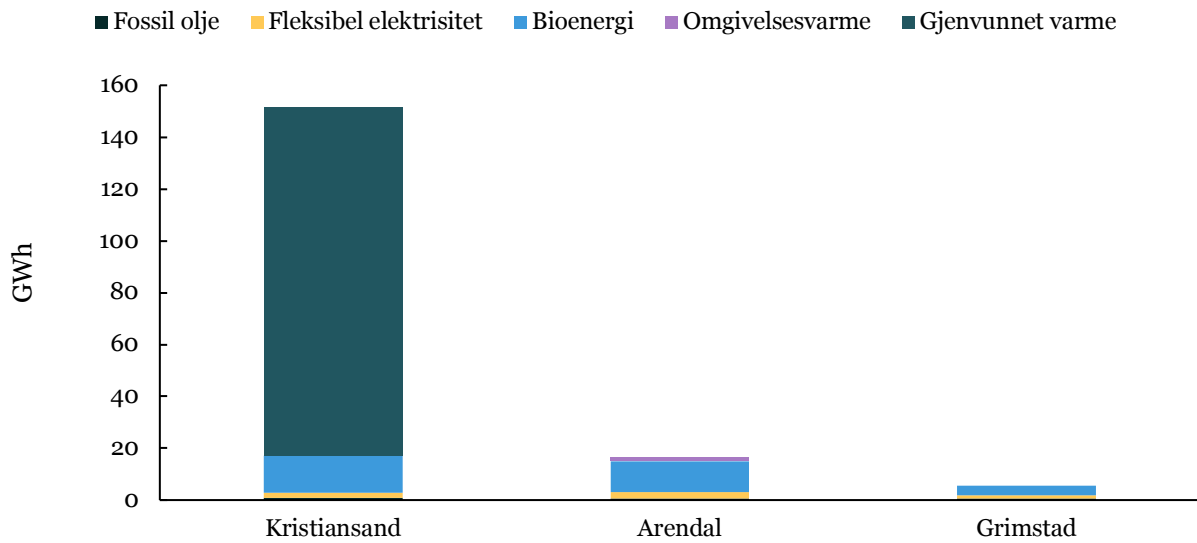
Figuren viser at det er betydelig lokal kraftproduksjon i regionen. Den klart største delen av produksjonen kommer fra vannkraft, som utgjør ryggraden i kraftsystemet i Agder. Vannkraften er i stor grad regulerbar og bidrar dermed med fleksibel kraftproduksjon som kan tilpasses variasjoner i etterspørselen etter strøm. I 2023 produserte vannkraften i regionen 14,6 TWh.

Landbasert vindkraft utgjør en langt mindre del av kraftproduksjonen i fylket, og er per i dag ikke en sentral kraftkilde i regionen. Produksjon av landbasert vind genererte 1,2 TWh i 2023. Samtidig er solkraft i Agder svært begrenset og fremstår i praksis som neglisjerbar i dagens kraftsystem. Dette er bemerkelsesverdig ettersom solressursene i Agder er blant de beste i Norge. Til tross for dette har utbyggingen av solkraft i regionen stagnert de senere årene. Sammenlignet med enkelte andre fylker med tilsvarende solforhold, som Vestfold, har utbyggingstakten vært betydelig lavere. I 2025 lå produksjonen av solkraft i Agder på i underkant av 68 GWh. Ifølge NVE er dagens totale installerte effekt på 85 MW, som gir en estimert årsproduksjon på 71 GWh.⁷ Kraft fra avfallsforbrenning i Returkraft sitt anlegg bidrar med om lag 70 GWh per år.

I tillegg til vannkraft produseres det også andre energibærere i regionen, blant annet fjernvarme og bioenergi. Volumene er imidlertid relativt begrenset og utgjør til sammen rundt 600 GWh, tilsvarende ca. 3 prosent av den samlede lokale energiproduksjonen. Figuren under viser fjernvarmeproduksjonen i Agder fordelt på energikilder og kommuner i 2024.

⁷ <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraftanlegg-i-norge/>

Figur 2-6: Fjernvarmeproduksjon i Agder fordelt på energikilde og kommune (2024). Kilde: Fjernkontrollen.no.



Det produseres om lag 170 GWh fjernvarme i Agder, tilsvarende rundt 1,3 prosent av det samlede energiforbruket i regionen. Produksjonen er fordelt på tre kommuner: Kristiansand, som står for majoriteten, Arendal og Grimstad. Energikilden er i hovedsak gjenvunnet energi, som spillvarme fra industri og avfallsforbrenning. Selv om volumet er begrenset, kan fjernvarme bidra til å redusere behovet for elektrisitet til oppvarming – særlig i vinterperioder når strømforbruket er høyt og belastningen på nettet er størst.

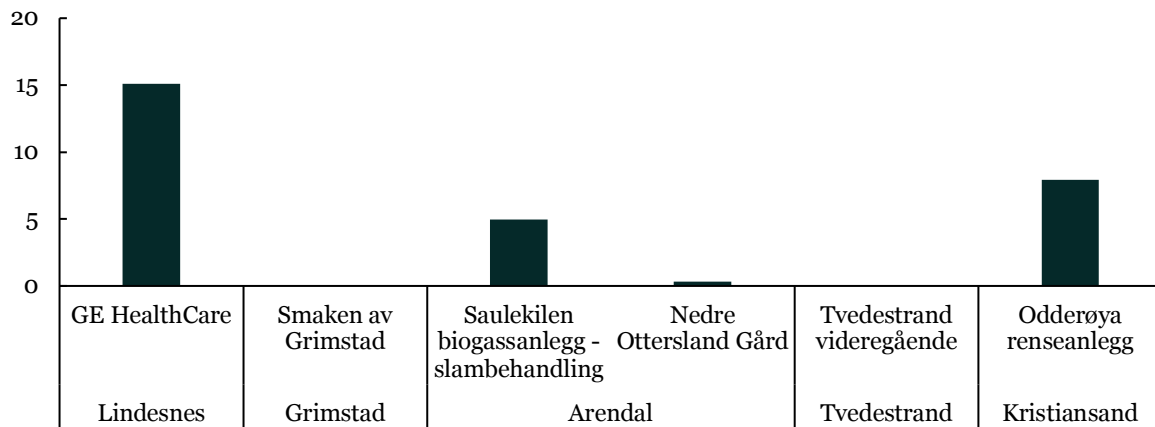
Fjernvarme i regionen produseres i stor grad av Å Energi, som har konsesjonsområder i alle tre kommunene. I Kristiansand utnytter Å Energi spillvarme fra avfallsforbrenningsanlegget Returkraft og fra Glencore Nikkelverk – en løsning som ifølge Å Energi frigjør rundt 120 GWh elektrisitet årlig.⁸

Biogassproduksjonen i Agder er enda mer begrenset. I 2024 ble det produsert i underkant av 30 GWh biogass ved seks anlegg, tilsvarende rundt 0,2 prosent av den samlede energiproduksjonen i fylket.⁹ Figuren under viser produksjonen fordelt på anlegg og kommuner.

⁸ [aa-energi-varme.pdf](#)

⁹ Merk at det ikke var mulig å fremskaffe data på en eventuell lokal produksjon av trepellets. Dette tyder på at lokal produksjon i regionen er svært begrenset eller fraværende.

Figur 2-7: Produksjon av biogass i Agder per kommune i 2024. Kilde: Biogasstatistikk 2024 og 2023.



Selv om volumene er relativt små sammenlignet med den totale energibruken i fylket, representerer biogass en energikilde med potensial for økt utnyttelse av lokale ressurser. Produksjon av biogass kan bidra til å redusere klimagassutslipp fra avfall og avløp, samtidig som energien kan benyttes i transport eller i sirkulære verdikjeder.

Ved utgjør også en betydelig andel av husholdningers energiforbruk og inngår under bioenergi. Det finnes ikke data på vedproduksjon som følge av energibærerens omsetningspraksis og høy grad av selvforsyning. Vi antar derfor at produksjonen tilsvarer det lokale forbruket, som er oppgitt til 0,36 TWh i 2023.¹⁰

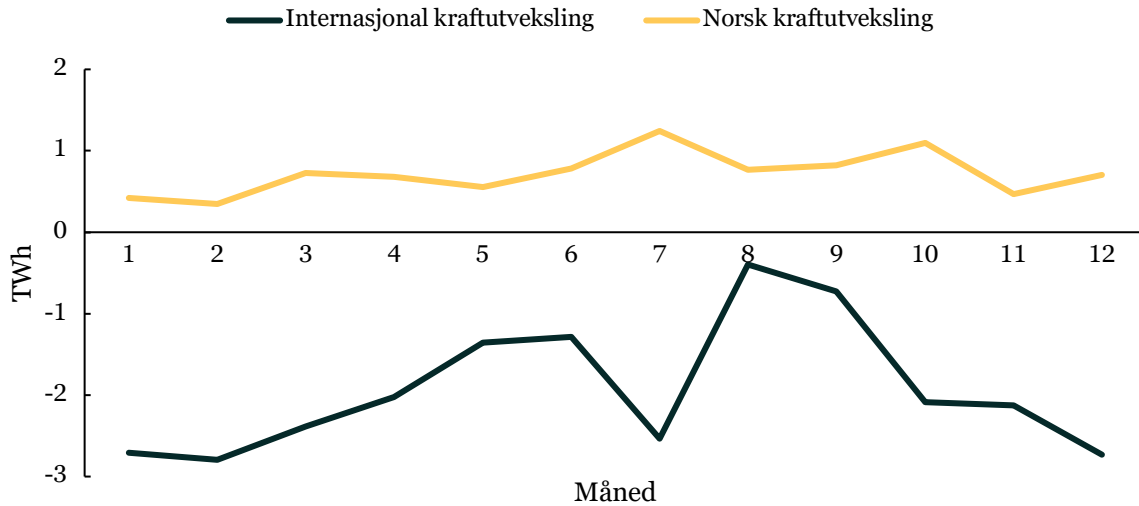
Samlet sett viser figurene at energiproduksjonen i Agder i stor grad er dominert av vannkraft, mens andre energiformer som fjernvarme, ved og biogass foreløpig utgjør mindre bidrag i det regionale energisystemet.

Kraftutvekslingen preger fylkets energisituasjon

Agder fylkeskommune ligger innenfor prisområde NO2, der netto kraftutveksling med utlandet er betydelig større enn kraftutvekslingen med andre norske prisområder. Figuren under illustrerer netto kraftutveksling per måned i 2025 mellom NO2 og områdene NO1 og NO5, i tillegg til utlandet.

¹⁰ [09703: Energibalansen. Vedforbruk i boliger, etter fyringsteknologi \(F\) 2005-2024](#)

Figur 2-8: Internasjonal og norsk kraftutveksling fra NO2 i 2025. Kilde: ENTSO-E.



Prisområdet NO2 er koblet til flere store mellomlandsforbindelser. Dette inkluderer Skagerakforbindelsene til Danmark, Norned til Nederland, NordLink til Tyskland og North Sea Link til Storbritannia. Samlet gir disse kablene en eksportkapasitet på 5,2 GW.¹¹ I 2025 importerte NO2 om lag 2,7 TWh fra utlandet, og eksporterte om lag 25,8 TWh. Figuren over illustrerer dermed hvordan NO2 fungerer som et sentralt eksportpunkt for norsk kraft til det europeiske kraftmarkedet.

Den negative netto kraftutvekslingen med norske prisområder indikerer at NO2 i flere perioder importerer kraft fra NO1 og NO5. I 2025 tilsvarte nettoeksporten mellom NO2 og disse to prisområdene negative 8,6 TWh. Mye av kraften eksporteres deretter videre til Europa, slik at NO2 fungerer som et transittområde i det norske kraftsystemet. Figuren over gir et aggregert bilde av kraftutvekslingen, men sier ikke noe om flaskehals og kapasitetsbegrensninger mellom prisområdene. Slike flaskehals kan begrense hvor mye kraft som faktisk kan overføres mellom områder, og bidrar dermed til prisforskjeller mellom dem.

Når eksportkapasiteten til Europa utnyttes, kan dette også påvirke kraftprisene i Sør-Norge, selv om både Agder og NO2 som helhet befinner seg i en situasjon med kraftoverskudd. Den regulerbare vannkraften optimaliserer sin produksjon for å sikre høyest mulig verdi for tilgjengelige ressurser. Import av kraft er et alternativ til produksjon innenlands, som betyr at kraftprisene i europeiske markeder har stor betydning for hvilken kraftpris man står ovenfor her hjemme.

2.1.4 Fylkets detaljerte energibalanse tydeliggjør potensialet for utslippskutt og ny industri

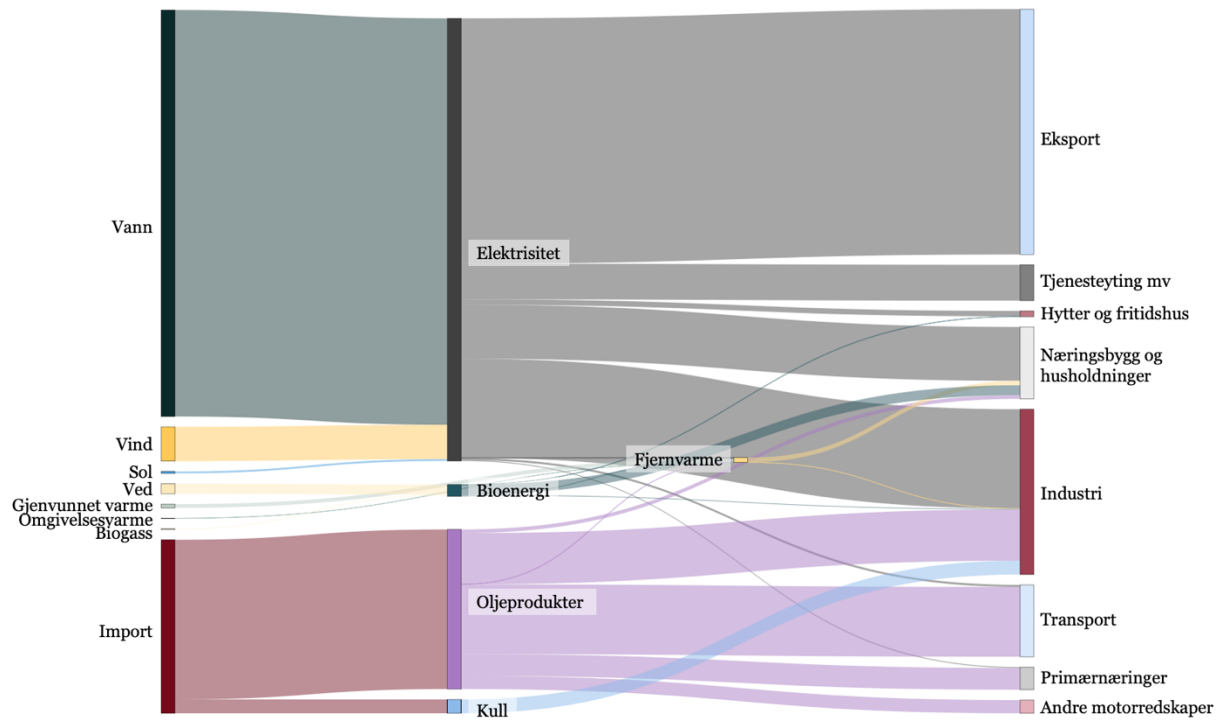
Figur 2-9 oppsummerer analysene av energisystemet i Agder og viser hvordan energien produseres, omformes og brukes i regionen.

Figuren reflekterer et energisystem preget av høy vannkraftproduksjon, stort strømforbruk i industri og bygg, og betydelig kraftutveksling med resten av Norge og Europa. Vannkraften dominerer produksjonen og går inn i elektrisitetssystemet, der strømmen enten brukes regionalt, særlig i industri, næringsbygg og husholdninger, eller eksporteres ut av regionen. Eksporten av elektrisk energi er større enn den samlede etterspørselen i industrien, og også større enn den fossile energibruken i transport og

¹¹ <https://www.statnett.no/om-statnett/forsta-strom-og-kraftsituasjonen/mellomlandsforbindelsene/>

industri. Dette gjenspeiler både kraftoverskuddet i Agder og den tette koblingen til det europeiske kraftmarkedet gjennom prisområde NO2.

Figur 2-9: Detaljert energiflyt i Agder. Kilde:



Samtidig viser energibalansen at andre energibærere fortsatt har en sentral rolle. Industrien står for den klart største delen av den samlede energibruken i fylket, og dominerer tydelig når en ser elektrisitet og øvrige energibærere i sammenheng. Oljeprodukter brukes særlig i transport og i enkelte industrielle prosesser, mens bioenergi, kull og fjernvarme utgjør mindre energistrømmer til industri og oppvarming. Fjernvarmen er begrenset i omfang, men dekker en del av varmebehovet i byområder, særlig i Kristiansand, og er i hovedsak basert på gjenvunnet varme.

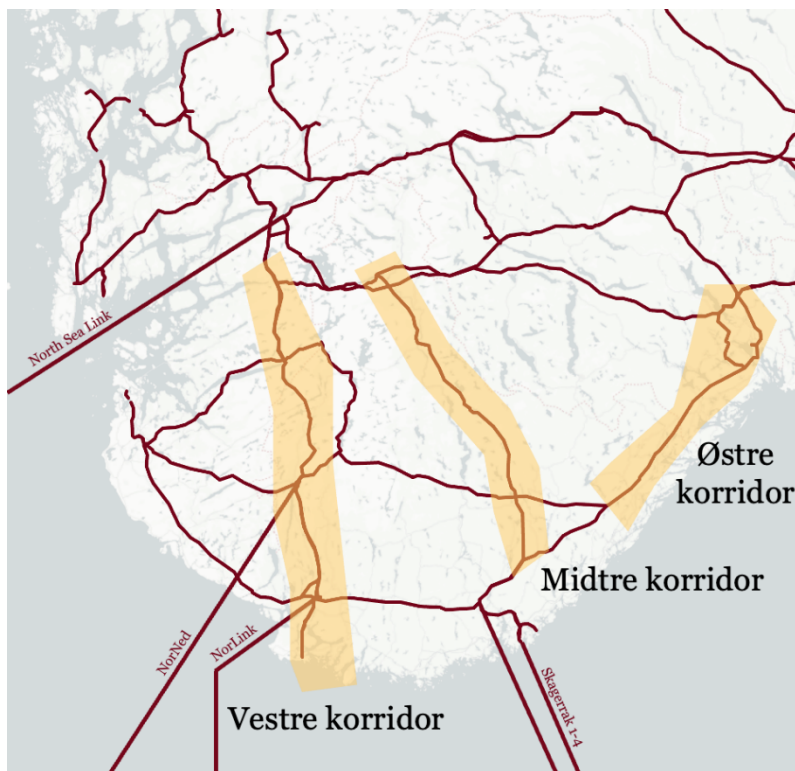
Samlet illustrerer figuren et energisystem dominert av regulerbar vannkraft, som både dekker store deler av det regionale behovet og muliggjør netto krafteksport. Samtidig viser den at enkelte deler av energibruken fortsatt er avhengige av fossile energibærere, særlig transport og industri.

