Menon Economics

Multiconsult

RAPPORT

Energisituasjonen på Hadeland

Delrapport til Akershus fylkeskommune



Foto: Bingfoss Kraftverk/Akershus Energi

Menon-publikasjon Nr. 88

2026

Forord

På oppdrag for Akershus fylkeskommune har Menon Economics og Multiconsult kartlagt energi- og kraftsituasjonen i fylket. Arbeidet gir fylkeskommunen og kommunene et oppdatert kunnskapsgrunnlag om dagens energibruk og energiproduksjon, status for nett og effektbehov, og mulige utviklingsbaner for fremtidig kraftetterspørsel og lokal energiproduksjon.

Oppdraget omfatter til sammen seks rapporter: fem rapporter på kommuneregionnivå, én for hver av delregionene i Akershus, og en samlet rapport på fylkesnivå som ser regionene i sammenheng. Denne rapporten dekker Hadeland.

Ansvarlig for prosjektet hos Menon har vært Even Winje. Videre har Frida Aulie vært prosjektleder. Eivind Bang Støeng og Aria Khosravi har vært prosjektmedarbeidere. Håkon Person og Karina Fredly Sætre har ledet Multiconsult sitt arbeid. Piotr Spewanowski (Menon) og Mette-Kristine Kanestrøm (Multiconsult) har hatt rollen som kvalitetssikrere.

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

Juni 2026

Even Winje
Prosjektansvarlig
Menon Economics

Om Menon Economics

Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter. Vi er et konsulentselskap 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.

Les mer om vårt arbeid på menon.no.

Om Multiconsult

Multiconsult er et av landets største og ledende selskaper innen ingeniørrådgiving. Våre nærmere 3000 medarbeidere har en faglig lidenskap og et engasjement som kontinuerlig driver oss til å utvikle nye løsninger på morgendagens behov og utfordringer, også utenfor Norge.

Våre medarbeidere har lang erfaring og solid kompetanse innen multifaglig rådgiving, prosjektering, prosjektoppfølging, ledelse, verifikasjon og kontroll, og leverer en rekke tjenester fordelt på markedsområdene Bygg og eiendom, Mobilitet og samferdsel, Energi og industri, Vann og miljø og Grunnundersøkelser.

Les mer på multiconsult.no.

Om Akershus fylkeskommune

Akershus fylkeskommune ble gjenetablert 1. januar 2024 og er med over 700 000 innbyggere landets mest folkerike fylke. Fylket består av 21 kommuner og strekker seg rundt hovedstaden, fra kystkommunene i sør til skog- og jordbruksbygdene i nord.

Fylkeskommunen har ansvar for sentrale samfunnsoppgaver som videregående opplæring, fylkesveier og kollektivtransport, tannhelse, regional planlegging, klima og miljø, næringsutvikling, kultur og kulturminnevern. Som regional utviklingsaktør skal fylkeskommunen legge til rette for samordning og samarbeid mellom kommuner, statlige aktører og næringsliv. Akershus fylkeskommune styres etter en parlamentarisk modell, der fylkestinget er øverste politiske organ og fylkesrådet utgjør den utøvende ledelsen. Les mer på afk.no.

Innhold

Begrepsliste 4
Sentrale begreper 4
Scenarioer for fremtidig kraftforbruk 4

Sammendrag 5

1 Regionprofil og utviklingsretning 8

2 Status for energi- og kraftforsyningen på Hadeland 12
2.1 Samlet energibalanse 12
2.2 Forbruk 13
2.3 Energiproduksjon 15
2.4 Nettstatus og effektbehov 17
2.5 Oppsummering 19

3 Scenarioer for fremtidig kraftetterspørsel 20
3.1 Oppbygging av scenarioene 20
3.2 Fremtidig kraftforbruk under ulike scenarioer 23
3.3 Oppsummering 24

4 Potensial for lokal produksjon, energifrigjøring og fleksibilitet 28
4.1 Energiløsningens relevans og rolle 28
4.2 Fjernvarme og andre løsninger for varmeforsyning 31
4.3 Vannkraft 35
4.4 Vindkraft 36
4.5 Solkraft 40
4.6 Biogass 44
4.7 Kjernekraft 46
4.8 Oppsummering: Teknisk potensial kontra dagens investeringstrender 47
4.9 Forbrukerfleksibilitet 49

5 Veivalg og anbefalinger 52

6 Vedlegg: Kraftproduksjon 57
6.1 Sammenstilling av potensialer for ny kraftproduksjon 57
6.2 Metode for beregning av potensial for kraftproduksjon 59