2.2 Nettstatus, effektbehov og lastprofiler

2.2.1 Nettsituasjon i Agder

Nettsituasjonen i Agder må forstås i lys av at regionen er et av de mest sentrale knutepunktene i det norske kraftsystemet. Agder er både en stor produsent av regulerbar vannkraft, et område med betydelig lokalt forbruk langs kysten, og et hovedlandingspunkt for Norges mellomlandsforbindelser mot Europa. Transmisjonsnettet i regionen fungerer i stor grad som et transportnett for kraftflyt mellom Norge og utlandet og videre mellom landsdelene, og er ikke bare dimensjonert for lokal forsyning. Dette gir høy forsyningssikkerhet, men innebærer også at utviklingen i Agder er tett koblet til kraftflyt, flaskehalser og markedsforhold utover fylkets grenser. De viktigste «korridorene» er markert i gult i kartet under.

Figur 2-10: Nettsituasjonen i Agder. Kilde: Menon Economics.



Statnett beskriver transmisjonsnettet i Agder som sterkt og relativt godt utbygd, med et omfattende 420 kV-nett som i stor grad ble etablert og forsterket gjennom utbyggingen av vestre, midtre og østre korridor fra 2000-tallet og frem til i dag. Disse korridorene knytter sammen Sørlandet, Vestlandet og Østlandet, og har vært viktig for å muliggjøre både økt kraftutveksling med utlandet og bedre intern overføring i Sør-Norge. Samtidig finnes det fortsatt enkelte eldre 300 kV-anlegg, særlig i indre deler av Agder og i tilknytning til produksjonsanlegg, som over tid vil kreve reinvesteringer eller spenningsoppgradering.

Produksjonsstrukturen i Agder er dominert av vannkraft i de indre delene av fylket, med store kraftverk i blant annet Sirdal- og Brokke-systemene. Denne regulerbare produksjonen gir Agder en særskilt rolle i kraftsystemet, både som leverandør av energi og som bidragsyter til effekt, fleksibilitet og systemstabilitet. De siste årene har det også kommet noe vindkraft, særlig i sørvest i Agder, og regionen er valgt som tilknytningsspunkt for den første norske havvindutbyggingen på Sørlige Nordsjø II, som planlegges tilknyttet Kvinesdal.

På forbrukssiden er dagens maksimale effektuttak i Sør-Rogaland og Agder samlet rundt 3 100 MW, med tyngdepunkt langs kysten og rundt byene Kristiansand, Arendal, samt større industriaktører som Alcoa Lista. Av dette er over 1 300 MW tilknyttet Agder, som beskrevet i neste delkapittel. Samtidig viser både Statnetts områdeplan og områdestudiene fra regionalnettet en sterk vekst i forespørsler om nytt forbruk. Statnett har reservert eller satt i kø kapasitet til rundt 1 700 MW nytt forbruk i området, hvorav datasentre utgjør de største volumene. Av dette kommer 84 prosent fra datasentre, 5 prosent fra batteri og ca. 2 prosent fra hydrogen/ammoniakk.

Selv om transmisjonsnettet i Agder overordnet har god kapasitet, peker Statnett på at den videre utviklingen i regionen i økende grad begrenses av lokale forhold: transformeringskapasitet i stasjoner, grensesnittet mot regionalnettet og enkelte transportkorridorer, særlig østover mot Grenlandsområdet og Østlandet. Med økende forbruk langs kysten i Sør- og Øst-Norge, kombinert med ny produksjon fra havvind i sør, forventes eksempelvis den østre transportkorridoren mellom Sørlandet og Østlandet å

bli en sentral flaskehals. Dette er bakgrunnen for at Statnett har igangsatt planlegging av ny 420 kV-forbindelse fra Stemmen via Arendal til Bamble, både for å gi tilknytningskapasitet til nytt stort forbruk i Kristiansand-området og for å styrke overføringskapasiteten østover mot NO1.

Utviklingen i regionalnettet i Agder må ses i tett sammenheng med disse planene. Regionalnettet, som eies og driftes av Glitre Nett, er i hovedsak masket mellom transmisjonsnettstasjonene, men møter økende belastning som følge av både nytt forbruk og økt produksjon. Områdestudiene viser at det pågår og planlegges en rekke tiltak i regionalnettet, blant annet oppgraderinger av kystlinjen mellom Kristiansand og Kvinesdal, forsterkninger rundt Kristiansand by og nye løsninger for å møte forbruksvekst i Arendalsområdet. Samtidig peker både Statnett og Glitre Nett på at videre vekst kan gjøre det mer hensiktsmessig å etablere nye transmisjonsnettstasjoner fremfor stadig større investeringer i regionalnettet, særlig for å redusere transitt og sårbarhet.

Strømnettet i Agder har generelt en sterk systemposisjon, men den høye etterspørselen etter nettkapasitet innebærer at videre vekst i forbruk og produksjon i stor grad vil avhenge av nye nettinvesteringer. Regionen har de siste årene opplevd en sterk økning i forespørsler om tilknytning av både nytt kraftforbruk og ny kraftproduksjon. De store volumene av reservert kapasitet og kapasitet i kø viser at etterspørselen etter nettkapasitet allerede overstiger tilgjengelig kapasitet i deler av nettet.

For å muliggjøre tilknytning av ny kapasitet vil det særlig være behov for økt transformeringskapasitet i transmisjonsnettet, blant annet rundt Arendal og Kvinesdal. Statnett har igangsatt flere tiltak for å møte dette behovet, herunder bygging av ny transformatorstasjon på Stemmen utenfor Kristiansand og kapasitetsøkninger ved Kvinesdal stasjon. Utviklingen i effektetterspørselen vil i stor grad avhenge av hvor raskt disse og lignende tiltak realiseres. Begge prosjektene forventes ferdigstilt innen 2030. I tillegg peker områdeplanen på behov for oppgraderinger av enkelte eldre 300 kV-forbindelser til 420 kV, særlig i indre deler av Agder.

2.2.2 Effektbehov og lastprofiler

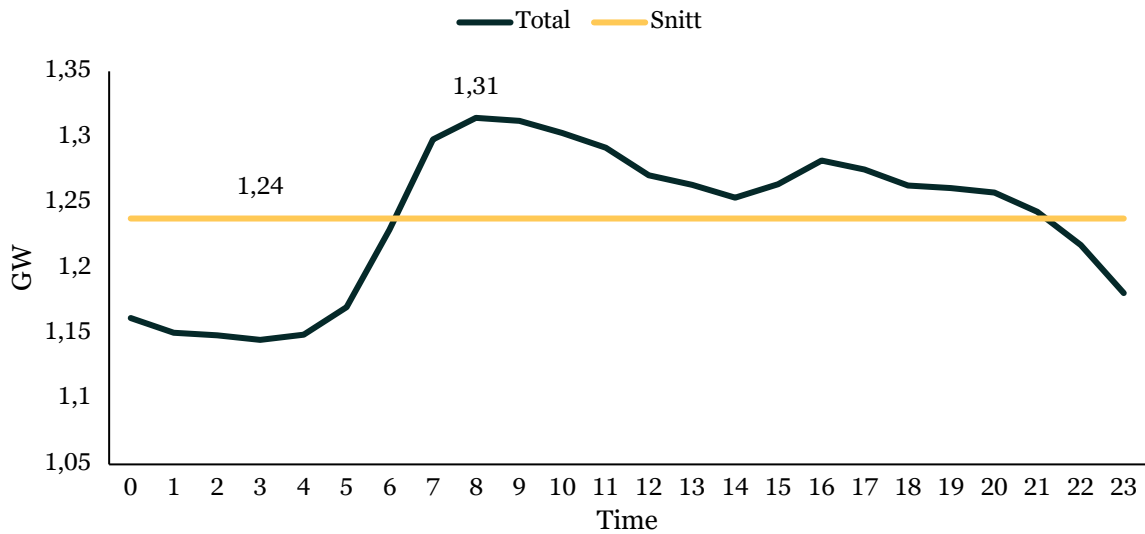
Forbruket av kraft varierer betydelig gjennom året. Industri, husholdninger og næringsbygg er de største forbruksgruppene av elektrisk kraft i Agder, som illustrert i kapittel 2.1. Industriens forbruk er typisk flat gjennom døgnet, mens husholdninger og næringsbygg varierer i større grad. Dette gjelder særlig for vinterhalvåret som preges av lave temperaturer og behov for oppvarming. Sommermånedene, preget av høyere temperaturer og ferieavvikling, har normalt lavere etterspørsel etter strøm.

Selv om energiforbruket varierer over tid, bestemmes effektbehovet av timene med høyest samtidig forbruk. Strømnettet må derfor være dimensjonert for å kunne håndtere maksimal effektbelastning.

Figuren under viser lastprofilen for den dagen i perioden 2022 til 2024 der det ble registrert høyest strømforbruk i en enkelt time i Agder. Forbruket i denne timen representerer topplasten i nettet, som i praksis avgjør hvor mye som kan tilknyttes strømnettet. Samtidig viser lastprofilen potensialet for å «kutte» toppene gjennom fleksibelt forbruk.

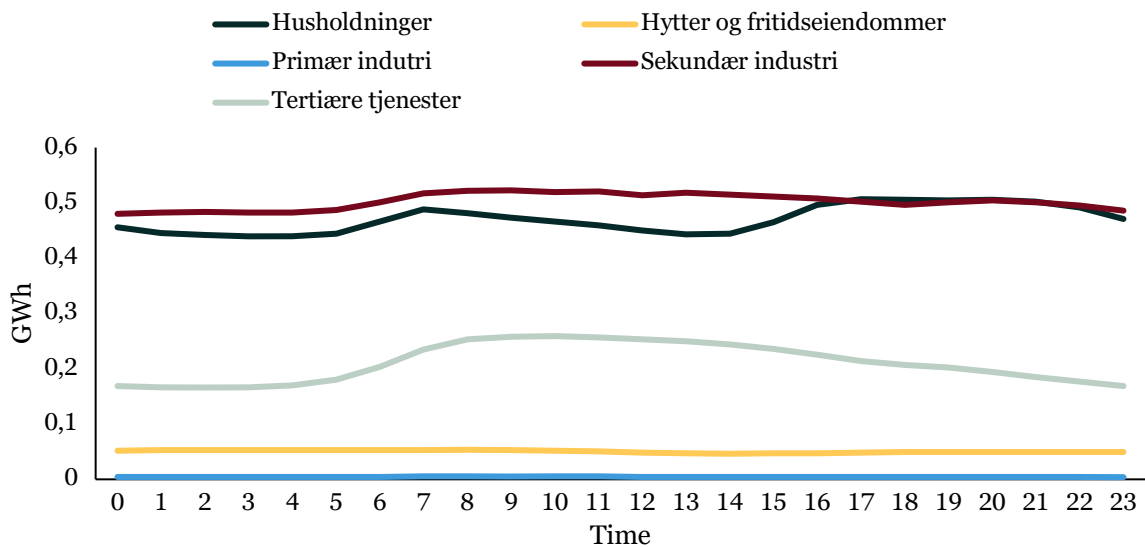
Lastprofilen er et anslag for Agder fylkeskommune, og er beregnet ved å nedskalere forbruket time for time i prisområde NO2 til fylkesnivå, basert på fylkets andel av det totale strømforbruket i prisområdet hvert år. Dette forutsetter at lastprofilen i Agder følger samme døgnprofil som i NO2.

Figur 2-11: Dagen med høyest enkelte timeforbruk av kraft i Agder i perioden 2022-2024 (estimert). 08.01.2024. Kilde: Elhub, NVE.



Forbruket i perioden var høyest i timen mellom klokken 08:00 og 09:00 den 8. januar 2024. I denne timen var topplasten 1,31 GW. Lastprofilen denne dagen viser et typisk forløp, der forbruket er lavest om natten og øker mot morgentimene. Forbruket avtar noe midt på dagen, før det igjen øker med en ettermiddagstopp i timen som starter klokken 16:00. Det totale strømforbruket denne dagen var 29,7 GWh, med et gjennomsnittlig timeforbruk på 1,24 GWh. I figuren under har vi fordelt forbruket denne dagen basert på forbruksgruppe.

Figur 2-12: Dagen med høyest enkelte timeforbruk av kraft i perioden 2022-2024. 08.01.2024. Fordelt på forbruksgruppe. Kilde: Elhub, NVE.



Denne dagen sto husholdninger og sekundærindustri for i underkant av 79 prosent av det totale forbruket. Tertiære tjenester sto for om lag 17 prosent, mens hytter og fritidseiendommer og primær industri sto for resten av forbruket. Selv om sekundærindustrien står for en stor andel av det samlede kraftforbruket, er forbruket i denne sektoren relativt stabilt gjennom døgnet. Variasjon i lastprofilen drives i større grad av husholdninger og tertiære tjenester.

3 Industriens rolle i fremtidens energisystem

Industrien i Agder er svært diversifisert med hensyn til både kraftintensitet og aktivitetsutvikling det siste året. Metallvareindustrien peker seg ut som den viktigste aktøren med hensyn til utviklingen av energisystemet grunnet næringens størrelse, kraftforbruk, samt dagens bruk av fossile innsatsfaktorer. Samtidig er det stor interesse for etablering av nye kraft- og arealkrevende næringer. Prosjekter som allerede har fått reservert nettkapasitet kan alene bidra til å om lag doble fylkets kraftforbruk. Våre analyser viser at klimaomstilling og elektrifisering vil øke energietterspørselen i eksisterende industri, men at forbruksveksten i all hovedsak vil drives av nyetableringer. Usikkerheten knyttet til realisering er imidlertid stor, og fremtidig kraftbehov vil i stor grad avhenge av hvilke prosjekter som faktisk blir gjennomført, samt tilfanget av nye investeringer.

Industrien i Agder omfatter flere av fylkets største virksomheter og er en sentral driver for sysselsetting og verdiskaping i mange kommuner. Næringen er en viktig bidragsyter til utviklingen i fylkets økonomi, og står for en stor andel av eksporten fra regionen, og er i tillegg en viktig arbeidsgiver i lokale arbeidsmarkeder. For Agder fylkeskommunes arbeid med energi- og næringsutvikling er industrien særlig relevant av tre grunner:

- Næringen er en av fylkets viktigste eksportmotorer og står for 14 prosent av privat sysselsetting i fylket.
- Flere av de største industribedriftene har et betydelig energibruk og er dermed direkte berørt av kraftsituasjonen, nasjonale klima- og energipolitiske rammebetingelser og endringer i EU-regelverk
- Industrien i fylket spiller en viktig rolle innenfor fylkets grønne omstilling, både gjennom utslippsreduksjoner i eksisterende virksomhet og gjennom mulighetene som åpner seg for nye grønne næringer som er energi- og arealkrevende

I dette kapittelet beskriver vi først utviklingen i den eksisterende industrien i Agder over de siste 10 årene, med vekt på sysselsetting og verdiskaping. Deretter ser vi nærmere på de viktigste industrinæringene i fylket for å vurdere hvordan dagens industri kan påvirke fremtidens energisystem. Til sist ser vi nærmere på potensialet for å tiltrekke seg nye industrietableringer i regionen, og hvilke konsekvenser dette kan få for fremtidig energibehov.

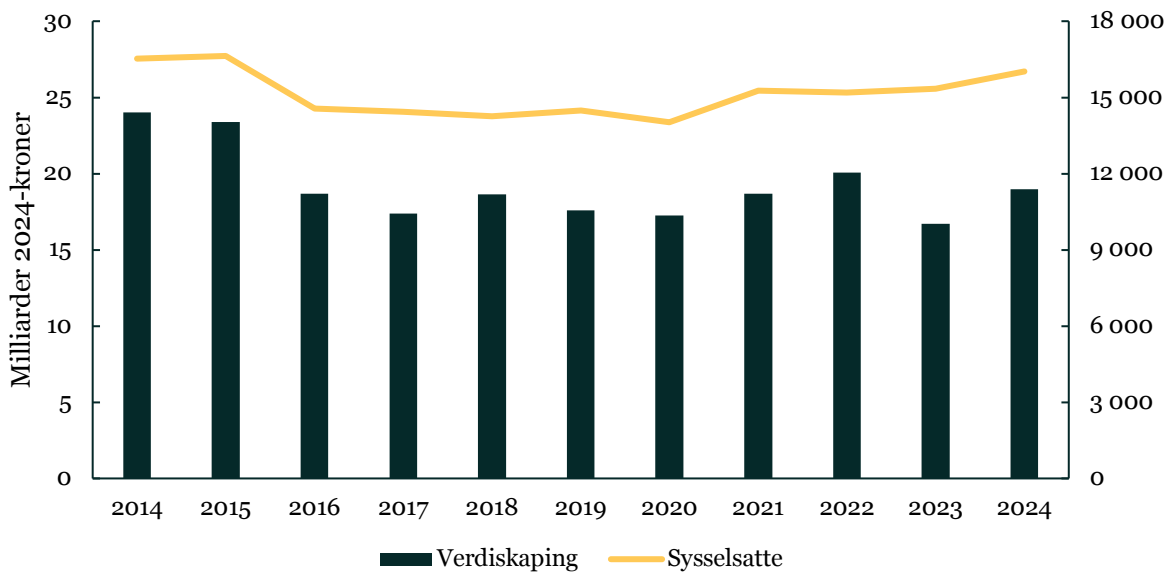
3.1 Industrien har en helt sentral posisjon i Agders næringsliv

Industrien i Agder sysselsetter rundt 16 000 personer i 2024 og utgjør om lag 14 prosent av samlet sysselsetting i fylket.¹² Sammenlignet med andre fylker har Agder den femte høyeste andelen sysselsatte i industrien i Norge. Industrien er også en viktig bidragsyter til fylkets verdiskaping på totalt 19 milliarder kroner, med en gjennomsnittlig verdiskaping per sysselsatt på om lag 1,2 millioner kroner, rundt 18 prosent høyere enn i øvrig næringsliv i fylket.

Figuren under viser utviklingen i sysselsetting og verdiskaping i perioden 2014 til 2024.

¹² Samme beregning basert på SSBs sysselsettingstall gir en noe lavere industriandel. Avviket kan forklares av ulik definisjon og avgrensning av sysselsetting, blant annet ved at SSB i større grad inkluderer sysselsetting utenfor industrien (for eksempel offentlig sektor) samt selvstendige og enkeltpersonforetak, som i mindre grad klassifiseres som industriarbeidsplasser. Hovedbildet og rangeringen mellom fylker påvirkes i liten grad.

Figur 3-1: Utvikling i verdiskaping¹³ i industrien i Agder (til venstre) og antall sysselsatte i industrien i Agder (til høyre), 2014-2024. Kilde: Menon Economics



Som figuren over viser har verdiskapingen i industrien i Agder falt fra om lag 24 milliarder kroner i 2014 til rundt 19 milliarder kroner i 2024, samtidig som sysselsettingen er redusert med om lag 500 personer. Samlet sett viser figuren at det har vært en moderat nedgang i verdiskaping og sysselsetting over perioden, selv om det har vært en svak vekst i sysselsetting de siste fem årene. Det er imidlertid betydelige forskjeller mellom ulike segmenter innenfor industrisektoren, både i veksttakt og energiintensitet. Enkelte næringer har hatt sterk vekst, mens andre har opplevd nedgang, og energibruken varierer betydelig mellom næringene. Dette gir grunnlag for å se nærmere på de ulike næringssegmentene innenfor industrien når fremtidig kraftbehov skal analyseres. Dette ser vi nærmere på i neste delkapittel.

3.2 Klimaomstilling viktigste driver for fremtidig energibehov i eksisterende industri

De ulike industrinæringene i Agder skiller seg betydelig fra hverandre, både når det gjelder størrelse, produktivitet og energibruk. Disse forskjellene er avgjørende for hvordan industrien samlet sett vil kunne påvirke det fremtidige energibehovet i regionen.

De videre analysene tar utgangspunkt i syv sentrale industrinæringer: maskin- og utstørsproduksjon, metallvareindustri, tre- og trevareproduksjon, næringsmiddelindustri, mineralproduktindustri, farmasøytisk industri og kjemisk industri. Til sammen utgjør disse næringene i underkant av 80 prosent av industriens verdiskaping, 70 prosent av sysselsettingen og 80 prosent av strømforbruket (utenom olje og gass), samt 95 prosent av utslippene¹⁴ i fylket.

Tabellen under gir en oversikt over sysselsetting, verdiskaping, produktivitet og kraftforbruk i 2024, samt utviklingen det siste tiåret, for de syv viktigste industrinæringene i Agder.

¹³ Verdiskaping er justert til faste 2024-kroner.

¹⁴ Utslippsandelen er beregnet ved å sammenstille 2023-tall for enkeltstående selskaper fra Norske Utslipp med samlede 2024-tall for industrien i Agder fra Miljødirektoratet.

Tabell 1: Oversikt over sysselsatte, verdiskaping og produktivitet innen de fem største næringene i Agder i industrien målt i antall sysselsatte i 2024, samt farmasøytisk og kjemisk industri.

	Antall sysselsatte (vekst siden 2014)	Total verdiskaping (vekst siden 2014)	Produktivitet (vekst siden 2014)	Kraftforbruk	Sysselsetting per GWh	Klimagassutslipp	3 største bedrifter (sysselsatte)
Metallvarer	2 920 (0%)	3,7 (0%)	1 282 (0%)	2590 GWh	1	367 tusen tonn CO ₂ -ekv	1. Glencore Nikkelverk (640) 2. Alcoa (410) 3. Eramet Norway (280)
Maskin- og utstørsproduksjon	2 430 (-44%)	3,6 (-65%)	1 502 (-37%)	21 GWh	116	-	1. NOV (930) 2. MHWirth (540) 3. Andersen Mek Verksted (240)
Næringsmiddelindustri	2 150 (+84%)	1,5 (+30%)	685 (-29%)	56 GWh	38	1,5 tusen tonn CO ₂ -ekv	1. Hennig-Olsen Is (290) 2. Edgars Bakeri (190) 3. Tine (120)
Tre- og trevareproduksjon	1 800 (+8%)	1,3 (-13%)	740 (-20%)	103 GWh	17	3,5 tusen tonn CO ₂ -ekv	1. Huntonit (180) 2. Nordic Door (150) 3. Alloc (150)
Maskin- og utstørsreparasjon	1 410 (+4%)	1,5 (+11%)	1 034 (+7%)	9 GWh	157	-	1. GOT Vinje Industri (330) 2. MacGregor Norway (190) 3. Einar Øgrey Farsund (90)
Farmasøytisk industri	560 (+35%)	2,4 (+68%)	4 284 (+24%)	89 GWh	6,5	30 tusen tonn CO ₂ -ekv	1. GE Healthcare (500) 2. Norges-plaster (50) 3. Appsens (10)
Kjemisk industri	300 (-27%)	0,5 (+8%)	1 768 (+47%)	134 GWh	2,5	2,5 tusen tonn CO ₂ -ekv	1. Fiven Norge (160) 2. Elkem (130) 3. Rec Solar Norway (10)

Metallvareindustrien skiller seg tydelig ut som den mest kraftintensive industrinæringen i Agder. Næringen står alene for et kraftforbruk på rundt 2 590 GWh, noe som tilsvarer om lag 35 prosent av fylkets totale kraftforbruk. Næringen er også størst målt i sysselsetting, med rundt 2 920 ansatte. Næringen domineres av store industrielle aktører som nikkelprodusenten Glencore Nikkelverk, aluminiumprodusenten Alcoa og manganprodusenten Eramet Norway. Høy sysselsetting og verdiskaping kombinert med høy kraftintensitet gjør at metallvareindustrien har stor betydning for både regional samfunnsutvikling og energisystemet de neste tiårene. Den høye kraftintensiteten innebærer samtidig at næringen er særlig eksponert for utviklingen i kraftpriser og tilgang på kraft. Endringer i relative kraftkostnader kan ha stor betydning for lønnsomheten og konkurransevnen. Stabil tilgang på fornybar kraft til konkurransedyktige priser er derfor en sentral forutsetning for videre drift og investeringer i næringen. Utviklingen de siste ti årene indikerer et stabilt aktivitetsnivå, med uendret sysselsetting og verdiskaping. Gitt næringens kraftintensitet kan imidlertid selv en moderat vekst gi betydelige utslag i kraftforbruket. Likevel forventer vi at utslippsreduksjoner vil være den viktigste faktoren for energisystemet fremover. Metallvareindustrien står for 80 prosent av Agders samlede klimagassutslipp, og elektrifisering vil være et sentralt virkemiddel for å lykkes med klimaomstillingen.

De øvrige industrinæringene har et langt lavere kraftforbruk, men er likevel viktige bidragsyttere til den regionale økonomien. **Maskin- og utstørsproduksjon** er den nest største næringen målt i sysselsetting, med rundt 2 430 sysselsatte. Næringen består av flere store leverandørbedrifter til energi- og offshoresektoren, blant annet NOV og MHWirth. Til tross for at næringen er blant de største i sysselsetting, er kraftforbruket relativt lavt, på rundt 21 GWh sammenlignet med om lag 2 590 GWh

for metallvareindustrien. Dette innebærer at endringer i aktivitetsnivået vil ha begrenset betydning for etterspørselen etter elektrisitet. Næringen har også hatt fall i både sysselsetting og verdiskaping siden 2014.

Næringsmiddelindustrien og **tre- og trevareindustrien** kjennetegnes av moderat kraftintensitet. Næringsmiddelindustrien sysselsetter rundt 2 150 personer og har et kraftforbruk på rundt 56 GWh, mens tre- og trevareindustrien sysselsetter rundt 1 800 personer med et kraftforbruk på om lag 103 GWh. Begge næringene har hatt vekst i sysselsetting det siste tiåret, særlig innen næringsmiddelindustrien. Selv om næringene har hatt vekst, innebærer den lave kraftintensiteten at utviklingen i disse delene av industrien i begrenset grad påvirker det samlede energibehovet i regionen. Næringene har også lav utslippsintensitet og dermed et begrenset behov for utslippskutt.

Maskin- og utstysreparasjon er en relativt stor næring målt i sysselsetting, med rundt 1 410 ansatte, men har et svært lavt kraftforbruk på kun 9 GWh. Næringen har hatt moderat vekst i sysselsetting og verdiskaping det siste tiåret, men gitt den lave kraftintensiteten vil utviklingen i næringen isolert sett ha liten betydning for det samlede energibehovet i regionen.

Farmasøytisk industri skiller seg ut ved svært høy produktivitet per sysselsatt og sterk vekst i både sysselsetting og verdiskaping det siste tiåret. Samtidig er kraftforbruket relativt begrenset, med rundt 560 ansatte og et kraftforbruk på om lag 89 GWh. Videre vekst og behov for å redusere klimagassutslipp kan bidra til økt etterspørsel etter elektrisitet. Gitt den lave kraftintensiteten vil denne effekten imidlertid være begrenset sammenlignet med mer energiintensive industrinæringene. Næringen har dessuten relativt lave klimagassutslipp i utgangspunktet, noe som gjør at elektrifisering som klimatiltak vil ha begrenset betydning for det samlede energibehovet.

Kjemisk industri er en mindre næring målt i sysselsetting, med rundt 300 ansatte, men er mer kraftintensiv enn de overnevnte næringene utenom metallvareindustrien, med et kraftforbruk på om lag 134 GWh. Veksten over de siste 10 årene har imidlertid vært begrenset, noe som tilsier at næringen, basert på dagens trend, i liten grad vil påvirke det samlede energibehovet i regionen på kort til mellomlang sikt. Betydningen for fremtidig kraftetterspørsel vil i større grad være knyttet til klimaomstilling, der et viktig tiltak for å kutte utslipp er å elektrifisere produksjonsprosessene. .

Gjennomgangen over viser at Agders industristruktur i hovedsak består av er preget av én svært kraftintensiv næring, metallvareindustrien, kombinert med flere mindre og, relativt sett, mer arbeidskraftintensive industrinæringene. De mest kraftintensive næringene har hatt begrenset vekst de siste 10 årene, mens «vekstnæringene» i mindre grad påvirker fylkets kraftforbruk ettersom de har lav kraftintensitet i utgangspunktet. Gjennomgangen over tilsier dermed at det ikke er økt kraftbehov som følge av videre vekst, men heller behovet for utslippsreduksjoner som vil være den viktigste driveren for fremtidens energisystem, gitt dagens industristruktur. For de næringene med høye klimagassutslipp, særlig metallvareindustrien og kjemisk industri, vil elektrifisering av produksjonsprosesser være et sentralt virkemiddel for å nå klimamålene, noe som vil øke andelen elektrisitet i energibruken. En økende andel elektrisitet i energibruken gjør tilgang på fornybar kraft til konkurransedyktige priser enda viktigere enn tidligere, og til en forutsetning for både gjennomføring av klimatiltak, for å opprettholde industriell konkurransekraft og sikre langsiktig verdiskaping i fylket.

I tillegg til klimatiltak i eksisterende industri, vil også etablering av ny kraftevende næringsvirksomhet få betydning for fylkets samlede energibehov. I det påfølgende kapittelet utforsker vi dette nærmere.

3.3 Ny kraftintensiv industri etterspør betydelig mengder kraft

Den pågående omstillingen til et lavutslippssamfunn, økt geopolitisk konkurranse om industrielle verdikjeder, sterkere europeisk satsing på strategisk industriproduksjon og rask vekst i software- og databehandling og kunstig intelligens har økt etterspørselen etter lokaliseringer med tilgang på fornybar kraft, tilgjengelige arealer og stabile rammevilkår. Regioner som kan tilby dette opplever derfor økende interesse fra nye kraft- og arealkrevende industriprosjekter.

I Agder har denne utviklingen vært tydelig. Tilgjengelig statistikk som viser reserverte tilknytninger og prosjekter i tilknytningskø viser at det er høy interesse for å etablere nye kraftintensive næringer i fylket. Dette gjelder særlig datasentre, men også industriprosjekter innen hydrogen og tradisjonell industri. Dersom en større andel av disse prosjektene realiseres, kan det innebære store endringer i både nivået og sammensetningen av kraftetterspørselen i regionen. I dette delkapittelet ser vi derfor nærmere på planlagte etableringer som ønsker nettilknytning i Agder, både prosjekter med reservert kapasitet og prosjekter som fortsatt står i tilknytningskø.

3.3.1 Prosjekter med reservert nettkapasitet

Statnetts oversikt over reserverte tilknytninger til transmisjonsnettet viser at det er store planer for nytt kraftforbruk i Agder. Samlet er det reservert over 1 200 MW med nytt forbruk i fylket. Den klart største delen av dette er knyttet til planlagte datasentre, som alene utgjør om lag 1 040 MW.¹⁵ Dette tilsvarer et årlig kraftforbruk på rundt 6 400 GWh¹⁶. Dette er nesten 2 800 GWh mer enn det samlede kraftforbruket fra dagens industri i Agder, og utgjør i underkant av 85 prosent av det totale strømforbruket i fylket i dag. Til sammenligning står metallvareindustrien, som er den klart mest kraftintensive industrinæringen, for rundt 2 600 GWh i årlig kraftforbruk. Dersom de planlagte datasenterprosjektene realiseres, vil dette kunne innebære en betydelig strukturell endring i kraftforbruket i regionen.

Agders attraktivitet for datasentre er også synlig i dag. Bulk Infrastructure sitt datasenteranlegg i Vennesla (NO1-campus), med en kapasitet på om lag 60 MW, er etablert med direkte tilknytning til transmisjonsnettet og internasjonale fiberforbindelser.¹⁷ Tilgang på lavlatens fiberforbindelser er en viktig lokaliseringsfaktor for datasenteraktører, ettersom kunder er avhengige av rask dataoverføring til globale nettverk.

I tillegg til datasentre er det også reservert kapasitet til andre typer industriprosjekter. Et eksempel er Morrow Batteries, som har reservert om lag 88,5 MW til planlagt batteriproduksjon i Arendal. Selskapet har imidlertid møtt stor usikkerhet knyttet til fremdrift og finansiering, og det er per i dag usikkert om videre utvikling. Morrow illustrerer dermed et viktig poeng: reservert nettkapasitet er ikke det samme som realisert kraftforbruk. I Statnetts tilknytningssystem innebærer en reservasjon at et prosjekt har sikret seg plass i køen, men en slik «plass» krever ikke nødvendigvis at en aktiv eller endelig investeringsbeslutning har blitt tatt. Dersom et prosjekt ikke har tilstrekkelig fremdrift eller blir vesentlig nedskalert, kan kapasiteten frigjøres og tildeles andre aktører. Den faktiske utviklingen i fremtidig kraftforbruk vil derfor avhenge av hvilke prosjekter i reservasjonskøen som til slutt realiseres.

¹⁵ Med en oppetid på 70 prosent tilsvarer et effektuttak på 1 040 MW et årlig kraftforbruk på rundt 6 400 GWh.

¹⁷ [Bulk Infrastructure Vennesla \(NO1-campus\)](#)

De øvrige reservasjonene fordeler seg på petroleumsrelatert aktivitet (45 MW)¹⁸ og annet forbruk (20 MW)¹⁹. I tillegg er det reservert om lag 14 MW til transportformål, som typisk omfatter ladestasjoner.

3.3.2 Prosjekter i tilknytningskø

I tillegg til prosjektene som har fått reservert kapasitet, finnes det også en rekke prosjekter som fortsatt står i tilknytningskø. Samlet utgjør disse prosjektene et planlagt effektuttak på over 500 MW. Når man står i kø innebærer dette i praksis at etterspørselen er registrert, og at nettselskapet eller Statnett vurderer eller utreder tiltak for å tilknytte kunden. I motsetning til reservasjonskøen foreligger det ikke noen konkret dato for planlagt tilknytning for prosjekter i kapasitetskøen.

Som i reservasjonskøen domineres også tilknytningskøen av datasentre, med rundt 400 MW av det samlede omsøkte effektbehovet. Blant de øvrige prosjektene i køen finnes også flere initiativer knyttet til ny energi- og prosessindustri. Et av disse er Agder Hydrogen Hub, som har meldt inn et effektbehov på rundt 65 MW. Agder Hydrogen Hub planlegger produksjon av grønn hydrogen gjennom elektrolyse, der elektrisitet brukes til å splitte vann til hydrogen og oksygen. Hydrogenet kan deretter benyttes som energibærer eller innsatsfaktor i industriell produksjon, blant annet i transport, maritim sektor eller prosessindustri.

Videre står Biozin Holding i kø med et planlagt effektbehov på rundt 40 MW. Selskapet arbeider med utvikling av bioraffineringsanlegg basert på skogsråstoff, der biomasse omdannes til biobaserte produkter som blant annet bioetanol og andre kjemiske innsatsfaktorer. Slike anlegg er energikrevende og representerer en type ny bioindustri som kan bidra til økt elektrisitetsforbruk i regionen.

Tabellen under gir en oversikt over prosjekter med reservert kapasitet og prosjekter i tilknytningskø hos Statnett i Agder, inkludert lokalisering, næringstype og planlagt effektuttak.

Tabell 3-2: Oversikt over reservert forbruk og forbruk i kø hos Statnett, per februar 2026

Vertskommune trafo	Køtype	Trafonavn	Næringstype	Kapasitet (MW)
Vennesla	Reservasjoner	Kristiansand	Datasenter	600
Sirdal	Reservasjoner	Ertsmyra	Datasenter	300
Valle	Reservasjoner	Brokke	Datasenter	140
Arendal	Reservasjoner	Arendal Industrinett	Batteriproduksjon	89
Kvinesdal	Reservasjoner	Kvinesdal	Petroleum	45
Kvinesdal	Reservasjoner	Kvinesdal	Annet forbruk	20
Vennesla	Reservasjoner	Kristiansand	Transport	14
Valle	Kø	Brokke	Datasenter	225
Arendal	Kø	Arendal Industrinett	Datasenter	150
Froland	Kø	Arendal	Industri	65
Vennesla	Kø	Kristiansand	Hydrogen/ammoniakk	40
Vennesla	Kø	Kristiansand	Datasenter	25

¹⁸ Petroleumsrelatert kraftforbruk i regionen kan blant annet være knyttet til elektrifisering av felt i den sørlige delen av Nordsjøen. Et eksempel er Valhall-feltet, som siden 2013 har mottatt kraft fra land via en sjøkabel fra Lista i Agder. Lignende løsninger har også vært vurdert for andre felt i Ekofisk-området, inkludert Ekofisk og Ula.

¹⁹ Kategorien 'annet forbruk' benyttes i Statnetts tilknytningsoversikt for prosjekter som ikke faller inn under de øvrige næringskategoriene. Det aktuelle prosjektet er tilknyttet Kvinesdal transformatorstasjon, men det foreligger ikke offentlig informasjon om hvilken type virksomhet dette gjelder.

3.3.3 Øvrige industrielle initiativ

Det er også flere industrielle etableringer som er under utvikling, men som ikke fanges opp i Statnetts tilknytningskø. Basert på en gjennomgang av offentlig informasjon og data vi har fått oversendt av oppdragsgiver har vi identifisert 19 prosjekter med et samlet effektbehov på om lag 3,4 GW med potensial for realisering frem mot 2040, gitt tilstrekkelig nettilgang. Et eksempel er Bulk Infrastructure, som har signalisert et langsiktig effektbehov på opptil 2 GW i Vennesla. I tillegg til datasentre er det identifisert initiativ innen blant annet ammoniakkproduksjon, transport og tradisjonell industri. Det er imidlertid stor variasjon i modenheten på disse prosjektene, og det er lite sannsynlig at alt vil bli realisert. Videre vil investorattraktiviteten i stor grad avhenge av den øvrige utviklingen i kraftmarkedet, noe vi analyserer nærmere i neste kapittel.

3.4 Agders konkurransekraft

Morrow-eksempelet illustrerer at det ikke er noe 1:1 forhold mellom tilknytningskøen og faktisk fremtidig kraftforbruk. Det er med andre ord usikkerhet knyttet til hvilket kraftbehov som faktisk vil bli realisert hvis en tar utgangspunkt i reservasjons- og kapasitetskøen. Imidlertid er oversikten over tilknytningsforespørsler og reservert kapasitet en relevant indikator på Agders relative konkurransekraft for kraftkrevende etableringer. Felles for alle kraft- og arealkrevende etableringer, er at de konkurrerer i et internasjonalt marked, der en positiv investeringsbeslutning vil avhenge av et bredt spekter av kommersielle parametere. Nettkapasitet allokeres imidlertid etter «førstemann til mølla-prinsippet» og det er derfor mange som sikrer kapasitet selv om prosjektet fortsatt er på et tidlig stadium.