Begrepsliste

Sentrale begreper

Begrep	Forklaring
Byggrelatert kraftforbruk	Strømforbruk knyttet til bygg, det vil si private husholdninger, service og tjenesteyting. Begrepet brukes for å skille forbruket i bygningsmassen fra industri- og transportforbruk.
Energi (TWh/GWh)	Den totale mengden elektrisitet, fjernvarme, bio og fossile oljeprodukter som brukes eller produseres over en viss tid. Energi måles i watt-timer. 1 MWh (megawattime) er tusen kilowattimer, 1 GWh (gigawattime) er tusen MWh, og 1 TWh (terawattime) er tusen GWh, altså én milliard kilowattimer. For å sette tallene i perspektiv bruker en gjennomsnittlig norsk husholdning om lag 17 MWh (0,017 GWh) strøm i året. 1 GWh tilsvarer dermed årsforbruket til rundt 60 husholdninger, mens 1 TWh tilsvarer om lag 60 000 husholdninger.
Effekt	Den momentane mengden elektrisk kraft som brukes eller produseres, målt i watt, vanligvis megawatt (MW). Effekt sier hvor mye som trekkes i et gitt øyeblikk, mens energi (kilowattimer, kWh, eller gigawattimer, GWh) er effekt summert over tid. Strømnettet må dimensjoneres etter effekt, ikke etter samlet energibruk.
Topplast/effekttopp	Den høyeste samtidige effekten (MW) som etterspørres i løpet av en periode, typisk på en kald vinterdag. Topplasten er dimensjonerende for hvor mye kapasitet strømnettet må ha tilgjengelig.
Fleksibilitet	Evnen til å flytte eller redusere strømforbruk i tid, eller å justere produksjon, for eksempel ved å unngå forbruk i timene med høyest last. Fleksibilitet kan redusere topplasten, avlaste nettet og frigjøre kapasitet til nytt forbruk.
Statnetts kapasitetskø (tilknytningskø)	Statnetts oversikt over forbruks- og produksjonsprosjekter som har søkt om nettilknytning. Alle som søker om ny eller økt tilknytning må gjennom en modenhetsvurdering, og køen deles i to kategorier: Reservert kapasitet: prosjekter som er tilstrekkelig modne, og som Statnett har reservert kapasitet til fordi det enten finnes ledig kapasitet i nettet i dag eller foreligger modne planer om nettutbygging. Kunden kan knytte seg til når den er klar. Kapasitetskø (ikke reservert): modne planer som venter på ledig kapasitet, eller der det ennå ikke er avklart hvilke nettiltak som er mest rasjonelle. Disse har ikke fått tildelt tilknytningsdato og regnes som mer usikre. Statnett stiller gradvis høyere krav til modenhet og fremdrift, og prosjekter uten tilstrekkelig fremdrift mister reservasjonen.

Scenarioer for fremtidig kraftforbruk

Begrep	Forklaring
Referansescenario	Viderefører historiske trender for befolknings- og næringsutvikling samt vedtatt klimapolitikk.
Akselerert klimascenario	Legger til grunn Miljødirektoratets tiltaksbane for å nå de nasjonale klimamålene, 55 prosent utslippskutt innen 2030 og 90 til 95 prosent innen 2050 sammenlignet med 1990.
Kraftintensivt næringsscenario	Bygger på de øvrige scenarioene og legger i tillegg til grunn et volum tilsvarende den kapasiteten som har fått reservert kapasitet hos Statnett. Scenarioet illustrerer hvor stor effekt nærings- og arealpolitiske veivalg kan få for kraftbehovet, og er ingen prognose.

Sammendrag

Hadeland har et betydelig energiunderskudd. Regionen bruker mer energi enn den produserer lokalt, men lokal vannkraft dekker om lag en femtedel av strømforbruket. Til forskjell fra de øvrige delregionene har Hadeland verken reservert kapasitet eller prosjekter i Statnetts kø. Fremtidig vekst drives derfor av klimaomstilling snarere enn av kraftintensiv næringsetablering. På kort sikt er nettkapasiteten i mindre grad begrensende enn ellers i fylket. På lengre sikt er hovedutfordringen at dagens utbygging av lokale energiløsninger går for sakte til å redusere regionens importavhengighet vesentlig. Dersom barrierene for energieffektivisering, fjernvarme, vindkraft og andre lokale løsninger ikke reduseres, vil Hadeland fortsatt være avhengig av importert energi. Energitilgang og nettkapasitet blir derfor viktige premisser for videre næringsutvikling, klimaomstilling, arealplanlegging og beredskap.

I denne rapporten presenteres Menon og Multiconsults analyser av energiforsyningen på Hadeland[1]. Vi redegjør for dagens energi- og kraftsituasjon samt status for nettkapasitet og utbygging. Deretter presenterer vi en scenarioanalyse av fremtidig kraftforbruk. Vi vurderer også regionens tekniske potensial for lokale energiløsninger sett opp mot dagens investeringstrender, og hvilke barrierer som må løses for å redusere importavhengigheten. Avslutningsvis presenterer vi åtte konkrete anbefalinger for kommunenes videre arbeid på energifeltet.

Den minste delregionen, med betydelig energiunderskudd, men lavest press på nettet.

Hadelands samlede energiforbruk var i 2024 om lag 1000 GWh, mens lokal produksjon utgjorde om lag 140 GWh. Regionen dekker dermed om lag 14 prosent av eget energibehov. På kraftsiden er bildet noe bedre: lokal vannkraft dekker om lag 19 prosent av strømforbruket på 400 GWh. Kraftunderskuddet er likevel fire ganger så stort som den lokale produksjonen, og regionen er derfor avhengig av tilførsel gjennom transmisjons- og regionalnettet. Til forskjell fra de øvrige delregionene har Hadeland verken reservert kapasitet eller prosjekter i Statnetts kø, mot om lag 940 MW i Follo, 310 MW i Gardermoregionen og 250 MW i Nedre Romerike. Presset på det overordnede nettet er dermed klart lavest i fylket.

Kraftforbruket vil utvikle seg moderat frem mot 2040, drevet av alminnelig forbruk og klimaomstilling.