For å gjøre en nærmere vurdering av fremtidig kraftbehov i Agder er det derfor nyttig å se tilknytningskøen i lys av Agders relative konkurransekraft. For å vurdere hvor attraktivt Agder kan være for ulike kraft- og arealkrevende industrisatsinger, vurderer vi fylkets konkurransefortrinn opp mot andre regioner i et internasjonalt konkurranseutsatt marked. Analysen bygger på Menons rammeverk for grønn industriell konkurransekraft, som er utviklet med utgangspunkt i eksisterende forskning og innsikt fra tidligere prosjekter²⁰, inkludert intervjuer med regionale myndigheter og selskaper i Norden. Konkurransekraft blir vurdert langs fem pilarer som er operasjonalisert gjennom mer enn 40 indikatorer, og rammeverket inkluderer data for om lag 1 350 NUTS3-regioner i EU, Storbritannia og Norge. De fem pilarene i rammeverket er:

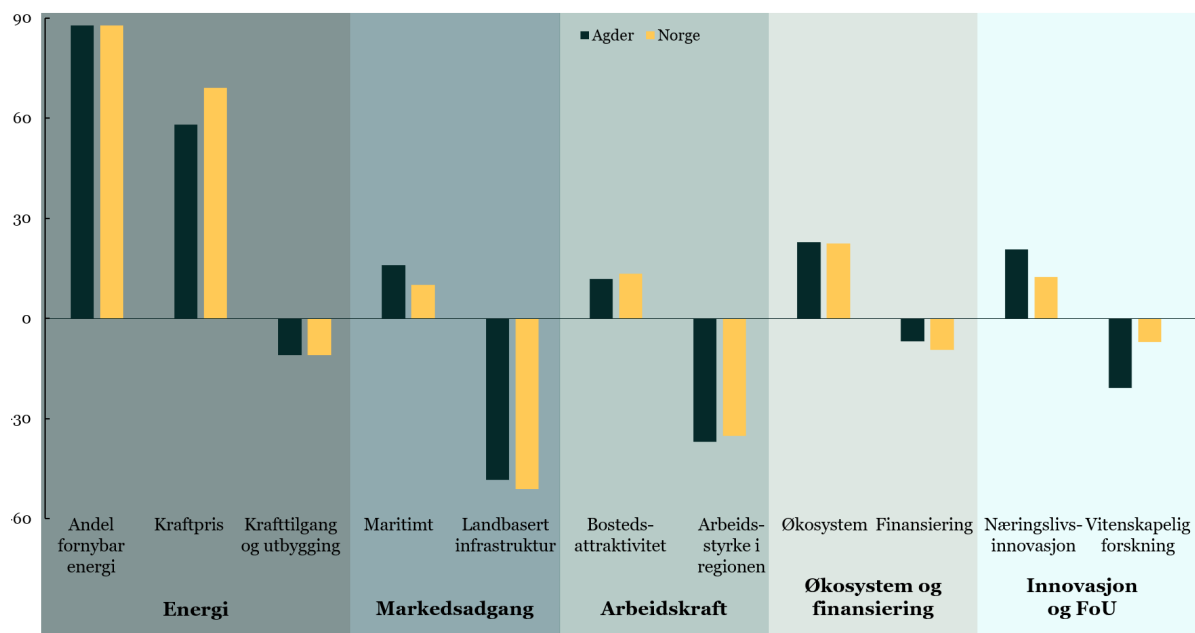
- **Energi** vurderer kraftprisen, tilgang til kapasitet og andel fornybar energi.
- **Arbeidskraft og kompetanse** måler både tilgjengelighet av arbeidskraft og lønnsnivå, samt regionens evne til å tiltrekke og beholde relevant talent.
- **Markedsadgang** handler om transport- og logistikkforhold, særlig nærhet til store havner, jernbane og viktige markeder, noe som er avgjørende for transportintensive næringer.
- **Økosystem og finansiering** handler om hvor godt det regionale nærings- og institusjonsmiljøet er rigget for store industrisatsinger, målt gjennom eksisterende klynger og verdikjeder, tidligere suksess med utenlandske investeringer og tilgang på kapital.
- **Innovasjon og FoU** måler forskningskapasitet, antall vitenskapelige publikasjoner, patenter og næringslivets satsing på utvikling.

Figuren under viser Agders (og Norges) konkurransefortrinn sammenlignet med en europeisk medianregion, og gir et samlet bilde av hvor Agder står særlig sterkt, og hvor det kan være behov for

²⁰ RE-Industry: Capacity Building for Re-industrializing Regions in a Globally Decarbonizing Economy (Menon Economics, 2025). Tilgjengelig [her](#).

tiltak for å styrke attraktiviteten for kraft- og arealkrevende etableringer²¹. Verdier over null indikerer sterkere konkurransekraft enn europeisk median, mens verdier under null indikerer svakere konkurransekraft. Det er viktig å påpeke at forskjellene mellom norske regioner på flere av indikatorene er relativt små. Figuren illustrerer derfor i større grad Norges samlede konkurransefortrinn sammenlignet med en europeisk medianregion, enn forskjeller i konkurransekraft mellom Agder og andre norske regioner.

Figur 3-2: Agders konkurransekraft for å tiltrekke grønn kraftkrevende industri langs 5 pilarer²². Linjen rundt 0 representerer median regionen i Europa. Kilde: Menon Economics



Som figuren viser, er Agder omtrent på nivå med medianregionen hva gjelder nettilgang og utbyggingstakt, men lave kraftpriser og en høy andel fornybar energi i kraftsystemet gir fylket et konkurransefortrinn innenfor energifeltet. På de øvrige pilarene har fylket både fortrinn og ulemper. På arbeidskraft skårer regionen svakere enn mange europeiske regioner, med et begrenset lokalt arbeidsmarked og svakere tilgang på (ny) teknisk og industriell kompetanse, noe som reduserer attraktiviteten for mer arbeidskraftintensive næringer. Landbasert infrastruktur (godstransport) begrenser videre det geografiske etableringspotensialet i innlandet for transportintensive næringer.

Samlet sett er Agder best posisjonert for næringer som er avhengige av tilgang på kraft og fornybar energi, som i liten grad benytter landbasert infrastruktur, og som kjennetegnes av lavere arbeidskraftintensitet. Maritim infrastruktur og et innovativt industrielt økosystem bidrar også til å styrke regionens attraktivitet for kraft- og arealkrevende industri i kystnære områder.

Analysen viser at datasentre, hydrogen og ammoniakkproduksjon peker seg ut som særlig relevante grønne næringer. Dette sammenfaller i stor grad med tilknytningsforespørlene i regionen. Analysen viser imidlertid også at metallproduksjon sammenfaller godt med regionens fortrinn innen maritim infrastruktur som gir tilgang til sentrale internasjonale markeder. Dette peker mot et vekstpotensial og eksisterende kraftintensiv industri. Det er imidlertid verdt å merke seg at det per i dag kun er ett

²¹ Figuren bygger på en sammensatt indeks der den europeiske medianregionen er satt til 0. Regioner kan ligge mellom -100 og +100 avhengig av hvor de plasserer seg relativt til Europa. Verdiene tolkes som avvik fra medianen: En score på +30 betyr at Agder/Norge ligger 30 indeks-poeng over europeisk median på indikatoren, mens en score på -30 betyr at regionen ligger 30 indeks-poeng under medianen. En score på +90 innebærer tilsvarende at regionen ligger 90 indeks-poeng over europeisk median på den aktuelle indikatoren.

²² Bostedsattraktivitet måles her gjennom regionens evne til å tiltrekke og holde på kompetent arbeidskraft.

prosjekt innen tradisjonell industri i tilknytningskøen, noe som kan tyde på at potensialet for vekst i eksisterende industri foreløpig ikke er fullt ut omsatt i konkrete investeringsplaner.

En mer omfattende drøftelse av Agders konkurransefortrinn og -ulemper for hver enkelt pilar finnes i vedlegg 2.

3.5 Samlet vurdering og implikasjoner for scenarioanalysene

Analysene over viser at sammensetningen av type næringer som ønsker nettilknytning og mer kraft i Agder i stor grad sammenfaller med øvrige analyser av fylkets relative konkurransekraft, sett opp mot norske, nordiske og europeiske regioner. Det er heller ikke overraskende at datasenternæringen dominerer tilknytningskøen. Næringen preges av sterk internasjonal vekst, drevet av skyinfrastruktur, kunstig intelligens og økte krav til digital sikkerhet og datalagring i Europa, og etterspør nettopp de kvalitetene Agder har mest å tilby: fornybar kraft, et godt utbygd transmisjonsnett med kapasitet for kraftutveksling mot utlandet, og maritim tilgjengelighet.

Samtidig er det stor usikkerhet knyttet til hvor stort omfanget av etableringer faktisk blir, og når eventuelt fremtidig kraftforbruk realiseres. Prosjekter kan bli utsatt, nedskalert eller avvirket som følge av usikkerhet knyttet til finansiering, nettilgang, kundegrunnlag og kommersielle beslutninger, slik Morrow-eksempelet illustrerer.

I våre intervjuer med blant annet Eyde-klyngen trekkes det frem at stabile og konkurransedyktige kraftpriser er svært viktig for eksisterende virksomheter og etablering av ny industri i regionen. Klyngen fremhever særlig behovet for forutsigbarhet i kraftmarkedet og tilstrekkelig tilgang på kraft til konkurransedyktige vilkår. Samtidig pekes det på at økende kraftetterspørsel kan påvirke de langsiktige rammebetingelsene i fylket. I sum illustrerer dette hvordan utviklingen i ny kraftkrevende aktivitet ikke bare påvirker samlet kraftforbruk, men også kan ha betydning for samt langsiktig investorattraktiviteten, noe som øker utfallsrommet for den langsiktige utviklingen i kraftbehovet ytterligere.

For å håndtere denne usikkerheten i vurderingen av implikasjonene for energisystemet har vi lagt til grunn tre ulike utviklingsbaner, i tillegg til et basisscenario.

- **Referansescenarioet** tar utgangspunkt historiske trender og vedtatte planer/tiltak på nasjonalt og regionalt, i tråd med NVEs basisscenario.²³ Scenarioet illustrerer en konservativ utviklingsbane med hensyn til klimamål og industriell utvikling.
- Det **første scenarioet** beskriver en utvikling der klimaomstillingen gjennomføres i tråd med nasjonale klimamål. Dette inkluderer omfattende utslippsreduksjoner frem mot 2050, og en tilhørende økning i elektrifisering på tvers av sektorer som industri, transport og maritim virksomhet. For Agder gir dette en moderat økning i kraftforbruket sammenlignet med referansebanen.
- Det **andre scenarioet** kombinerer klimaomstilling med et middelsscenario for industrielle etableringer i regionen. Her legges det til grunn at ny kraftkrevende industri realiseres i tråd med kapasiteten som per i dag er reservert. Scenarioet avhenger ikke av at de konkrete prosjektene realiseres, men legger til grunn at prosjekter som ikke når frem til endelig investeringsbeslutning erstattes av prosjekter som per i dag ikke har reservert kapasitet, herunder prosjekter som står i kø. Scenarioet innebærer en betydelig økning i kraftforbruket, både som følge av elektrifisering og ny industrivirksomhet.

²³ [Langsiktig kraftmarkedsanalyse](#)

- Det **tredje scenarioet** representerer et høyscenario for industriell utvikling i regionen, hvor vi også inkluderer kjente planer utover dagens kapasitetskø. Scenarioet legger til grunn en høy realiseringsgrad av disse planene, og innebærer en svært kraftig økning i kraftforbruket frem mot 2040. Dette gir et betydelig press på kraftsystemet og illustrerer et øvre utfallsrom for hvordan kombinert klimaomstilling og industriell vekst kan påvirke etterspørselen etter kraft i Agder.

De respektive scenarioene, og hvordan de påvirker fylkets kraftbalanse, er nærmere beskrevet i neste kapittel.

4 Scenarioer

Vi har utarbeidet fire scenarioer for utviklingen i industrielt og klimarelatert forbruk i Agder frem mot 2030 og 2040. I referansebanen, som baserer seg på vedtatt politikk er veksten moderat, og økt produksjon (særlig fra havvind) bidrar til å styrke den regionale kraftbalansen over tid. I scenario 1, som i tillegg legger til grunn en klimaomstilling i tråd med nasjonale mål, øker forbruket noe mer, noe som gir en svak reduksjon i kraftbalansen sammenlignet med referansebanen. I scenario 2, som kombinerer klimaomstilling med et middelsscenario for økning i industriaktivitet, øker kraftforbruket betydelig. Dette gir en markant svekkelse av kraftbalansen og illustrerer hvor sterkt industriell utvikling påvirker kraftsystemet i regionen. I scenario 3, som representerer et høyscenario for industriell utvikling basert på kjente planer utover dagens kapasitetskø, øker kraftforbruket svært kraftig mot 2040. Dette gir et betydelig kraftunderskudd i regionen og synliggjør et øvre utfallsrom for hvordan industriell vekst kan påvirke kraftbalansen i Agder, alt annet likt.

Dette kapitlet beskriver tre regionale scenarioer for utviklingen i kraftsystemet i Agder, sett opp mot et referansescenario. Scenarioene illustrerer ulike mulige utviklingsbaner frem mot 2030 og 2040. Formålet er å belyse hvordan ulike nivåer av elektrifisering og industriutvikling i fylket kan påvirke energisystemet i fylket.

Scenarioene er ikke prognoser, men analytiske utviklingsbaner som gjør det mulig å analysere konsekvensene av ulike valg og utviklingstrekk i regionen. Ved å sammenligne endring i fylkets kraftbalanse på tvers av scenarioene kan vi få bedre innsikt i hvilke faktorer som kan få betydning for utviklingen i energisystemet i Agder. Alle scenarioene tar utgangspunkt i en felles referansebane for utviklingen i kraftsystemet i Norge og Norden, basert på NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse. Forskjellen mellom scenarioene drives utelukkende av utviklingen i kraftforbruk i Agder. I neste kapittel brukes de fire scenarioene til å analysere hvordan ulike utviklingsbaner for kraftforbruk påvirker prisdannelsen i NO₂ frem mot 2040. Vi presenterer også sensitivitetsanalyser knyttet til sentrale usikkerhetsmomenter med hensyn til produksjon og overføringskapasitet som i utgangspunktet holdes konstant i de fire scenarioene.

4.1 Referansescenarioet

Referansebanen beskriver en utvikling der kraftforbruket i Agder følger forutsetningene i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse (LMA2025). Referansebanen fungerer som et sammenligningsgrunnlag for de øvrige scenarioene i analysen og er basert på vedtatt politikk og kjente investeringsplaner. Våre forutsetninger for utviklingen i Agder er konsistent med NVEs basisscenario for prisområde NO₂, som omfatter både Agder og deler av Sørvest-Norge²⁴.

I referansebanen øker kraftforbruket i Agder gradvis frem mot 2040. Veksten drives blant annet av elektrifisering i transportsektoren, som følger av vedtatt klimapolitikk, samt noe økt industriell aktivitet, hovedsakelig knyttet til datasentre. Det legges imidlertid ikke til grunn en omfattende

²⁴ Vi har estimert Agder sin andel av fremtidig vekst i NVE sitt scenario basert på en triangulering mellom total vekst i NO₂ og sektorspesifikke anslag på nasjonalt nivå. Dette innebærer at vi har «tatt ut» vekst knyttet til elektrifisering av installasjoner på norsk sokkel, som er en viktig driver av kraftforbruket i NO₂. Videre har vi justert ned anslag for vekst innen kraftintensiv industri for å hensynta utviklingen knyttet til Morrøys batterifabrikk som ligger inne i NVEs basisscenario.

etablering av ny kraftkrevende industri. Samlet innebærer dette at kraftforbruket i Agder øker fra dagens 7,1 TWh til 8,1 TWh i 2030 og videre til 8,8 TWh i 2040.

Referansescenarioet antar også en økning i kraftproduksjon i Agder. Veksten frem mot 2030 er relativ begrenset og i all hovedsak knyttet til vannkraft, solkraft og noe vindkraft på land. For 2040 inkluderer scenarioet i tillegg ny kraftproduksjon fra havvind i Sør-Norge. Det legges til grunn at Sørlege Nordsjø II fase 1 (1 500 MW) og Utsira Nord (500 MW) realiseres, tilsvarende totalt 2 000 MW havvind. Selv om Utsira Nord ligger utenfor fylkesgrensen vil produksjonen tilknyttet det samme prisområdet som Agder (NO2) og derfor ha like stor påvirkning på regionale kraftpriser som utbygginger som kobles til strømmettet i Agder. Nedenfor redegjør vi for eksisterende produksjonsplaner i Agder i mer detalj, før vi diskuterer hvilke konsekvenser dette har for utviklingen i kraftbalansen i vårt referansescenario.

4.1.1 Produksjonsplaner i Agder

Statnetts oversikt over reserverte tilknytninger til transmisjonsnettet viser at det foreligger konkrete planer for ny kraftproduksjon i Agder. Tabellen under gir en oversikt over produksjonsprosjekter som enten har fått reservert kapasitet eller som står i kø for tilknytning til transmisjonsnettet. I referansescenarioet legger vi til grunn all kapasitet i Statnetts reservasjons- og kapasitetskø, samt en rekke mindre prosjekter som er meldt inn til NVE.

Samlet utgjør prosjektene med reservert kapasitet en installert effekt på over 1 500 MW. Den klart største reservasjonen gjelder det planlagte havvindprosjektet Sørlege Nordsjø II, med tilknytning ved Kvinesdal transformatorstasjon. Prosjektet har en planlagt minimumskapasitet på 1 400 MW, og auksjonen ble vunnet av belgiske Ventyr SN II AS i 2024.²⁵ Prosjektet skiller seg klart fra de øvrige planene i tabellen både når det gjelder størrelse og teknologi. Utover dette består de reserverte prosjektene av mindre anlegg innen solkraft og vannkraft på 5 til 10 MW, og et landbasert vindprosjekt på 40 MW tilknyttet Ana-Sira transformatorstasjon.

Figur 4-1: Oversikt over reservert produksjon og produksjon i kø hos Statnett. Kilde: Statnett.

Kommune trafo	Type	Trafo	Næringstype	Kapasitet (MW)
Kvinesdal	Reservasjon	Kvinesdal	Offshore vind	1400
Flekkefjord	Reservasjon	Åna-Sira	Vind	40
Åseral	Reservasjon	Honna	Vann	19
Vennesla	Reservasjon	Kristiansand	Solkraft	9,99
Kvinesdal	Reservasjon	Kvinesdal	Solkraft	9,99
Kvinesdal	Reservasjon	Kvinesdal	Solkraft	7,5
Vennesla	Reservasjon	Kristiansand	Solkraft	6,5
Kvinesdal	Reservasjon	Kvinesdal	Solkraft	6
Valle	Reservasjon	Brokke	Vann	5,4
Vennesla	Kø	Kristiansand	Vann	25,5
Vennesla	Kø	Kristiansand	Vann	6
Vennesla	Kø	Kristiansand	Solkraft	0,01
Åseral	Kø	Honna	Vann	5
Froland	Kø	Arendal	Solkraft	18,6

²⁵ <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/havvind/sorlige-nordsjo-ii/id2967231/>

Det finnes også flere produksjonsprosjekter som står i tilknytningskø. Disse prosjektene utgjør samlet rundt 55 MW installert effekt. Den største delen av kapasitetskøen gjelder vannkraft (37 MW) tilknyttet transformatorstasjonene i Honna og Kristiansand. Resten består av mindre solkraft prosjekter, der den største etterspurte kapasiteten er på 18,6 MW for et prosjekt i Froland kommune.

I tillegg til prosjektene som fremgår av Statnetts oversikt i tabellen over, finnes det også flere kraftprosjekter som er meldt inn gjennom konsesjonsprosesser hos NVE. Disse er ikke nødvendigvis registrert med reservert kapasitet eller i tilknytningskø. Prosjektene utgjør en samlet omsøkt effekt på i underkant av 39 MW. Det største prosjektet, Syrtveit kraftverk (vannkraft), i Evje og Hornnes kommune. Prosjektet har søkt om 20 MW effekt og har en estimert årlig produksjon på 117 GWh, og et konsekvensutredningsprogram er fastsatt av NVE.²⁶

Oversikten over planlagt kraftproduksjon viser at det finnes flere initiativer for ny kraftproduksjon i Agder. Det er viktig å påpeke at det er flere prosjekter under utvikling enn de vi redegjør for her, herunder ny storskala pumpekraftanlegg. Ettersom disse prosjektene fortsatt er på et tidlig stadium, er det imidlertid ikke inkludert i referansescenariot. Den faktiske utviklingen vil i stor grad avhenge av den øvrige utviklingen i kraftsystemet, samt av eventuelle energipolitiske tiltak som styrker insentivene for å investere i ny produksjonskapasitet.

Tekstboks 1: Kjernekraftutbygging i Agder

Den siste tiden har det vært mye diskusjoner knyttet til kjernekraft i Norge. Kjernekraftutvalget konkluderer i sin ferske utredning²⁷ med at kjernekraft teknisk sett kan etableres med lav risiko for helse og miljø og at teknologien kan passe godt inn det norske kraftsystemet. Utvalget slår imidlertid fast at denne typen produksjonskapasitet tidligst vil være aktuelt mot slutten av 2040-tallet, blant annet som følge av et umodent regulatorisk rammeverk (i Norge) og høye kostnader. Ettersom vår analyseperiode kun strekker seg frem til 2040 har vi ikke lagt til grunn ny kjernekraft i denne analysen.

Tekstboks 2: Planer for pumpekraftverk i Agder

Det finnes planer om utbygging av pumpekraft i Agder med et samlet potensial på om lag 2 000 MW, fordelt på to lokaliteter: øvre Setesdal og Tonstad kraftverk i Sirdal.

Pumpekraftverk øker ikke den samlede energiproduksjonen – med en virkningsgrad på 75–80 prosent vil pumping netto øke kraftforbruket. Verdien ligger i stedet i effektflexibilitet: evnen til å lagre kraft i perioder med lave priser og levere den tilbake når etterspørselen er høy. Dette kan bidra til å dempe pristopper i NO₂ og styrke forsynings sikkerheten. Ettersom prosjektene fortsatt er på et tidlig stadium, er pumpekraft ikke inkludert i scenarioanalysen.

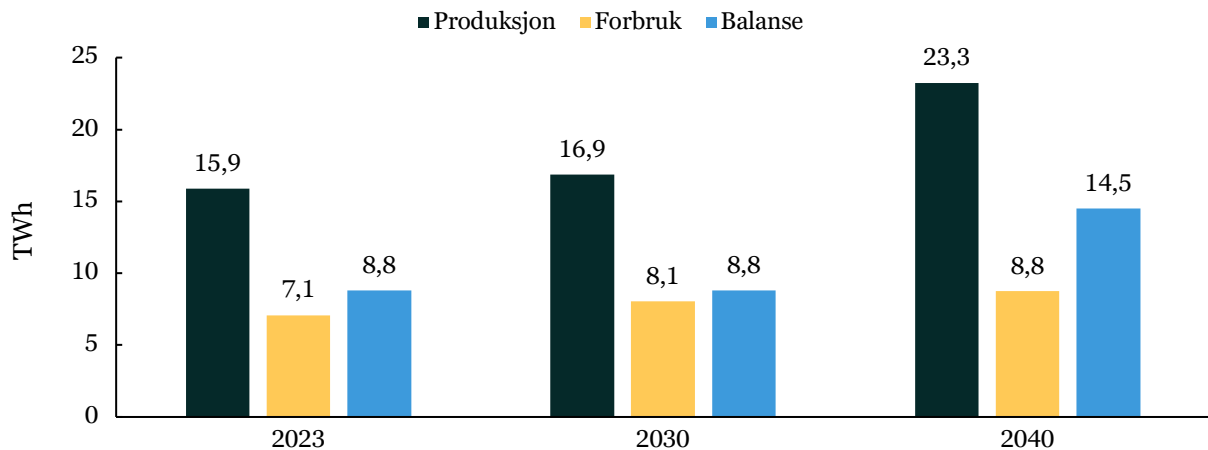
²⁶ <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=8716&type=V>

²⁷ Energidepartementet (2026). NOU 2026: 4 Kjernekraft i Norge? – Fordeler, ulemper og forutsetninger. Tilgjengelig [her](#).

4.1.2 Utvikling i Agders kraftbalanse i referansescenariot

Forutsetningene for utvikling i forbruk og produksjon påvirker kraftbalansen i Agder direkte i referansebanen. I referansescenariot legger vi til grunn at kraftproduksjonen i fylket øker med om lag 1 TWh frem mot 2030 og med 7,4 TWh frem mot 2040. Samtidig forventes etterspørselen etter kraft å øke med 1 TWh innen 2030, og videre med 0,7 TWh til totalt 8,8 TWh i 2040. Denne utviklingen innebærer at dagens kraftbalanse i stor grad opprettholdes frem mot 2030, før den styrkes betydelig mot 2040. Økningen skyldes i hovedsak utbyggingen av havvind på Sørlege Nordsjø II.

Figur 4-2: Kraftproduksjon, -forbruk og -balanse i Agder i referansescenariot. Kilde: Menon Economics.



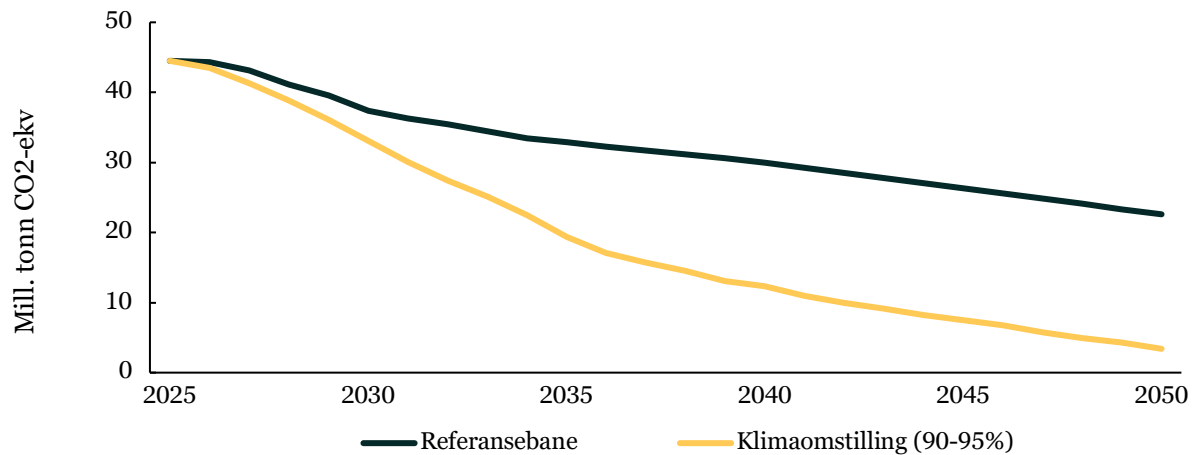
4.2 Scenario 1: Klimaomstilling i tråd med langsiktige klimamål

Miljødirektoratets rapport «Norge 2026: Veivalg og utslippsbaner mot 2050»²⁸ beskriver både en referansebane og en tiltaksbane for å nå Norges klimamål. Referansebanen beskriver utviklingen i utslipp gitt videreføring av dagens politikk og vedtatte virkemidler, uten nye klimatiltak utover dette. Den tar utgangspunkt i historiske utslippsreduksjoner fra SSB og utslippsframskrivingene fra Nasjonalbudsjettet 2026 (NB26), i tillegg til vekstprognoser for økonomi, befolkning og aktivitetsnivå.

Tiltaksbanen representerer en utvikling der et bredt sett av klimatiltak og virkemidler gjennomføres for å nå klimamålene, med utslippsreduksjoner på om lag 90–95 prosent frem mot 2050. Tiltaksbanen er basert på detaljerte tiltaksanalyser på tvers av sektorer, hvor utslippsreduksjoner beregnes for enkeltstående tiltak. Figur 4-3 viser utslippsbanene for henholdsvis referanse- og tiltaksbane (klimaomstilling).

²⁸ Miljødirektoratet (2026). Klimatiltak i Norge 2026: Veivalg og utslippsbaner mot 2050. Tilgjengelig [her](#).

Figur 4-3: Norges utslipp i referanse- og tiltaksbane (klimaomstilling). Kilde: Miljødirektoratet.



Tiltaksbanen innebærer en omfattende omstilling av energibruken i Norge, hvor flere sektorer må ta i bruk lav- og nullutslippsløsninger. I mange tilfeller vil dette innebære økt elektrifisering, blant annet innen industri, transport, petroleum og maritim virksomhet. Miljødirektoratet estimerer at klimaomstilling i tråd med regjeringens målsetning om 90-95 prosent reduksjon vil medføre en økning i kraftforbruket på om lag 32 TWh i 2035 og 55-96 TWh i 2050, inkludert elektrifisering som allerede ligger i referansebanen. Se tabellen nedenfor.

Tabell 4-1: Etterspørsel etter kraft som følge i tiltaksbanen. Kilde: Miljødirektoratet.

	Økt kraftetterspørsel i 2035 (TWh)*	Økt kraftetterspørsel i 2050 (TWh)*
Industri og energiforsyning	14,9	32-71
Petroleum	5,6	5,6-7,6
Landtransport, maskiner og luftfart	10,2	15
Sjøfart, fiske og havbruk	1,2	2
Andre utslipp	0,3	0,2
Totalt	32,2	55-96

*sammenlignet med dagens nivå, som følge av klimatiltak (estimatet inkluderer økningen i referansebanen.)

Med utgangspunkt i denne analysen har vi beregnet Agders andel av den økte elektrifiseringen som følger av klimatiltakene i Miljødirektoratets tiltaksbane. I analysen forutsettes det samtidig at utviklingen i resten av Norge følger referansebanen.²⁹

For Agder innebærer dette at flere sektorer må gjennomføre tiltak som reduserer utslipp gjennom økt bruk av elektrisitet, herunder innen industri, transport og maritim aktivitet. Samlet gir dette en økning i kraftforbruket i regionen sammenlignet med referansebanen, men i et omfang som er begrenset sett i forhold til det samlede kraftforbruket i Agder.

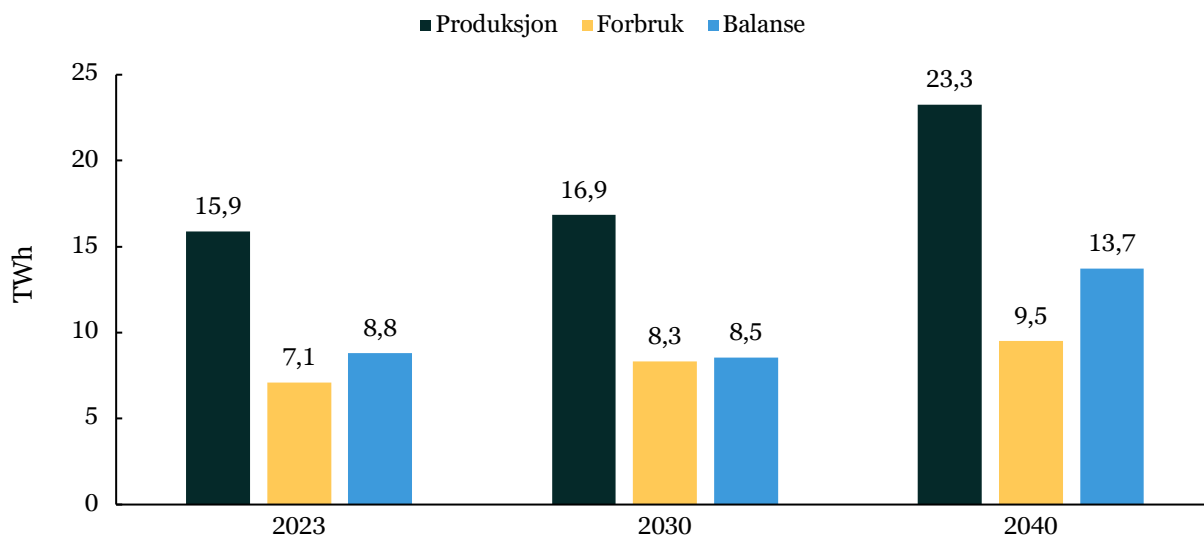
Innen 2030 forventes kraftforbruket i Agder å være om lag 250 GWh høyere enn i referansebanen. Mot 2040 øker dette til rundt 750 GWh, tilsvarende et effektbehov på mellom 100 og 200 MW. Scenariotet

²⁹ For å isolere Agder sin andel av elektrifiseringen, er det gjort en dekomponering basert på utviklingen i utslipp i henholdsvis referansebanen og tiltaksbanen. Kun den delen av kraftetterspørselen som kan tilskrives ytterligere klimatiltak utover referansebanen er inkludert, ettersom referansebanen allerede er reflektert i modellens referansescenario. For å estimere Agders andel er den nasjonale økningen i kraftforbruk i tiltaksbanen til Miljødirektoratet nedskalert proporsjonalt med regionens andel av norske utslipp. Metoden innebærer flere forenklinger og forutsetter at sammenhengen mellom utslippsreduksjoner og elektrifiseringsbehov er tilnærmet proporsjonal på tvers av regioner og sektorer.

illustrerer dermed hvordan kraftforbruket i regionen kan utvikle seg dersom elektrifisering gjennomføres i tråd med det som er nødvendig for å nå klimamålene, med utslippsreduksjoner på 90-95 prosent innen 2050.

Gitt disse forutsetningene øker det samlede kraftforbruket i Agder fra 7,1 TWh til 8,3 TWh i 2030, og videre til 9,5 TWh i 2040. Sammen med produksjonsutviklingen i referansebanen innebærer dette en kraftbalanse på om lag 8,5 TWh i 2030 og 13,7 TWh i 2040. Dersom Agder bidrar til klimaomstillingen i tråd med de nasjonale klimamålene, vil kraftbalansen dermed svekkes noe sammenlignet med referansescenariotet frem mot 2030, men øke mot 2040 som følge av sterk vekst i produksjonskapasitet.

Figur 4-4: Kraftproduksjon, -forbruk og -balanse i Agder (scenario 1). Kilde: Menon Economics.



4.3 Scenario 2: Klimaomstilling og middelsscenario for økt industriell aktivitet

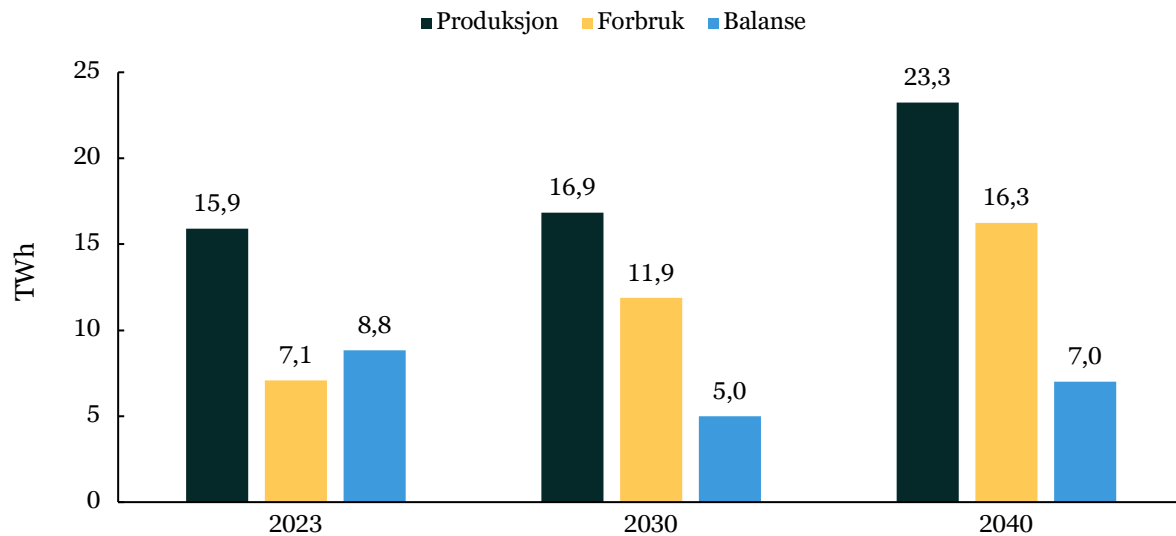
I scenario 2 kombineres økt elektrifisering som følge av klimaomstilling med etablering av ny kraftkrevende industri i regionen. Det innebærer at vi tar utgangspunkt i all forbruk som er en del av scenario 1 og legger til ytterligere etterspørsel etter kraft fra industrielle aktører. Scenarioet er basert på Statnetts oversikt over reservert kapasitet i transmisjonsnett, som gir en indikasjon på planlagte og mulige industriprosjekter med en konkret tidsplan for eventuell tilknytning. Se kapittel 3 for mer informasjon knyttet til analysene som ligger bak dette scenarioet, og for oversikt over reservert kapasitet som er lagt til grunn.

For 2030 legges det til grunn at halvparten av den reserverte kapasiteten som ikke allerede inngår i scenario 2, realiseres. Samlet innebærer dette at Agders strømforbruk i 2030 vil være rundt 3,8 TWh høyere enn i referansescenariotet.

For 2040 legges det til grunn at et volum tilsvarende hele den reserverte kapasiteten som i dag fremgår av Statnetts oversikt realiseres. Scenarioet forutsetter *ikke* at alle de konkrete prosjektene som i dag har reservert kapasitet faktisk realiseres, men heller at prosjekter som eventuelt kanselleres over tid erstattes av nye prosjekter (fra kapasitetskøen eller utenfor), slik at den samlede etterspørselen etter nettkapasitet som fremkommer av dagens reservasjonskø opprettholdes. Scenarioet er ikke avhengig av at det realiseres ny nettkapasitet utover det som er planlagt, noe som gjør det realiserbart uten nye tiltak med lang ledetid. Til sammen legger vi til grunn at økt industriaktivitet vil stå for 6,7 TWh

høyere strømforbruk i Agder i 2040. Det samlede strømforbruket i Agder i scenario 2 (inkludert klimaomstilling) vil dermed være ca. 7,5 TWh høyere enn i referansescenarioet.

Figur 4-5: Kraftproduksjon, -forbruk og -balanse i Agder (scenario 2). Kilde: Menon Economics.