Rapporten vurderer ulike utviklingsbaner for kraftforbruket frem mot 2040. Scenarioene er ikke prognoser, men illustrasjoner av hvordan kraftbehovet kan utvikle seg under ulike veivalg på nasjonalt, regionalt og lokalt nivå. Referansescenarioet, som viderefører historiske utviklingstrender og vedtatte klimatiltak, gir en tilnærmet flat utvikling. Om vi legger til grunn en utslippsreduksjon i tråd med langsiktige nasjonale klimamål, øker kraftbehovet til om lag 450 GWh i 2040, tilsvarende en vekst på 15 prosent fra dagens nivå. Til forskjell fra de øvrige delregionene har Hadeland ingen etterspørsel fra kraftintensiv næring i Statnetts kø. Intervjuer peker imidlertid på potensielle utvidelsesplaner i lokal industri, og nye aktører kan komme til. For å illustrere hvilke påvirkninger dette kan ha, har vi lagt til grunn en vekst tilsvarende 20 prosentpoeng utover historisk trend i et scenario for akselerert

[1] Gran først blir del av Akershus fra 1. januar 2028 men er inkludert i analysen til tross for at fokus på energiforsyningen i Akershus

næringsutvikling. Dette gir en vekst på 25 GWh. Kombinert med en akselerert klimaomstilling viser våre analyser at kraftforbruket kan øke med totalt 20 prosent, tilsvarende et strømforbruk på 475 GWh.

Store lokale energiressurser, men et betydelig gap mellom dagens investeringstrender og den regionale etterspørselen.

Vi har identifisert et samlet teknisk potensial på 3,2 TWh innen lokale energiløsninger. Potensialet overstiger forbruket i alle scenarioer. De største og mest realistiske bidragene ligger innen fjernvarme og annen termisk varmeforsyning, sol på tak og vannkraft. Vindkraft har det største tekniske potensialet, men mange av arealene ligger i konfliktfylte områder. Det er også noe potensial for energieffektivisering (ENØK). Et viktig poeng med løsningene fjernvarme og ENØK er at de både bidrar med lokal produksjon og frigjør kapasitet i strømnettet.

Felles for alle disse løsningene er imidlertid at de møter økonomiske og kunnskapsmessige barrierer. Storskala sol- og vindkraft har bedre lønnsomhet, men møter større barrierer enn fjernvarme og ENØK. Biogass kan gi et begrenset, men målrettet bidrag til å redusere elektrisitetsbehov knyttet til tungtransport, men realisering forutsetter tydelige regionale strategier og stabile rammebetingelser. Dersom utbyggingen av lokale energiløsninger fortsetter i samme tempo som i dag, vil de bidra med om lag 0,1 TWh mot 2040, noe som dekker om lag 31 prosent av dagens kraftunderskudd. Uten målrettede energipolitiske tiltak vil regionen med andre ord forbli avhengig av import uavhengig av forbruksscenario.

Begrenset energitilgang tvinger frem reelle prioriteringer både på kommunalt, regionalt og fylkesnivå.

Energitilgang og nettkapasitet setter i praksis klare begrensninger for regionens utvikling. Begrenset energitilgang innebærer at ikke all ønsket næringsutvikling kan realiseres samtidig. Kommunene står derfor overfor reelle veivalg, både når det gjelder hvor mye de vil satse på lokal energiproduksjon og hvilke næringsetableringer de ønsker å legge til rette for.

På kort sikt har Hadeland mer handlingsrom enn de øvrige delregionene, ettersom det ikke er kø for nettilknytning. Det viktigste kommunene kan gjøre nå, er å etablere tett dialog med nettselskapet, både for å sikre en koordinert utvikling og for å være forberedt dersom større nytt forbruk skulle melde seg.

På lengre sikt vil regionen fortsatt være avhengig av import fra omkringliggende områder, og sårbar dersom den ikke lykkes med å redusere energibruk, utnytte mer varme og legge til rette for lokal energiproduksjon. Et vedvarende kraftunderskudd kan bli en samfunnsmessig sårbarhet, særlig dersom nettutbyggingen forsinkes eller ikke samordnes godt nok med veksten i regional etterspørsel. Dagens utbyggingstakt for lokale energiløsninger er langt lavere enn det som skal til for å redusere importavhengigheten og står i sterk kontrast til det samfunnsmessige behovet for å øke fornybar energiproduksjon, både i landsdelen og Norge som helhet.

Åtte anbefalinger til det videre arbeidet.

På tvers av veivalgene kommunene står overfor, gir vi åtte anbefalinger som kan understøtte energiomstillingen i regionen. Disse er oppsummert under:

- **Lag et felles målbilde for energiutviklingen i regionen.** Kommunene bør avklare hvilken rolle lokal energi skal spille for klimaomstilling, næringsutvikling og beredskap frem mot 2040.