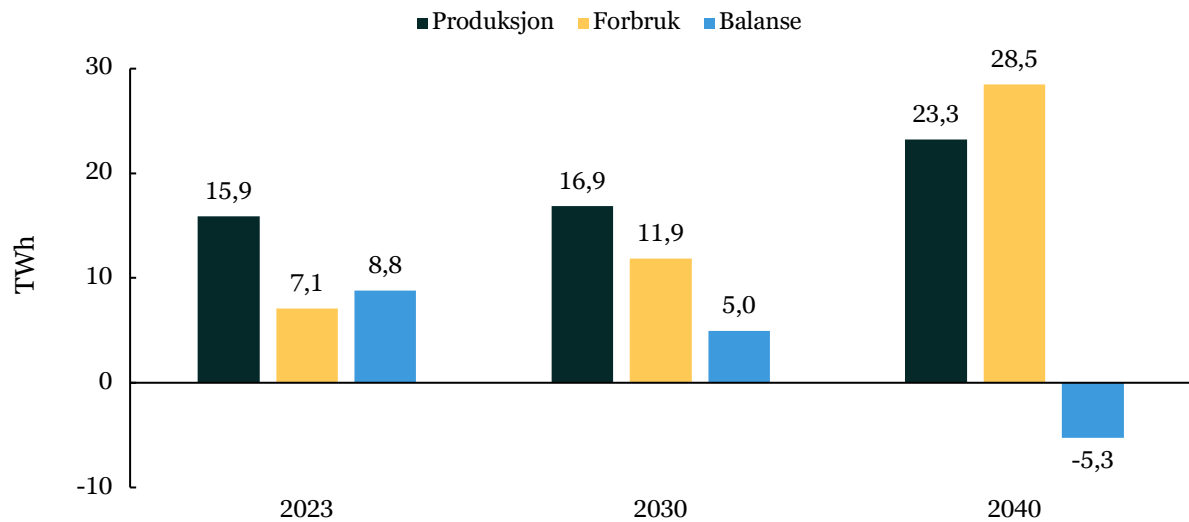


I scenario 2 øker det samlede kraftforbruket i Agder fra 7,1 TWh til 11,9 TWh i 2030. Frem mot 2040 bidrar videre klimaomstilling, sammen med industriell utvikling, til å øke kraftbehovet til 16,3 TWh. Som følge av dette reduseres kraftbalansen til om lag 5 TWh i 2030 og 7 TWh i 2040.

4.4 Scenario 3: Klimaomstilling og høyscenario for økt industriell aktivitet

I tillegg til kapasitet som er reservert hos Statnett eller ligger i tilknytningskø, har vi identifisert et betydelige antall planer som ennå ikke er registrert i kapasitetskøen, jmfør kapittel 3.3. Disse planene utgjør om lag 3,4 GW nytt forbruk. På denne bakgrunn har vi utviklet et høyscenario for industriell vekst i Agder. Vi antar en realiseringsgrad på 60 prosent som tilsvarer en økning i kraftforbruket på 12,3 TWh sammenlignet med scenario 2. Scenarioet er bevisst utformet som et ytterpunkt for å synliggjøre et øvre utfallsrom for forbruksutviklingen. En slik utvikling vil være avhengig av betydelige investeringer i nettinfrastruktur, og er derfor primært relevant i et 2040-perspektiv.

Figur 4-6: Kraftproduksjon, -forbruk og -balanse i Agder (scenario 3). Kilde: Menon Economics.



Som figuren viser øker kraftforbruket i scenario 3 fra 7,1 TWh til 11,9 TWh i 2030 (på nivå med scenario 2). Frem mot 2040 akselerer forbruksveksten kraftig, drevet av en omfattende industriutvikling, til 28,5 TWh. Som følge av dette går Agder fra å være et kraftoverskuddsområde til et kraftunderskuddsområde i 2040, med en estimert kraftbalanse på om lag -5,3 TWh.

5 Implikasjoner for kraftmarkedet

Vårt referansescenario, som baserer seg på utviklingsbanen i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse, indikerer at den gjennomsnittlige kraftprisen i Sør-Norge (NO₂) kan falle fra om lag 70 øre/kWh i dag til drøyt 50 øre/kWh i 2040. Utviklingen er også robust for mindre endringer i kraftbalansen. Økt elektrifisering gir, isolert sett, en begrenset effekt på kraftprisene. Kombinert med etablering av ny kraftkrevende industri presses imidlertid den regionale kraftbalansen, noe som bidrar til å løfte prisnivået betydelig. I scenarier med omfattende industriutvikling kan prisnivået øke med mellom 10 og 15 prosent. Sammenlignet med referansescenarioet halveres prisdifferansen mot kontinentet i vårt høyscenario, noe som vil ha stor betydning for konkurransekraften til både eksisterende og ny industri. Sensitivitetsanalysene viser videre at utviklingen i kraftproduksjon, særlig havvind, er avgjørende for den langsiktige industrielle konkurransekraften i fylket. Økt produksjonskapasitet kan i stor grad motvirke priseffektene av økt etterspørsel, mens uteblitt utbygging vil trekke redusere prisdifferanse mot europeiske marked ytterligere.

5.1 Metodisk tilnærming

5.1.1 FRAM-rammeverk

For å analysere hvordan ulike utviklingsbaner i Agder kan påvirke kraftpriser i regionen benytter vi en kraftmarkedsmodell basert på NVEs åpne modellrammeverk FRAM og kraftmarkedsmodellen JulES. FRAM er et rammeverk for modellering av energisystemet som kobler sammen ulike modeller og datasett for å analysere utviklingen i kraftsystemet under ulike forutsetninger. Innenfor dette rammeverket brukes JulES til å simulere kraftmarkedet og beregne kraftpriser gitt forutsetninger om produksjon, etterspørsel, overføringskapasitet og andre systemforhold.

I denne analysen benyttes modellen til å beregne kraftpriser i prisområde NO₂, som Agder er en del av. Scenarioene som analyseres i rapporten implementeres i modellen gjennom endringer i etterspørsel etter elektrisitet i regionen, samt enkelte sensitiviteter knyttet til utviklingen i kraftsystemet. Øvrige forutsetninger for utviklingen i det norske og nordiske kraftsystemet følger NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse.

Modellkjøringene gjennomføres for flere værscenarier³⁰, og resultatene oppgis som gjennomsnittspriser på tvers av disse. Dette gjør det mulig å fange opp hvordan variasjoner i hydrologi påvirker kraftprisene. Resultatene gir dermed et mer robust anslag på gjennomsnittlig prisnivå enn analyser basert på ett enkelt værscenario.

Modellen brukes i denne analysen primært til å beregne prisvirkninger i NO₂. Resultatene fra modellen tolkes derfor først og fremst som indikasjoner på hvordan ulike *regionale* utviklingsbaner kan påvirke prisnivået i NO₂, gitt de overordnede forutsetningene som ligger til grunn for modelloppsettet.

³⁰ Vi har valgt værscenariene fra perioden 1993–1995, som representerer ulike nivåer av tilsig til vannkraftsystemet. Årene er valgt for å illustrere henholdsvis et høyt (1995), middels (1993) og lavt (1994) tilsig. Disse er hentet fra perioden 1990–2022.

5.1.2 Forutsetninger om utviklingen i det øvrige kraftsystemet i Norge

For å analysere hvordan ulike utviklingsbaner i Agder kan påvirke kraftpriser i regionen, er det nødvendig å legge til grunn en konsistent utvikling i kraftsystemet i resten av Norge, Norden samt det europeiske kraftsystemet. I analysene i denne rapporten holdes derfor de overordnede forutsetningene for utviklingen i kraftsystemet konstante på tvers av scenarioene. Dette gjør det mulig å isolere hvordan ulike veivalg i Agder kan påvirke prisutviklingen i prisområde NO2.³¹

Som referansebane benytter vi NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse (LA2025).³² Denne analysen beskriver hvordan kraftsystemet i Norge og Europa kan utvikle seg frem mot 2050 basert på vedtatt politikk, kjente investeringsplaner og sentrale drivere i energisystemet. Analysen benyttes som et konsistent utgangspunkt for utviklingen i produksjon, etterspørsel og kraftsystemet for øvrig i Norge og Norden.

I NVEs basisscenario forventes flere viktige endringer i det norske kraftsystemet frem mot 2040. På produksjonssiden legges det til grunn en moderat vekst i kraftproduksjonen gjennom oppgraderinger i vannkraft, noe ny landbasert vindkraft og økt solkraft. I tillegg forutsettes det at havvindprosjektene i Sørlege Nordsjø II fase 1 og Utsira Nord realiseres i løpet av første halvdel av 2030-tallet. Samlet antas disse prosjektene å bidra med rundt 2 000 MW installert kapasitet i prisområde NO2.

Samtidig forventes kraftforbruket i Norge å øke betydelig. Veksten drives i stor grad av ny kraftkrevende virksomhet og elektrifisering, særlig innen industri, petroleum og transport, men også av datasentre og hydrogen. NVEs analyse legger til grunn at utviklingen i stor grad følger dagens politiske virkemidler og kjente investeringsplaner. Når det gjelder utenlandsforbindelser legges det i hovedscenariot til grunn at dagens utvekslingskapasitet videreføres.

Det er betydelig usikkerhet knyttet til flere av disse utviklingstrekkene. Særlig gjelder dette tempoet i utbyggingen av ny kraftproduksjon, utviklingen i kraftforbruk og fremtidige endringer i overføringskapasiteten mellom land. For å belyse hvordan slike forhold kan påvirke prisutviklingen i NO2 har vi derfor også gjennomført enkelte sensitivetsanalyser. Disse inkluderer blant annet analyser av redusert overføringskapasitet mellom Norge og Danmark dersom Skagerrak-forbindelsene ikke reinvesteres, samt analyser av alternative utbyggingsbaner for havvind.

Det er også viktig å understreke at NVEs basisscenario i hovedsak er basert på vedtatt politikk og dagens utviklingstrender. Dette innebærer at utviklingsbanen i seg selv ikke er tilstrekkelig til å nå nasjonale klimamål. Dersom elektrifisering og industriutvikling i resten av landet skulle utvikle seg på samme nivå som i de regionale scenarioene som analyseres for Agder tidligere i denne rapporten, ville dette kunne forsterke presset i kraftsystemet ytterligere og heve prisnivået på tvers av alle våre scenarioer.

5.2 Resultater

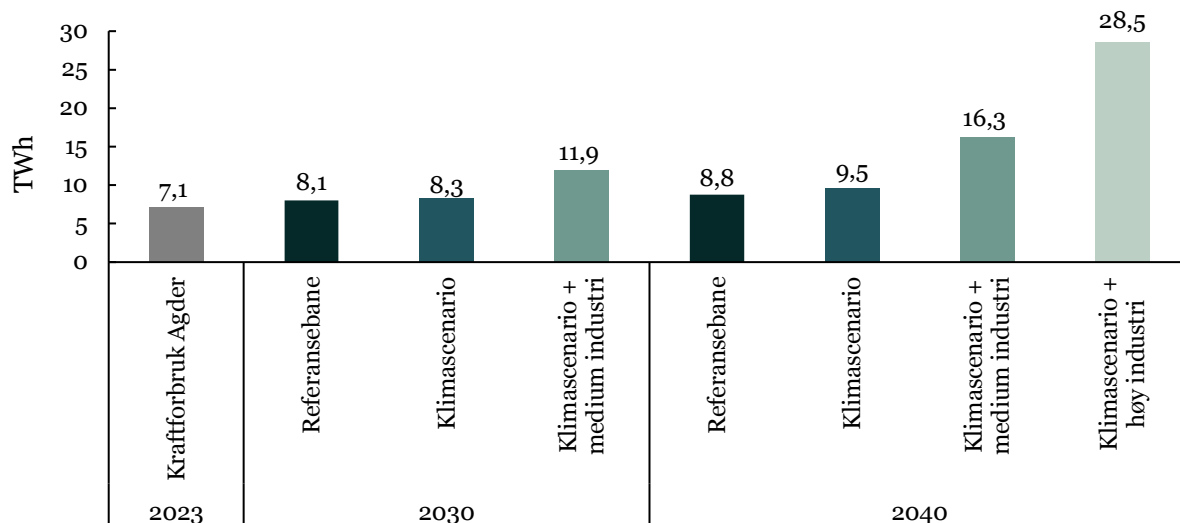
Dette delkapittelet presenterer resultatene fra kraftmarkedsmodelleringen. Resultatene viser beregnede gjennomsnittlige kraftpriser i prisområde NO2, oppgitt i øre/kWh i faste 2023-kroner, basert på scenarioene beskrevet i forrige kapittel. Prisene er beregnet som gjennomsnitt av tre forskjellige værscenarier, som representerer henholdsvis lavt, middels og høyt tilsig til det nordiske

³¹ Kraftmarkedsmodellen benyttes i denne analysen primært til å beregne kraftpriser i prisområde NO2. Øvrige deler av kraftsystemet brukes som konsistente forutsetninger i modelloppsettet. Videre er ikke alle europeiske prisområder eksplisitt modellert. I stedet benyttes en benchmarking-metodikk mot NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse for å sikre konsistens i prisnivå og systemutvikling. Dette kan gi mindre avvik i modellert prisnivå sammenlignet med NVEs egne modellresultater.

³² NVE (2025). Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025. Tilgjengelig [her](#).

vannkraftsystemet. Figuren under oppsummerer våre anslag for forbruksutviklingen på tvers av de ulike scenarioene som presentert i kapittel 4, som ligger til grunn for kraftprisberegningene.

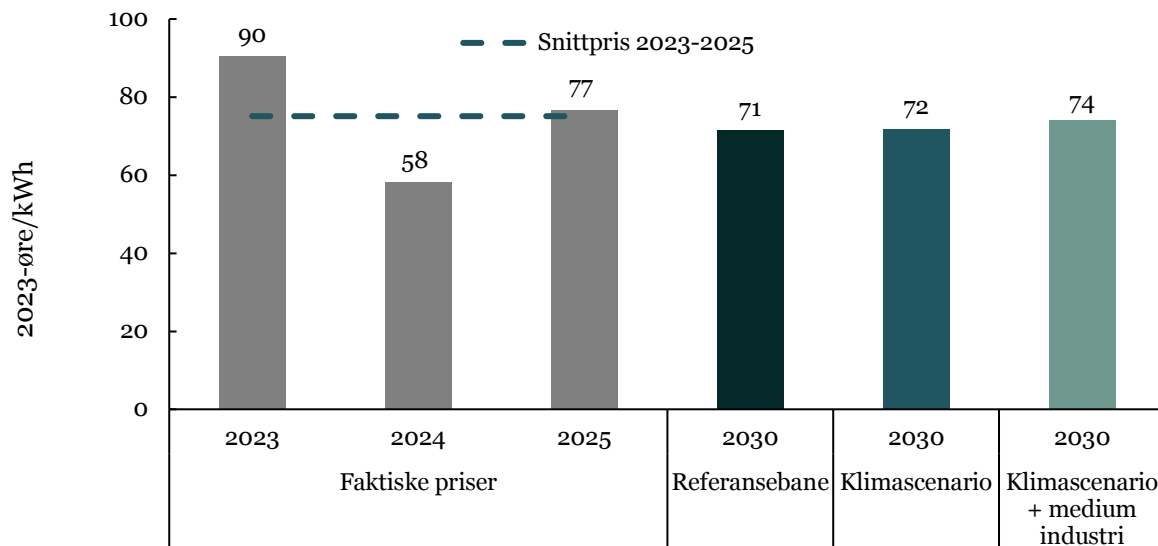
Figur 5-1: Forbrukstall i Agder i de ulike scenarioene. Kilde: Menon Economics.



5.2.1 Begrensede prisøkninger i 2030 på tvers av scenarioer

I referansebanen beregnes gjennomsnittlig kraftpris i NO₂ til om lag 71 øre/kWh i 2030. Dette innebærer en nedgang sammenlignet med prisnivået i perioden 2023–2025. Prisnivået i Sør-Norge påvirkes i stor grad av utviklingen i europeiske kraftpriser, og vil derfor være avhengig av blant annet gasspriser og utviklingen i fornybar kraftproduksjon. Samtidig vil hydrologiske forhold og tilsig til vannkraftsystemet bidra til betydelig variasjon i faktiske priser.

Figur 5-2: Kraftpris i NO₂ i 2030 – effekter av klimaomstilling og økt industriell aktivitet i Agder fylke. Kilde Menon Economics.



I Europa forventes også en nedgang i kraftprisene. I Tyskland og Storbritannia anslås prisene til henholdsvis 73 og 77 øre/kWh i 2030, ned fra om lag 90 og 100 øre/kWh i dag. Nedgangen drives i hovedsak av lavere gasspriser og økt fornybarandel, som også er sentrale drivere for prisutviklingen i

NO2. Gjennomsnittlig kraftpris i Norge anslås til rundt 66 øre/kWh, med mindre prisforskjeller mellom regionene enn i dag, blant annet som følge av økt overføringskapasitet i Norden.

Økt elektrifisering i Agder for å nå klimamålene (scenario 1) har en begrenset effekt på kraftprisen i NO2 i 2030. I dette scenarioet øker gjennomsnittsprisen marginalt fra om lag 71 til 72 øre/kWh. Den begrensede priseffekten reflekterer at økningen i kraftforbruk i Agder alene utgjør en liten andel av det samlede forbruket i prisområdet, tilsvarende om lag 1 prosent i 2030. I et tett integrert kraftmarked vil en slik økning i etterspørselen i stor grad håndteres gjennom økt import fra tilgrensende prisområder, uten at det gir store utslag i gjennomsnittsprisen.

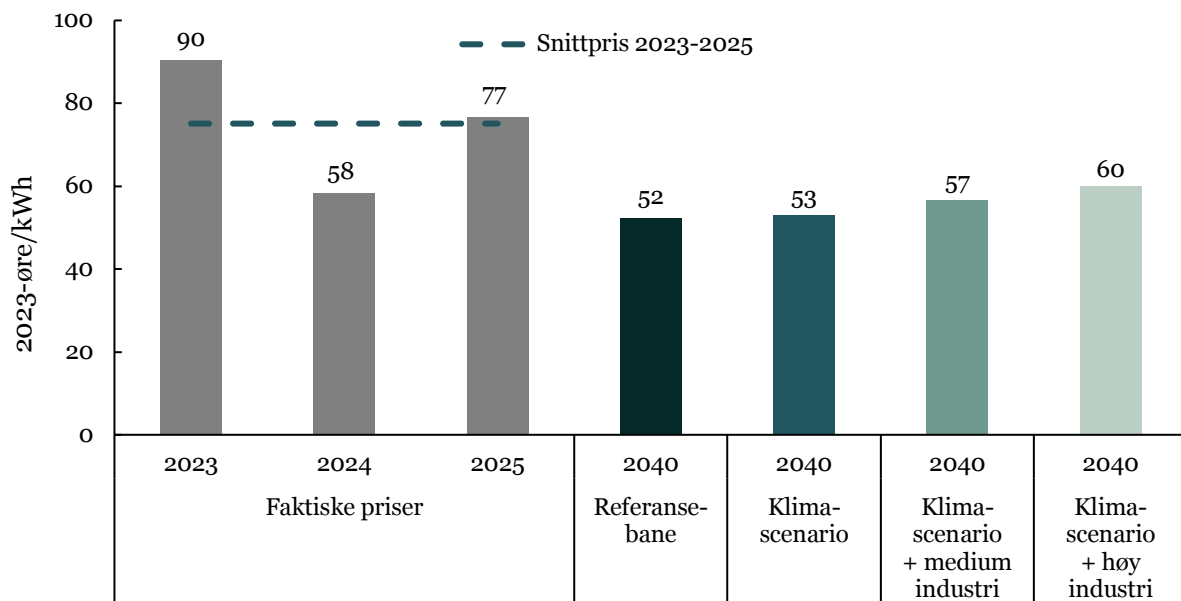
Når økt kraftetterspørsel fra ny industri i Agder inkluderes (scenario 2), øker gjennomsnittsprisen videre til rundt 74 øre/kWh. Dette tilsvarer en prisøkning på 3 prosent, til tross for at kraftforbruket i regionen øker med nesten 10 prosent. Resultatene indikerer dermed at kraftprisen i NO2 er relativt lite sensitiv for en etterspørselsøkning av denne størrelsen i kun én region av prisområdet.

5.2.2 De regionale kraftprisene kan øke betydelig frem mot 2040 som følge av industrielle utviklingstrekk

Mot 2040 faller kraftprisene i referansebanen til om lag 52 øre/kWh, som er betydelig lavere enn dagens nivå. Prisnedgangen må sees i sammenheng med utviklingen i kraftsystemet i NVEs basisscenario, hvor økt kraftproduksjon bidrar til å styrke kraftbalansen både i Norge og Norden som helhet. NVE legger videre til grunn at de europeiske kraftprisene vil ligge på omtrent samme nivå som i 2030. På kontinentet motsvares priseffekten av en økende fornybarandel i kraftsystemet av høyere priser i kvotemarkedet, som fordyrer den fossile kraftproduksjonen som fortsatt finnes i systemet i 2040.

Prisnedgangen i NO2 fra 2030 til 2040 drives i hovedsak av utviklingen i det norske og nordiske kraftsystemet. For prisområde NO2 vil spesielt utbygging av havvind i Sør-Norge ha stor betydning. Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord forventes samlet å tilføre betydelig ny kraftproduksjon, tilsvarende om lag 15 til 20 prosent av dagens produksjon i NO2. I tillegg legges det til grunn noe vekst i annen kraftproduksjon, blant annet fra landbasert vindkraft, solkraft og oppgraderinger i vannkraft. I samme periode forventes også kraftforbruket å øke. Likevel øker kraftproduksjonen mer enn forbruket, noe som bidrar til å dempe prisnivået og trekke gjennomsnittsprisene ned mot 2040.

Figur 5-3: Kraftpris i NO2 i 2040 – effekter av elektrifisering og industri. Kilde: Menon Economics.



I scenario 1 med økt elektrifisering i tråd med klimamålene øker gjennomsnittsprisen marginalt fra 52 til 53 øre/kWh. Effekten er fortsatt begrenset, selv om elektrifiseringsbehovet er større enn i 2030. Dette skyldes at den økte etterspørselen, anslått til rundt 750 GWh, fortsatt utgjør en liten andel av det samlede kraftforbruket i prisområdet (forbruk i øvrige deler av prisområdet øker også).

Når økt industriforbruk inkluderes (scenario 2), blir imidlertid priseffekten betydelig, tilsvarende en økning på nær 10 prosent, sammenlignet med referansebanen. Resultatene indikerer dermed at industrivekst i større grad enn klimaomstilling alene vil påvirke prisnivået i NO₂ på sikt. En slik økning kan ha stor betydning for lønnsomheten for kraftintensive industrier, både eksisterende og nye etableringer. I tillegg forventes større prisvariasjoner over døgn og sesonger etter hvert som det norske kraftmarkedet i større grad utvikler seg mot et effektmarked,³³ noe som ytterligere øker usikkerheten for kraftintensive aktører.

Dersom all industriell forbrukskapasitet fra scenario 3 inkluderes, øker kraftprisen med ytterligere 5 prosentpoeng, noe som tilsvarer et prisnivå på om lag 60 øre/kWh. En så omfattende industriell utvikling vil dermed gi en betydelig økning i strømprisene i NO₂. Sammenlignet med referansescenariotet faller også prisforskjellen mellom NO₂ og det europeiske kraftmarkedet betydelig. Eksempelvis vil den relative prisforskjellen mot det tyske kraftmarkedet halveres³⁴. En slik konvergering av kraftpriser vil ha stor påvirkning på lønnsomheten i eksisterende industri som konkurrerer i et globalt marked. Videre kan investerattraktiviteten til nye etableringer svekkes over tid. Hvorvidt det er mulig å realisere et slik scenario, uten en betydelig økning i regional produksjonskapasitet er derfor usikkert³⁵.

Samtidig viser resultatene at priseffekten avtar når kraftbalansen svekkes. Priseffekten er lavere i scenario 3, sammenlignet med overgangen fra referansebanen til scenario 2, til tross for at forbruksøkningen mellom scenario 2 og scenario 3 er betydelig større. Dette skyldes at overføringsmønsteret mellom Norge og Europa blir mer balansert. En mer balansert utvikling styrker priskoblingen mellom eksempelvis Norge og Tyskland, sammenlignet med en situasjon med et stort kraftoverskudd, slik referansescenariotet legger til grunn. Sagt på en annen måte: I en slik situasjon blir regionale utviklingstrekk i større grad «absorbert» av et europeisk marked med et betydelig større volum³⁶.

5.3 Drivere for kraftpris i NO₂ og betydningen av produksjon, etterspørsel og overføring

I scenarioene over har vi analysert effektene som følger av ulike forbruksscenarioer. Forutsetninger knyttet til produksjon og overføringskapasitet er holdt fast. Under redegjør vi for sensitivitetsanalysene som er gjort med hensyn til disse faktorene.

5.3.1 Utviklingen i kraftproduksjon og etterspørsel er avgjørende for det relative prisnivået i Agder sammenlignet med europeiske kraftmarked.

Utviklingen i krafttilgang relativt til etterspørsel på nasjonalt og regionalt nivå er den viktigste driveren for den relative prisutviklingen i Agder sammenlignet med europeiske kraftpriser frem mot 2040.

³³ Et effektmarked kjennetegnes ved at kraftprisen i større grad settes av den momentane balansen mellom tilbud og etterspørsel, time for time. Med mer uregulerbar fornybar kraft og økt elektrifisering av forbruket forventes større prissvingninger over døgn og sesonger.

³⁴ Det at tyske kraftpriser fortsatt ligger over prisene i NO₂ sikres av at Norden fortsatt har en positiv kraftbalanse slik at kraften flyter fra Norge/Sverige mot eks. Tyskland og Storbritannia.

³⁵ Som nevnt vil også nettkapasitet kunne bli en begrensning i dette scenariotet, men det har ikke vært mulig å eksplisitt analysere investeringsbehovet av en slik forbruksøkning.

³⁶ I praksis kommer denne effekten av at vannkraftens produksjonsoptimalisering (som følge av endringer i regional produksjon og forbruk) har en mindre effekt når flaskehalsene svekkes, alt annet likt.

Analysen viser at industriell utvikling kan ha stor påvirkning på kraftprisene i NO₂, til tross for tett integrasjon med det europeiske kraftsystemet.

Om man skal opprettholde dagens konkurransefortrinn til industrinæringen i Agder er man avhengig av en balansert utvikling mellom kraftproduksjon og forbruk. Økt produksjonskapasitet vil isolert sett bidra til lavere kraftpriser, uavhengig av teknologi, selv om prisdynamikken kan variere. Teknologien som skiller seg mest ut er pumpekraft. Pumpekraft bidrar til økt fleksibilitet og effektkapasitet, uten nødvendigvis å øke den samlede energitilgangen. Dette gir hovedsakelig redusert prisvariasjon, mens øvrig storskala produksjon påvirker prisnivået³⁷.

Hvor mye produksjon som må realiseres for å opprettholde dagens kraftbalanse varierer betydelig mellom scenarioene. De mest konservative utviklingsbanene har begrenset påvirkning på det regionale kraftsystemet. I scenarioene med høyere grad av elektrifisering og sterk industriell vekst er behovet for ny produksjonskapasitet betydelig større, I middelscenarioet for industriell vekst, tilsvarende scenario 2, må produksjonen øke med om lag 10 TWh mot 2040 for å opprettholde dagens kraftbalanse. Omlag 8 TWh kan dekkes av den planlagte havvindutbyggingen frem mot 2035, mens det øvrige evt. må dekkes gjennom andre prosjekter. I de mest ambisiøse scenarioene for industriell utvikling kan behovet for økt produksjon nærme seg 20 TWh, tilsvarende rundt 2-3 ganger den planlagte utbyggingen ved Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord.

Det er i denne sammenheng viktig å understreke at det ikke er avgjørende at all ny produksjon realiseres i NO₂, ettersom prisområdet har god overføringskapasitet til omkringliggende områder. Utviklingen i krafttilgang i tilknyttede prisområder vil derfor også være viktig for prisnivået i Agder.

5.3.2 Den planlagte havvindutbyggingen reduserer prisnivået i Agder med om lag 10%

I alle scenarioene er det lagt til grunn at den planlagte utbyggingen av havvind på Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord realiseres. Analysene viser at denne utbyggingen har stor betydning for prisnivået i NO₂, og fremstår som den viktigste enkeltfaktoren for kraftprisinivået frem mot 2040.

Sensitivitetsanalysene indikerer at havvind i denne størrelsesorden i snitt vil gi en effekt på om lag 6-7 øre/kWh (se figur 5-4) En opprettholdelse av dagens planlagte utbygging, eller en økning, trekker prisene ned, mens uteblitt utbygging vil gi et høyere prisnivå.

Effekten av havvindutbygging på kraftprisen avhenger imidlertid av «nåsituasjonen», noe som reflekteres i utfallsrommet i figuren under. Priseffekten er størst i scenarioer hvor systemet allerede preges av eksport³⁸. I scenarioer med mer balansert kraftutveksling er marginaeffekten mindre fordi de relative prisforskjellene mellom tilknyttede markeder er mer begrenset og koblingen mellom kontinentale og regionale kraftpriser enda sterkere. Denne effekten observerte vi også i analysen av de ulike forbruksscenarioene over.

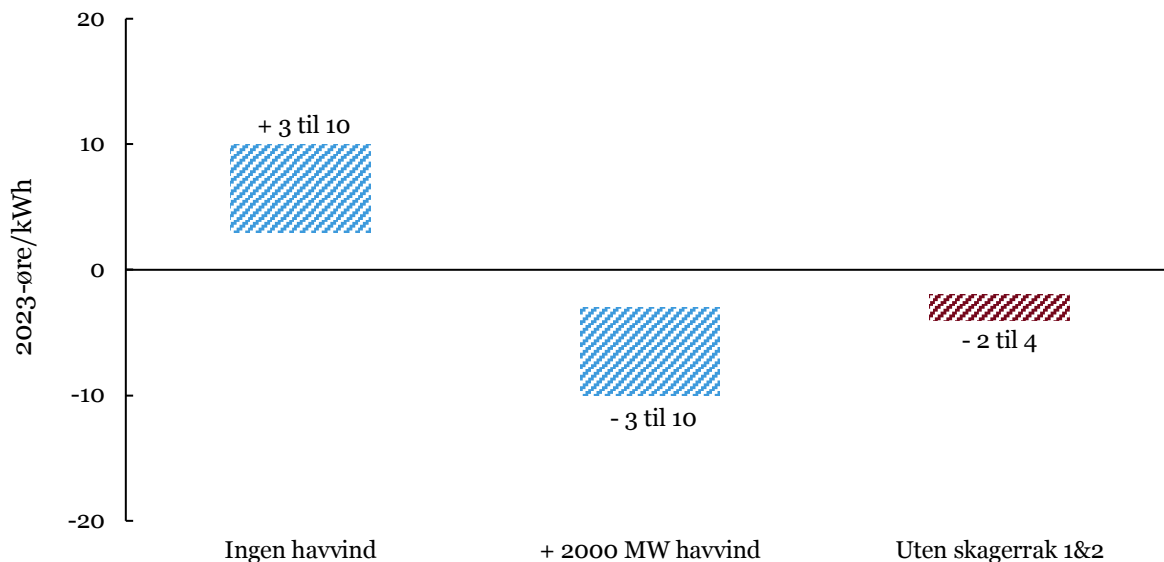
Våre analyser viser at en dobling av havvindkapasiteten kan redusere kraftprisen med opp mot 8-10 øre/kWh i referansescenarioet. I middelsscenarioet for industriell vekst faller effekten til om lag 4 øre/kWh. Dersom utbyggingen uteblir og forbruksveksten tilsvarer vårt høyscenario kan prisforskjellen mot Europa falle betydelig lavere en snitte for de siste 10 årene. Dette gjelder spesielt om utbyggingstrenden i øvrige norske prisområder vedvarer.

³⁷ Pumpekraft kan i ytterste konsekvens bidra til å redusere samlet produksjon (om forbruk fra pumping overstiger økning i produksjonsvolum).

³⁸ Høy grad av eksport gir begrenser optimaliseringsmulighetene til den regulerbare vannkraften.

Sensitivitetsanalysene illustrerer at utviklingen i havvind, både planlagt og evt. ny kapasitet vil være er avgjørende for å opprettholde konkurransekraften i Agder de neste 10-15 årene ettersom potensialet for annen storskala produksjon er svært begrenset.

Figur 5-4: Illustrasjon av priseffekter ved endringer i havvindutbygging og overføringskapasitet i NO2 (intervaller, avvik fra prisnivået). Kilde: Menon Economics.



5.3.3 Endringer i overføringskapasitet har stor påvirkning, men effekten av reinvestering i eksisterende kabler begrenses av kapasitet.

Endringer i overføringskapasitet mellom Norge og utlandet vil kunne ha stor påvirkning på kraftprisene i NO2. NVE finner i at en endring i handelskapasiteten mot Europa på 1 000 MW gir en priseffekt på om lag 5 øre/kWh³⁹. Per i dag er det imidlertid hovedsakelig usikkerhet knyttet til reinvesteringer i to kabler til Danmark som er mest relevant å analysere. Våre sensitivitetsanalyser indikerer at effekten av redusert overføringskapasitet tilsvarende bortfall av Skagerrak 1 og 2, gir en reduksjon i kraftprisene, anslått til om lag 2-4 øre/kWh i NO2 (se figur 5-4). Redusert overføringskapasitet innebærer at koblingen mot høyere prisnivåer i tilknyttede markeder svekkes. Dette bidrar til lavere alternativverdi av kraftproduksjonen og dermed et lavere prisnivå i NO2. Som for de øvrige analysene avhenger effekten av kraftbalansen. I scenarioer med høy krafttilgang og betydelig eksport vil redusert kapasitet ha en tydeligst priseffekt. I scenarioer med mer balansert utvekslingsmønster avtar effekten fordi prisdifferansen mellom de tilknyttede områdene er mindre noe som begrenser effekten av endret overføringsmønster på de øvrige utvekslingskablene.

5.4 Nettleie

Et viktig element i energikostnadene er nettleie, det vil si prisen du betaler for transport av strøm gjennom strømmettet. Nettleien i både transmisjonsnettet, som drives av Statnett, og i regional- og distribusjonsnettet, som drives av de regionale nettselskapene, er regulert gjennom inntektsrammereguleringen. Reguleringsmyndigheten for energi (RME) fastsetter en årlig individuell inntektsramme, som utgjør den øvre rammen for nettselskapenes tillatte inntekter. Innenfor denne rammen kan nettselskapene fastsette tariffen som skal dekke drifts- og investeringskostnader, inkludert en rimelig avkastning på kapitalen.

³⁹ https://publikasjoner.nve.no/rapport/2025/rapport2025_15.pdf

For Statnett reduseres tariffnivået av flaskehalsinntekter, det vil si inntekter som oppstår ved overføring av kraft mellom prisområder med ulike kraftpriser. De siste årene har det vært store prisforskjeller både mellom norske prisområder og mellom Norge og utlandet. Dette har gitt høye flaskehalsinntekter og dermed bidratt til lavere nettleie enn det kostnadsgrunnlaget isolert sett skulle tilsi. Fremover er det ventet at disse inntektene vil bli lavere. Det vil isolert sett trekke i retning av høyere nettleie. I 2026 dekker flaskehalsinntektene en stor del av Statnetts kostnader, noe som bidrar til en relativt lav tariff på 135 kr/kW per år. Statnett har samtidig signalisert at satsen i 2027 kan bli betydelig høyere, anslagsvis 350–450 kr/kW, tilsvarende nivåer fra før 2021.⁴⁰

Dagens inntektsrammeregulering innebærer at økt strømforbruk ikke nødvendigvis fører til høyere nettleie. Dersom økt energibehov kan håndteres innenfor eksisterende nettkapasitet og ikke utløser nye investeringer, vil nettleien i prinsippet kunne bli lavere for både eksisterende og nye kunder. Årsaken er at nettselskapenes kostnader da i stor grad forblir uendret, samtidig som de fordeles over et større forbruksgrunnlag.

Dersom nytt forbruk derimot krever nettførsterkninger eller andre investeringer utover det som allerede ligger i nettselskapenes investeringsplaner, er effekten på nettleien mer usikker. Investeringer som ikke dekkes av kundene gjennom anleggsbidrag, kan øke nettselskapenes kapitalkostnader og dermed bidra til høyere nettleie. I tre av fire scenarioer legger vi imidlertid til grunn at forbruksveksten i hovedsak kan håndteres innenfor planlagte investeringer. Dette tilsier at nettleiutviklingen i større grad vil følge eksisterende prognoser enn et forløp der scenariet utløser ytterligere nettinvesteringer.

Om høyscenarioet for industriell utvikling derimot realiseres vil kostnadene i transmisjonsnettet kunne øke. Den konkrete effekten vil imidlertid avhenge av prosjektspesifikke faktorer, noe vi ikke har hatt mulighet for å analysere innenfor ramme av dette prosjektet.

Effekten i regionale distribusjonsnettet følger samme rasjonale. Ifølge RME vil nettleien i regionen (Sørlandet/NO2) øke med 18,9 prosent for kunder i distribusjonsnettet mellom 2024 og 2030, fra i underkant av 40 til omlag 47 øre/kWh, forutsatt at kraftforbruket øker i tråd med deres basisscenario.⁴¹ Dette drives i stor grad av høyere investeringer, spesielt i regionalnettet, noe som vil løfte den samlede tillatte inntekten for distribusjonsnettet i regionen med 24 prosent. Disse investeringene vil fordeles på alle kundene i regionalnett. Effekt fra scenarioene vi har analysert vil avhenge av hvilket nettnivå forbruket kobles til og hvor stor andel av merkostnaden som dekkes av anleggsbidraget til aktørene som etablerer seg.

⁴⁰ <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2025/statnetts-tariffer-for-2026/>

⁴¹ NVE (2024). Framskrivning av nettleie i lokalt distribusjonsnett 2024-2030. Tilgjengelig [her](#).

6 Oppsummering og anbefalinger

Agder fylke kjennetegnes av en høy kraftproduksjon, et betydelig energioverskudd og har en sentral rolle i det norske transmisjonsnett. I 2023 produserte Agder 16,1 TWh energi og forbrukte 13,7 TWh, noe som ga et overskudd på 2,4 TWh. Overskuddet skyldes i hovedsak den omfattende vannkraftproduksjonen i regionen, som alene utgjorde 14,6 TWh. Kraftbalansen tilsvarte samme år 8,8 TWh. Industrien er det største aktøren på forbrukssiden. Fylket har en stor og eksportrettet industribase, som sysselsetter nærmere 16 000 ansatte. Dagens industri bruker om lag 3,6 TWh strøm årlig, noe som tilsvare nesten 50 prosent av samlet strømforbruk. De tre største anleggene alene står for nær 2,5 TWh.

Scenarioanalysen viser at klimatiltak isolert sett gir en moderat økning i kraftforbruket, sammenlignet scenarioene som forutsetter høy industriell vekst. I middelsscenarioet anslås et økt kraftforbruk på om lag 5 TWh i 2030 og 9 TWh i 2040, mens høyscenarioet innebærer en vesentlig høyere etterspørselsvekst. Klimaomstillingstiltakene utgjør en relativt liten andel av den samlede etterspørselsøkningen, anslagsvis rundt 10 prosent i middelsscenarioet, noe som illustrerer at det er ny kraftkrevende industri som er den klart viktigste driveren for økt kraftbehov i fylket.