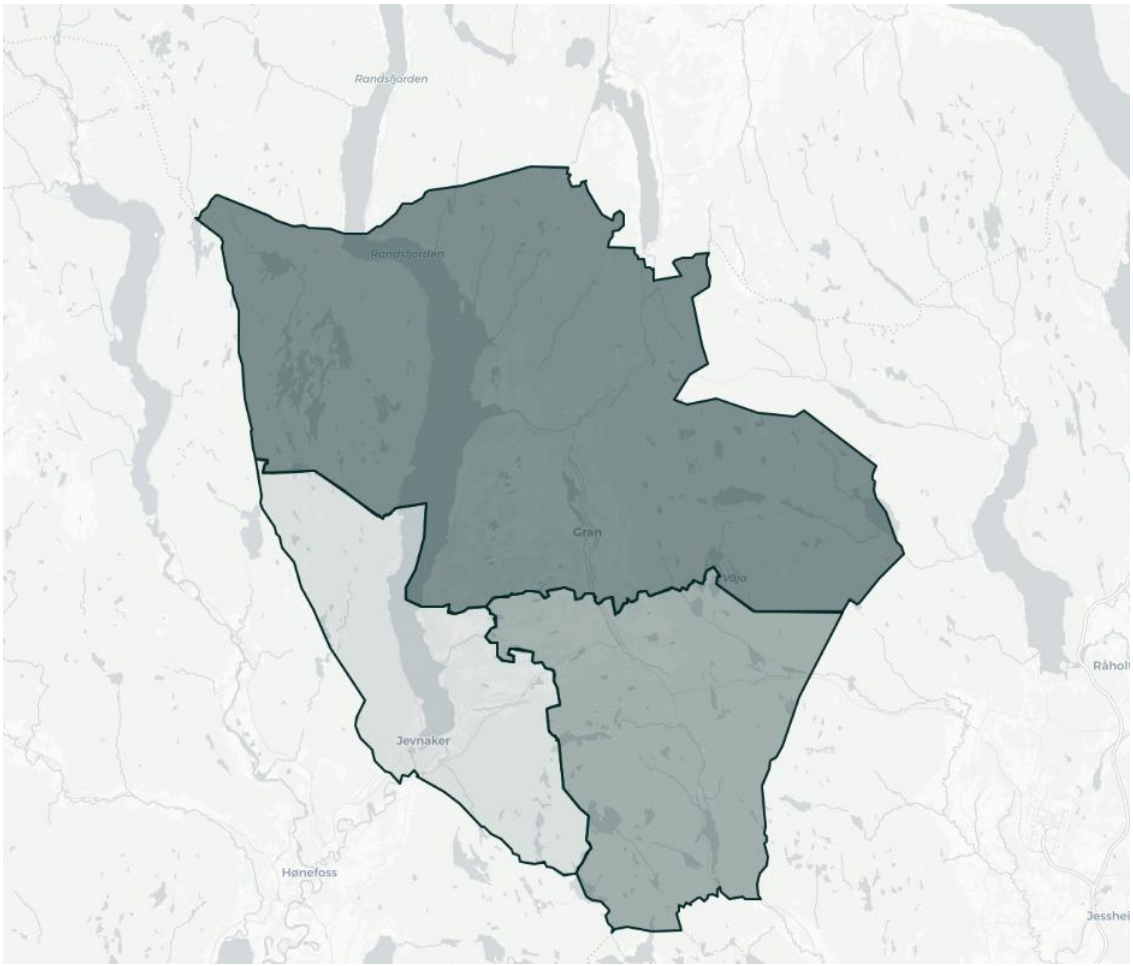
- **Samordne planene for energi, nett og varme.** Kommunene bør ha tett dialog med nettselskap og fjernvarmeaktører, slik at ny energiinfrastruktur koordineres med næringsutvikling, klimaomstilling og boligbygging.
- **Gjør støtteordninger og lønnsomme tiltak lettere å ta i bruk.** Kommunene bør samarbeide om veiledning til husholdninger, næringsliv og gårdeiere, slik at flere gjennomfører energieffektivisering og lokale energitiltak.
- **Vurder lokale virkemidler for fjernvarme, energieffektivisering og sol på tak.** Økonomiske barrierer må adresseres for å øke utbyggingstempoet, gjennom nasjonale virkemidler, lokale støtteordninger, felles innkjøp, rådgivning og krav i planarbeid.
- **Utred potensialet for lokal vindkraft.** Vindkraft har et betydelig potensial på Hadeland og kan realiseres uten offentlig støtte, men krever lokal aksept og egnede arealer.
- **Still krav om bruk av spillvarme ved kraftintensive etableringer.** Skulle kraftintensiv virksomhet melde seg, bør kommunene vurdere krav om at overskuddsvarme kobles til fjernvarme eller annen næringsaktivitet.
- **Bruk planrollen til å finne gode energiknutepunkter.** Kommunene bør identifisere områder der nettkapasitet, areal, lokal produksjon, varmebehov og næringsutvikling kan ses i sammenheng.
- **Gå foran ved å redusere energibruken i egne bygg.** Kommunene bør lage en langsiktig plan for energioppgradering av egne bygg og bruke erfaringene til å veilede andre aktører.

Samlet sett vil disse åtte anbefalingene styrke regionen og fylket i møte med en stadig mer kompleks energisituasjon, der økonomiske, areal-, klima-, nærings- og sikkerhetshensyn må veies opp mot hverandre.

1 Regionprofil og utviklingsretning

Hadeland består av kommunene Gran, Lunner og Jevnaker. Med om lag 30 000 innbyggere er delregionen den minste i Akershus, tilsvarende 4 prosent av befolkningen i fylket. Geografisk strekker området seg fra jordbruks- og kulturlandskapet rundt Gran og Brandbu i nord, langs Randsfjorden i vest, til de mer tettbygde områdene i Lunner og Jevnaker i sør, som ligger nærmest Oslo og koblingen mot Stor-Oslo-området. Gran fungerer som regionalt senter.

Figur 1-1: Hadeland

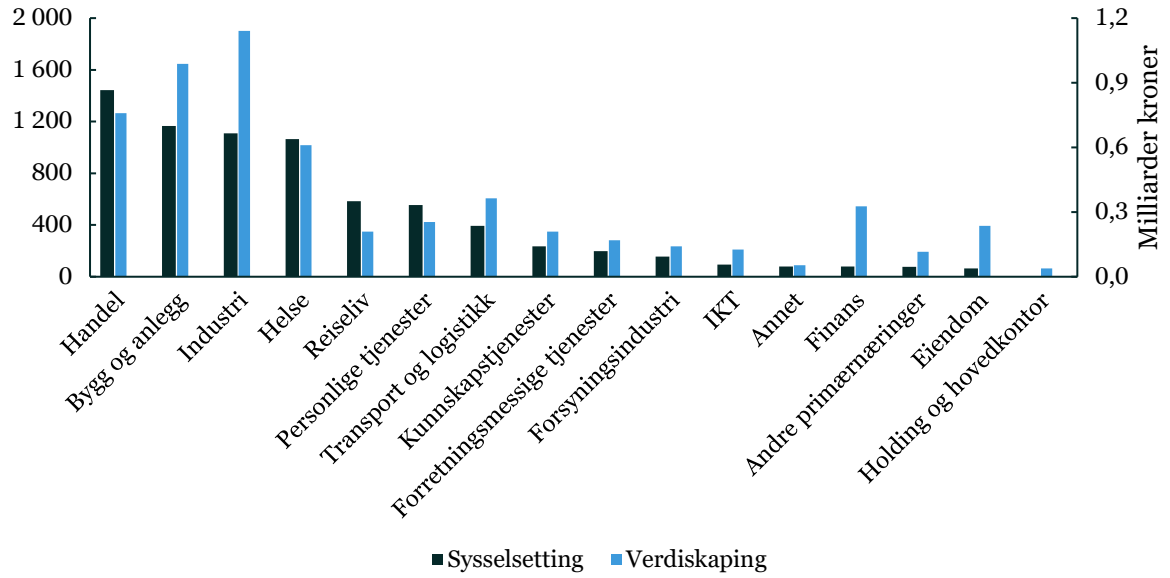


Hadeland har siden 2000 hatt en moderat befolkningsvekst, klart svakere enn både landet for øvrig og Akershus samlet. Befolkningen har økt med om lag 11 prosent i perioden, mot 26 prosent vekst i Norge og 48 prosent i Akershus. Veksten er ujevnt fordelt: Jevnaker har vokst med 17 prosent (6 prosent bare det siste tiåret), Lunner har vokst med vel 15 prosent (5 prosent det siste tiåret), mens Gran kun har vokst med 6 prosent og har hatt tilnærmet nullvekst de siste ti årene. Gran er fortsatt delregionens største kommune med om lag 13 700 innbyggere. Nærhet til Oslo, kollektivforbindelser langs Gjøvikbanen og E16 og lokal boligutbygging er sentrale drivere for veksten i den sørlige delen av delregionen.

Næringsutviklingen det siste tiåret har vært preget av vekst i både verdiskaping og sysselsetting. Samlet verdiskaping økte fra om lag 4,4 til 5,7 milliarder kroner fra 2014 til 2024 (vekst på 31 prosent), uten

markante svingninger underveis.[2] Hadeland står for vel 1,7 prosent av verdiskapingen i Akershus. Sysselsettingen vokste også i samme periode, fra rundt 5 700 til 7 300 arbeidsplasser (29 prosent). Per 2024 utgjør Hadeland 2,8 prosent av sysselsettingen i Akershus. At verdiskapingen har vokst raskere enn sysselsettingen gjenspeiler at delregionen har hatt noe produktivitetsvekst det siste tiåret, fra om lag 780 000 til vel 790 000 kroner per sysselsatt. Utviklingen står i kontrast til Akershus samlet, hvor produktiviteten har falt med om lag 20 prosent det siste tiåret, men ligger nærmere utviklingen i landet for øvrig, der produktiviteten har økt med rundt 7 prosent. Figuren under viser sysselsetting og verdiskaping fordelt på de største næringene på Hadeland i 2024.

Figur 1-2: Verdiskaping og sysselsetting på Hadeland i 2024 per næring. Kilde: Menon Economics

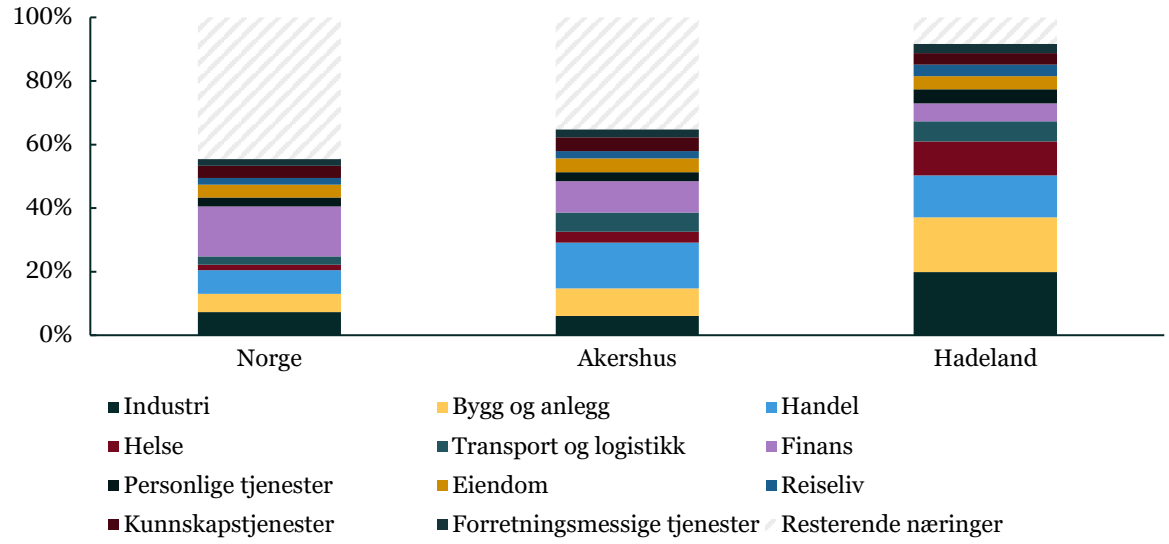


Handel er den største næringen målt i sysselsetting, med om lag 1 400 arbeidsplasser og rundt 760 millioner kroner i verdiskaping. Bygg og anlegg følger med knappe 1 200 sysselsatte og nesten en milliard kroner i verdiskaping. Til sammen utgjør disse to næringene om lag 36 prosent av arbeidsplassene. Industri og helse sysselsetter rundt 1 100 personer hver. Industrien står for om lag 15 prosent av sysselsettingen, men nær 20 prosent av verdiskapingen, og fremstår som den klart største og en av de mest produktive næringene i delregionen. Industrien består i hovedsak av maskin- og elektronikkindustri, mineralproduktindustri samt trevare- og næringsmiddelproduksjon. I vår scenarioanalyse som omtales i kapittel 3, inngår den historiske trenden i de overnevnte sektorene som en del av referansescenarioet.