Kraftmarkedsanalysen viser at de identifiserte utviklingstrekkene kan bidra til å løfte prisene i NO₂ betydelig. Scenarioene som legger til grunn økt industrivekst, gir en prisøkning på 10–15 prosent relativt til basisscenarioet. Dette kan få stor betydning for lønnsomheten i eksisterende industri samt investorattraktiviteten for aktører som utvikler nye prosjekter. Ny produksjonskapasitet vil være avgjørende for å opprettholde de relative prisforskjellene mot kontinentet. Det sentrale spørsmålet fremover er derfor ikke bare hvor mye kraftforbruket vil øke, men hvilken type aktivitet som faktisk realiseres, og hvilke konsekvenser dette får for regional verdiskaping, nettkapasitet og rammevilkårene for etablert industri. Videre er det viktig å identifisere hvordan man kan bidra til å opprettholde fylkets konkurransekraft og samtidig navigere mellom planmessige målkonflikter knyttet til blant annet arealbruk, natur og miljø.

På bakgrunn av analysene ovenfor presenterer vi anbefalinger både for den videre utviklingen i Agder som region og for hvordan Agder fylkeskommune, innenfor sine roller som regional planmyndighet, kan bidra til å legge til rette for en balansert utvikling av kraftsystem, næringsliv og arealbruk.

Det bør jobbes aktivt for å sikre en balansert utvikling av produksjon, nett og forbruk som grunnlag for å opprettholde regionens konkurransefortrinn innen kraftintensiv industri. Agder har tydelige energirelaterte konkurransefortrinn i et europeisk perspektiv, og våre analyser peker på et betydelig vekstpotensial. Dette gjelder både med hensyn til å tiltrekke seg nye etableringer og vekst i eksisterende industri. Det industrielle potensialet som er identifisert i dette arbeidet vil kunne understøtte betydelig verdiskaping og sysselsetting både på lokalt og regionalt nivå og styrke det industrielle økosystemet i fylket. Dersom veksten i kraftforbruket over tid overstiger veksten i kraftproduksjonen, vil imidlertid regionale kraftpriser presses opp og konkurransekraften svekkes, for både etablert industri og nye investeringer. Det er derfor viktig at man jobber for å sikre tilstrekkelig utvikling av ny produksjonskapasitet og at nettutviklingen ikke blir til hinder for vekstpotensialet som er identifisert.

Det bør legges til rette for lokal energiproduksjon og bedre utnyttelse av eksisterende energiresurser. Vannkraften er ryggraden i Agders energisystem, men det er per i dag begrenset med produksjon under utvikling. Havvind fremstår som det største enkeltbidraget frem mot 2040, men det er fortsatt usikkerhet knyttet til realiseringen av de to prosjektene som er under utvikling på grunn av utfordrende markedsvilkår. Det er derfor viktig at man også jobber aktivt for å utnytte det øvrige ressursgrunnlaget i fylket. Agder besitter betydelige vindkraftressurser, som kan bidra med storskala

produksjon uten finansielle støtteordninger. Realisering avhenger imidlertid av at man lykkes med sikre lokal aksept på kommunalt nivå, noe som har vært utfordrende mange steder i Norge. Solkraft kan også spille en viktig rolle, spesielt lokalt, men her er det økonomiske barrierer som må forseres. Det samme gjelder fjernvarme, spillvarme og biogass som kan bidra til å styrke energibalansen lokalt og avlaste nettet i perioder med høy belastning. Pumpekraftverk kan også være et relevant utviklingsspør i Agder. Pumpekraft kan bidra til å øke verdien av lokale energiresurser og over tid bidra til å stabilisere kraftsystemet og dempe prisvolatilitet. Økt utnyttelse av lokale energiresurser vil både styrke det industrielle potensialet i fylket og bidra til økt verdiskaping innen fornybar energiproduksjon. For å lykkes med dette er man imidlertid avhengig av energipolitiske tiltak for å adressere de teknologispesifikke barrierene beskrevet over.

Agder fylkeskommune bør bruke regional planlegging og samordning for å redusere målkonflikter og legge til rette for effektiv lokalisering av kraftkrevende virksomhet.

Videre utvikling i Agder må ta utgangspunkt i at nettkapasitet blir en stadig viktigere rammebetingelse. Etterspørselen etter ny nettilknytning har økt raskt, og videre vekst vil i økende grad avhenge av transformeringskapasitet, regionalnett og sentrale transportkorridorer. Dette tilsier at lokalisering av ny virksomhet bør vurderes opp mot tilgjengelig nettkapasitet, næringsareal og annen kritisk infrastruktur. En systematisk vurdering av regionale energiknutepunkter kan bidra til å synliggjøre hvor ulike typer virksomhet realistisk kan lokaliseres, og hvilke synergier og målkonflikter som oppstår mellom energi, areal, natur og næringsutvikling. Dette kan gi et bedre grunnlag for kunnskapsbaserte og forutsigbare planprosesser.

Agder fylkeskommune bør bidra til dialog og samhandling mellom kommuner, nettselskaper, næringsliv og øvrige relevante aktører.

Fylkeskommunens viktigste bidrag vil ofte ligge i å styrke plan- og beslutningsgrunnlaget, etablere et felles situasjonsbilde og samordne aktører ettersom den formelle beslutningsmyndigheten ligger andre steder. Dette er også relevant i Agder, der fylkeskommunens rolle påvirkning på energi- og industriutvikling og fremst er indirekte og tilretteleggende. Tidlig samhandling kan bidra til bedre lokaliseringsvalg, mindre konfliktfylte planprosesser samt utløse geografiske synergier som understøtter grønn industriutvikling og økt energiproduksjon.

Agder fylkeskommune bør etablere en fast oppfølging av utviklingen i kraftsystemet, industriutviklingen og øvrige rammebetingelser.

Rapporten viser at utviklingen i Agder vil påvirkes både av regionale forhold og av utviklingstrekk utenfor fylket, herunder kraftpris- og markedsutvikling i Europa. Særlig vil utviklingen i det europeiske kraftsystemet, inkludert utbygging av havvind i Nordsjøen og økt kraftutveksling mellom land, kunne få betydning for både kraftpriser, forsyningssikkerhet og konkurranseforhold i regionen. Havvindutviklingen kan også ha store konsekvenser for næringsutvikling knyttet til maritim infrastruktur. Konkurranskraftsanalysen peker imidlertid også på at tilgang på arbeidskraft og kompetanse er avgjørende for regionens evne til å tiltrekke og utvikle industri. Dette tilsier behov for en mer systematisk og jevnlig oppfølging av sentrale samfunnsmessige utviklingstrekk.

7 Vedlegg

7.1 Vedlegg 1: Sysselsetting og verdiskaping per kommune

Figur 6-1: Sysselsetting og verdiskaping per kommune i Agder. Kilde: Menon Economics

	Sysselsetting			Verdiskaping		
	2014	2024	Vekst fra 2014 til 2024	2014 (mrd. NOK)	2024 (mrd. NOK)	Vekst fra 2014 til 2024
Kristiansand	38 700	52 560	36 %	37,6	53,5	42 %
Arendal	17 260	17 120	-1 %	12,6	16,0	27 %
Grimstad	5 100	7 720	51 %	5,4	11,0	102 %
Lindesnes	4 770	7 090	49 %	3,8	7,2	89 %
Lillesand	2 910	4 130	42 %	2,0	3,8	89 %
Lyngdal	2 900	3 610	25 %	1,8	2,9	58 %
Flekkefjord	2 440	3 280	35 %	1,6	3,1	92 %
Vennesla	2 290	3 050	33 %	1,5	2,8	81 %
Farsund	2 380	2 780	17 %	2,1	2,4	11 %
Risør	1 490	1 880	26 %	1,2	1,3	8 %
Tvedestrand	1 050	1 700	62 %	0,6	0,9	63 %
Kvinesdal	1 290	1 430	11 %	0,9	1,5	56 %
Froland	800	1 410	77 %	0,5	1,1	130 %
Evje og Hornnes	820	1 310	59 %	0,6	0,9	62 %
Birkenes	870	1 280	48 %	0,5	0,8	49 %
Sirdal	960	930	-3 %	0,7	1,0	40 %
Gjerstad	440	830	88 %	0,3	0,6	127 %
Åseral	480	650	36 %	0,5	0,6	9 %
Bygland	320	570	81 %	0,3	0,7	123 %
Hægebostad	410	520	27 %	0,2	0,4	68 %
Åmli	450	510	15 %	0,3	0,4	30 %
Valle	320	460	42 %	0,7	1,6	133 %
Vegårshei	220	370	73 %	0,1	0,2	60 %
Bykle	220	320	46 %	0,1	0,2	74 %
Iveland	150	150	0 %	0,0	0,1	1620 %

7.2 Vedlegg 2: Drøftelse av Agders konkurransefortrinn

Under følger en mer detaljert redegjørelse av Agders konkurransekraft. Analysen bygger som nevnt på Menons rammeverk for grønn industriell konkurransekraft, som er utviklet med utgangspunkt i eksisterende forskning og innsikt fra tidligere prosjekter⁴², inkludert intervjuer med regionale

⁴² RE-Industry: Capacity Building for Re-industrializing Regions in a Globally Decarbonizing Economy (Menon Economics, 2025). Tilgjengelig [her](#).

myndigheter og selskaper i Norden. Konkurranseskraft blir vurdert langs fem pilarer som er operasjonalisert gjennom mer enn 40 indikatorer, og rammeverket inkluderer data for om lag 1 350 NUTS3-regioner i EU, Storbritannia og Norge. De fem pilarene i rammeverket er:

- **Energi** vurderer kraftprisen, tilgang til kapasitet og andel fornybar energi.
- **Arbeidskraft og kompetanse** måler både tilgjengelighet av arbeidskraft og lønnsnivå, samt regionens evne til å tiltrekke og beholde relevant talent.
- **Markedsadgang** handler om transport- og logistikkforhold, særlig nærhet til store havner, jernbane og viktige markeder, noe som er avgjørende for transportintensive næringer.
- **Økosystem og finansiering** handler om hvor godt det regionale nærings- og institusjonsmiljøet er rigget for store industrisatsinger, målt gjennom eksisterende klynger og verdikjeder, tidligere suksess med utenlandske investeringer og tilgang på kapital.
- **Innovasjon og FoU** måler forskningskapasitet, antall vitenskapelige publikasjoner, patenter og næringslivets satsing på utvikling.

Energi er et av Agders tydeligste konkurransefortrinn i en europeisk sammenheng. Regionen inngår i et kraftsystem med en svært høy andel fornybar kraft, i hovedsak basert på vannkraft, og har dermed en elektrisitetsmikse med lave utslipp. For kraftintensiv industri er tilgang på stabil og fornybar kraft en sentral lokaliseringsfaktor, både fordi energikostnader har stor betydning for lønnsomhet og fordi klimafotavtrykket fra energibruken i økende grad vektlegges i investeringsbeslutninger. Sammenlignet med mange europeiske regioner gir dette Agder et klart konkurransefortrinn. Samtidig har regionen flere strukturelle styrker i selve kraftsystemet. Agder er et område med et relativt sterkt transmissjonsnett, stor tilgang på regulerbar vannkraft og betydelig kapasitet for kraftutveksling mot utlandet. Dette gjør regionen godt egnet for økt kraftforbruk og nye kraftintensive etableringer. For aktører som vurderer lokalisering i Europa, kan kombinasjonen av fornybar kraft, stabil forsyning og et robust nett derfor gjøre Agder til et attraktivt alternativ. Samtidig er energipilaren mer sammensatt enn bare høy fornybarandel. Agder ligger i prisområde NO2, hvor kraftprisene i perioder kan være høyere og mer volatile enn i andre norske prisområder, blant annet som følge av begrensninger i overføringskapasitet og sterk kobling til det europeiske kraftmarkedet. For kraftintensiv industri innebærer dette at konkurransefortrinnet knyttet til fornybar kraft kan kombineres med en viss prisusikkerhet, som i praksis ofte håndteres gjennom langsiktige kraftkontrakter. Den viktigste energirelaterte utfordringen for regionens konkurransekraft handler likevel om krafttilgang og nettkapasitet i praksis. Etterspørselen etter ny nettilknytning i Agder har økt kraftig de siste årene. Selv om regionen i utgangspunktet har gode kraftsystemforutsetninger, vil tempoet i nettutbygging og tilknytning i stor grad avgjøre hvor raskt nye etableringer faktisk kan realiseres.

Når det gjelder **markedsadgang**, fremstår bildet for Agder som todelt. Regionen har et tydelig konkurransefortrinn gjennom sin maritime infrastruktur, mens den landbaserte infrastrukturen i større grad representerer en relativ svakhet i europeisk sammenheng. For eksportrettede næringer er nærhet til havner med god kapasitet en viktig lokaliseringsfaktor, og Agders lange kystlinje gir direkte tilgang til internasjonale transportkorridorer i Nordsjøen og Skagerrak. Kristiansand havn er regionens viktigste logistiske knutepunkt og fungerer både som fergehavn, godshavn og prosjektlogistikkhavn. Med daglige fergeforbindelser til Danmark gir havnen en relativt direkte korridor til det europeiske kontinentet, samtidig som den er koblet tett på hovedveinettet. Dette gir gode forutsetninger for eksportrettede virksomheter, særlig for næringer som håndterer større volum av stykkgoods, bulk eller prosjektlast. Samtidig fremstår Agder som relativt svakere når det gjelder landbasert infrastruktur i en europeisk sammenligning. Transportavstander til de største markedene er lange, og godstransporten er i stor grad veibasert. Jernbanen spiller en mer begrenset rolle i godslogistikken enn i mange sentraleuropeiske regioner, noe som kan gi høyere transportkostnader og mindre fleksible logistikk-løsninger for enkelte typer industri.

Tilgangen på **arbeidskraft** og relevant kompetanse er en sentral lokaliseringsfaktor for nye industrietableringer. Indikatorene i rammeverket belyser både hvor tilgjengelig arbeidskraften er, hvor attraktiv regionen er som bosted, og i hvilken grad regionen klarer å tiltrekke og beholde nødvendig kompetanse. Dersom lokale arbeidsmarkeder ikke kan dekke bemanningsbehovet til nye etableringer, kan virksomheter i større grad bli avhengige av tilflytting eller innpendling, noe som kan øke gjennomføringsrisikoen for større industriprosjekter. Agder har enkelte klare styrker på dette området. Regionen, og særlig Kristiansandsregionen, fremstår som relativt attraktiv som bosted, noe som kan bidra til å tiltrekke arbeidskraft utenfra. Høy bostedsattraktivitet kan redusere rekrutteringsrisiko ved større etableringer, fordi regionen i større grad kan tiltrekke både arbeidstakere og deres familier over tid. Dette er særlig relevant i en etableringsfase, hvor bemanningen ofte øker gradvis og hvor tilflytting kan spille en viktig rolle for å dekke kompetansebehovet. Samtidig peker flere indikatorer på at tilgangen på arbeidskraft i regionen kan være en begrensende faktor. Agder har et relativt begrenset arbeidsmarked sammenlignet med de største norske byregionene, og flere virksomheter rapporterer allerede om mangel på relevant kompetanse. Særlig gjelder dette tekniske fag, ingeniørkompetanse og fagarbeidere innen industri og bygg- og anleggssektoren. For nye industrietableringer som krever flere hundre ansatte på relativt kort tid, kan dette skape betydelige rekrutteringsutfordringer. Denne utfordringen forsterkes av at konkurransen om teknisk kompetanse er høy i hele landet, særlig i forbindelse med elektrifisering, energiomstilling og nye industrisatsinger. For Agder innebærer dette at regionen både må mobilisere lokal arbeidskraft og tiltrekke kompetanse utenfra for å kunne realisere større industriprosjekter.

Innen **økosystem og finansiering** fremstår Agder som relativt godt posisjonert sammenlignet med mange europeiske regioner, særlig på grunn av sterke industrielle miljøer og etablerte næringsklynger. Regionen har flere modne industrimiljøer med lang erfaring fra eksportrettet virksomhet og avansert prosessindustri. Dette gjelder særlig prosessindustrien samlet i Eyde-klyngen og leverandørindustrien knyttet til offshore- og energisektoren gjennom GCE NODE. Slike etablerte industrimiljøer kan redusere risikoen ved nye etableringer ved å tilby leverandørnettverk, teknologikompetanse og erfaring fra store industriprosjekter. Et velfungerende industrielt økosystem kan være en viktig konkurransefaktor for nye kraft- og arealkrevende etableringer. Eksisterende industribedrifter, leverandørmiljøer og kompetansemiljøer kan bidra til raskere oppskalering av nye prosjekter, blant annet gjennom tilgang til erfarne leverandører, teknologikompetanse og prosjektgjennomføringsevne. I Agder kan særlig koblingen mellom prosessindustrien, leverandørindustrien og energimiljøene gi et godt utgangspunkt for nye grønne industrisatsinger. På finansieringssiden er bildet mer sammensatt. Store industrietableringer krever betydelig kapital og lange investeringshorisonter, og tilgangen på kapital kan derfor være avgjørende for om prosjekter realiseres. Samtidig er kapital i stor grad mobil og mindre lokasjonsavhengig enn faktorer som krafttilgang, areal og kompetanse. For regioner uten de største finansmiljøene innebærer dette at finansiering i stor grad kan tiltrekkes gjennom gode prosjektmuligheter og stabile rammevilkår.

Innen **innovasjon og FoU** fremstår Agder som relativt sterkt på næringsdrevet innovasjon, men svakere når det gjelder vitenskapelig forskningskapasitet sammenlignet med mange europeiske regioner. Innen næringsdrevet innovasjon skiller Agder seg samtidig positivt ut sammenlignet med mange andre regioner i Norge. Innovasjonsevne er en viktig faktor for konkurransekraften til nye grønne industrisatsinger, fordi utvikling av produksjonsprosesser, materialteknologi og digitalisering ofte er avgjørende for kostnadsnivå, effektivitet og skalering over tid. Agder har flere etablerte samarbeidsarenaer mellom industri og forskningsmiljøer som kan styrke regionens innovasjonsevne. Universitetet i Agder spiller en sentral rolle i dette arbeidet, blant annet gjennom forsknings- og utdanningsmiljøer innen mekatronikk, digitalisering og industriell teknologi. Samtidig bidrar forskningsinstitutter som NORCE og test- og piloteringsarenaer som Mechatronics Innovation Lab i Grimstad til å koble akademia og næringsliv tettere sammen. Slike miljøer gir både etablerte bedrifter og oppstartsbedrifter tilgang til testfasiliteter, kompetanse og forskningssamarbeid, noe som kan være

viktig i utviklingen av nye industrielle løsninger. Regionen har også flere industrimiljøer med betydelig innovasjonsaktivitet, særlig innen prosessindustri, leverandørindustri til energi- og offshoresektoren og nye energirelaterte næringer. Innovasjon skjer i stor grad i tett samspill mellom industri og teknologimiljøer, ofte knyttet til praktisk utvikling og forbedring av produksjonsprosesser. Dette kan gi regionen et fortrinn i mer anvendte innovasjonsløp, hvor teknologier utvikles og testes i direkte tilknytning til industriell virksomhet. Samtidig er forskningsmiljøene i Agder mindre i omfang enn i de største norske kunnskapsregionene. Dette kan gjøre regionen mindre konkurransedyktig for enkelte forskningsintensive etableringer som er avhengige av store universitets- og instituttmiljøer.



Menon
Economics

Menon Economics

Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo

+47 909 90 102

post@menon.no

menon.no