3

[2] Verdiskapingen er målt i faste 2024-priser.

Figur 1-3: De ti største næringene på Hadeland, målt ved andel av regional verdiskaping, samt deres andel i Akershus og Norge*. Kilde: Menon Economics



**Resterende næringer omfatter: Forsyningsindustri, IKT, andre primærnæringer, annet, holding og hovedkontor, petroleum, sjømat, teknologiindustri, annen industri, ferdigvarer og maritim.*

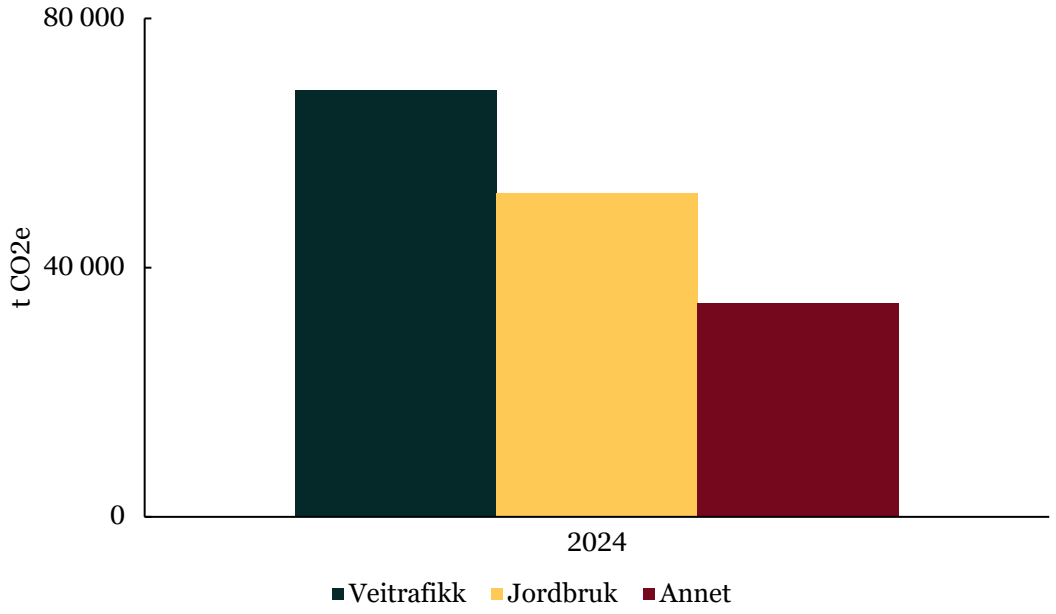
Næringsstrukturen på Hadeland skiller seg fra resten av landet. Der norsk verdiskaping i stor grad er drevet av kapital- og kunnskapsintensive næringer som finans, IKT, petroleum og maritim næring, hviler delregionens næringsbase i hovedsak på arbeidsintensive og stedbundne bransjer som betjener husholdninger og lokalt næringsliv, kombinert med tradisjonell industri, bygg og anlegg og helsetjenester. Fire næringer skiller seg særlig ut som overrepresenterte sammenlignet med landsgjennomsnittet: industri (20 mot 7 prosent), bygg og anlegg (17 mot 6 prosent), handel (13 mot 7 prosent) og helse (11 mot 2 prosent). Samtidig er delregionen klart underrepresentert i de mest verdiskapende nasjonale næringene: finans utgjør kun 6 prosent av verdiskapingen på Hadeland, mot nær 16 prosent i Norge og 10 prosent i Akershus. Også IKT, petroleum og maritim næring utgjør vesentlig mindre enn nasjonalt.

Næringsstrukturen på Hadeland er samlet sett moderat energiintensiv per krone verdiskaping. Handel, bygg og anlegg og helsetjenester er arbeidsintensive og stedbundne næringer med moderat effektbehov knyttet til faste installasjoner, og det er denne sammensetningen, sammen med tradisjonell industri, som er bestemmende for dagens forbruksprofil i regionen. I motsetning til de øvrige delregionene i Akershus har Hadeland per i dag ingen sluttkunder med reservert kapasitet eller bestillinger i Statnetts kapasitetskø ved transmisjonsstasjonene.[3] Til sammenligning har Follo om lag 940 MW reservert eller i kø, Gardermoregionen rundt 310 MW og Nedre Romerike om lag 250 MW, i hovedsak knyttet til planlagte datasenteretableringer. Hadeland har dermed et vesentlig mindre press på det overordnede nettet enn de øvrige delregionene, men videre vekst i etablerte næringer, samt eventuelle nye industrielle etableringer eller utvidelser, vil over tid bidra til økt etterspørsel etter energi og nettkapasitet.

Regionens klimagassutslipp henger også tett sammen med næringsstrukturen i regionen. I figuren under viser vi klimagassutslippene på Hadeland, fordelt på kategori.

[3] Statnett. (2026). «Statistikk om tilknytningssaker». Tilgjengelig her

Figur 1-4: Klimagassutslipp per kilde på Hadeland. Kilde: Miljødirektoratet



Klimagassutslippene på Hadeland var om lag 155 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2024, tilsvarende rundt 5,1 tonn per innbygger. Det er klart høyere enn snittet for Akershus fylke på 2,6 tonn, men noe lavere enn landsgjennomsnittet[4] på 6,0 tonn per innbygger. Sammensetningen av utslippene avviker også fra det nasjonale bildet. Veitrafikk dominerer og står alene for 44 prosent av regionens utslipp, mot om lag 17 prosent nasjonalt. Jordbruk er den nest største utslippskilden og bidrar med 34 prosent, en andel som er vesentlig høyere enn både Akershus og landet for øvrig, og som speiler det betydelige innslaget av jordbruks- og kulturlandskap i delregionen. Industri (inkludert olje og gass) bidrar med under én prosent av utslippene i regionen, klart lavere enn den nasjonale andelen. Det resterende faller inn under kategorien «annet», og omfatter annen mobil forbrenning, i hovedsak anleggsmaskiner og motorredskaper (8 prosent), avfall og avløp (8 prosent), fluorholdige gasser (3 prosent) og oppvarming (2 prosent). Energiforsyning, samt sjø- og luftfart utgjør ingen registrerte utslipp i regionen.

[4] Justert for olje- og gassutvinning på sokkelen, som alene står for om lag 25 prosent av de nasjonale utslippene.

2 Status for energi- og kraftforsyningen på Hadeland

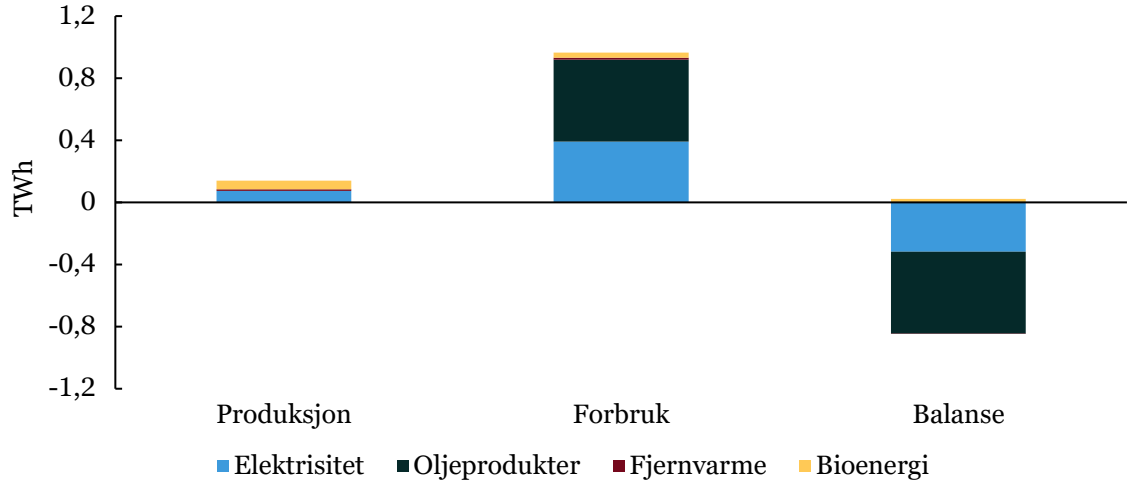
Hadeland har et betydelig energiunderskudd, og dekker kun om lag 14 prosent av sitt samlede energibehov gjennom lokal produksjon. Det totale energiforbruket ligger på om lag 1,0 TWh, mens den lokale produksjonen utgjør om lag 0,14 TWh. Tilsvarende dekker strømproduksjonen om lag 19 prosent av regionens strømforbruk. Strømforbruket domineres av husholdninger og tjenesteyting, mens transport står for brorparten av det fossile energiforbruket. Den lokale produksjonen består hovedsakelig av vannkraft fra Randselva og bioenergi i form av ved, supplert med et begrenset volum fjernvarme. Som følge av underskuddet er regionen fullt ut avhengig av tilførsel gjennom transmisjons- og regionalnettet. Transmisjonsnettet har begrenset kapasitet i dag, mens regionalnettet har forholdsvis god kapasitet for tilknytning av ny mindre produksjon og forbruk. Statnett planlegger betydelige fornyelser og kapasitetsøkninger i Innlandet som berører Hadeland, noe som vil frigjøre kapasitet fra om lag 2035 og utover. Et vedvarende underskudd i Hadelands størrelsesorden innebærer imidlertid at regionens langsiktige energisikkerhet vil avhenge av import fra omliggende områder.

I dette kapittelet kartlegger vi energi- og kraftsituasjonen på Hadeland. Først presenterer vi den samlede energibalansen, som viser at regionen bruker langt mer energi enn den produserer lokalt. Deretter går vi inn på forbruk av henholdsvis kraft og øvrig energi, før vi beskriver hva som inngår i den lokale energiproduksjonen. Avslutningsvis ser vi på nettstatus og effektbehov.

2.1 Samlet energibalanse

Hadeland er en betydelig nettoimportør av energi. Figuren under viser energibalansen i regionen for 2024, fordelt på type energibærere.

Figur 2-1: Samlet energibalanse på Hadeland, fordelt på energibærere (2024). Kilde: NVE, Energidashbordet, SSB, Miljødirektoratet, Norsk Fjernvarme, Biogass Norge og Menon.



Den samlede lokale energiproduksjonen ligger på om lag 140 GWh, mens det totale energiforbruket er på 960 GWh. Dette gir et energiunderskudd på om lag 820 GWh. Strømforbruket i regionen tilsvarer om lag 392 GWh, mens lokal strømproduksjon er på om lag 74 GWh. Strømproduksjonen dekker dermed kun 19 prosent av regionens strømforbruk, noe som gjør Hadeland helt avhengig av tilførsel gjennom transmisjons- og regionalnettet for å dekke sitt kraftbehov. I de påfølgende delkapitlene ser vi nærmere på forbruk og produksjon innenfor de ulike energibærerne.

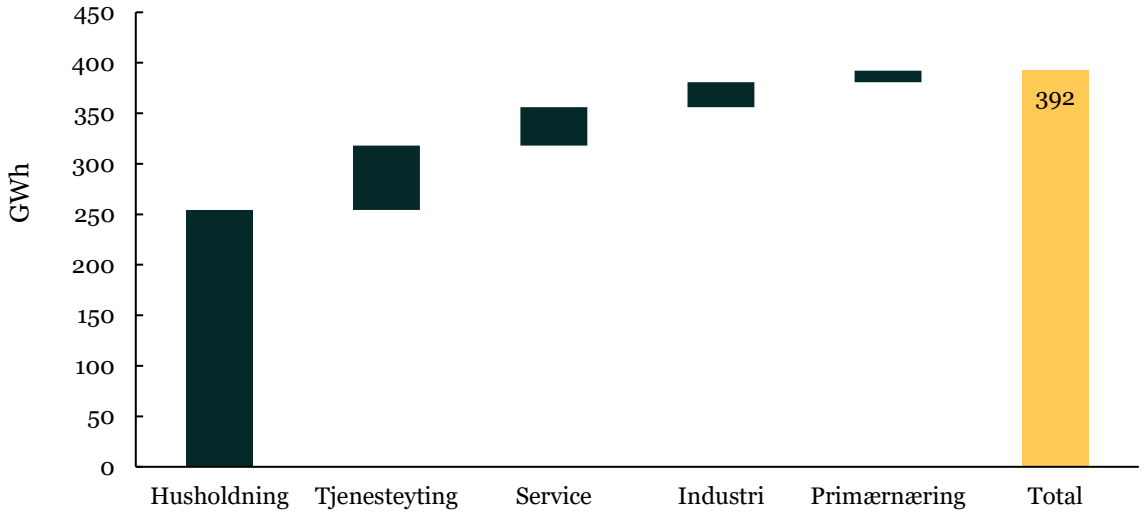
2.2 Forbruk

Elektrisitet utgjør om lag 41 prosent av det samlede energiforbruket på Hadeland, oljeprodukter 55 prosent, fjernvarme 1 prosent og bioenergi 3 prosent. I de påfølgende delkapitlene ser vi nærmere på kraftforbruket spesifikt, før vi går inn på øvrige energibærere.

2.2.1 Kraftforbruk

Det samlede strømforbruket på Hadeland var på 392 GWh i 2024. Figuren under viser hvordan strømforbruket fordelte seg på ulike forbruksgrupper i 2024. Husholdning dekker private boliger og hytter, mens primærnæring omfatter jordbruk, skogbruk, fiske og bergverksdrift. Industri inkluderer vareproduserende virksomheter, service dekker bygg og anlegg, transport og varehandel, og tjenesteyting omfatter næringer som helse, undervisning og offentlig forvaltning.

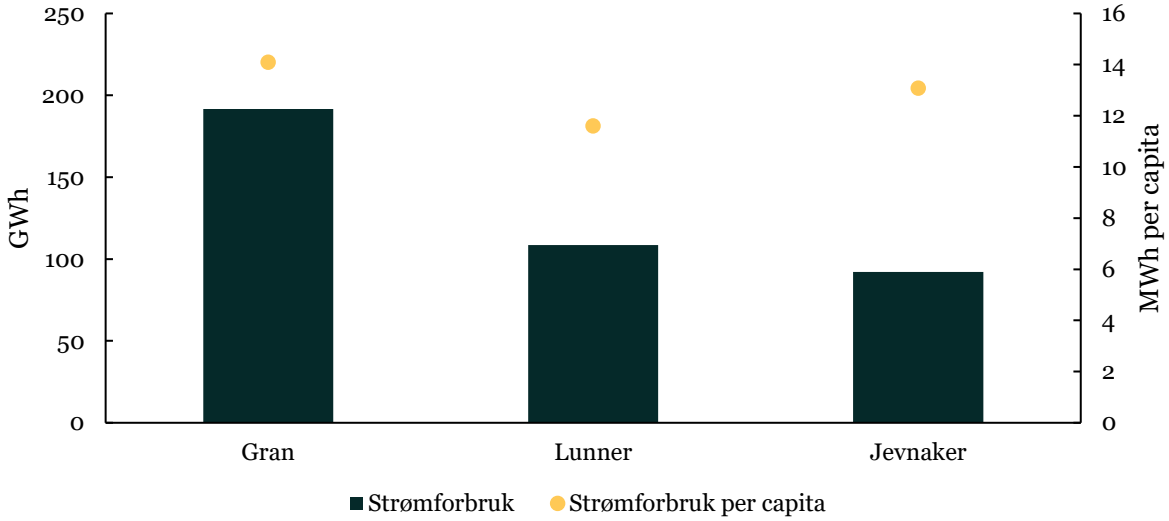
Figur 2-2: Strømforbruk per forbrukergruppe (2024). Kilde: NVE



Husholdninger sto for den største andelen med 254 GWh, tilsvarende 65 prosent av regionens samlede strømforbruk. Blant næringene hadde tjenesteyting forbruk på 64 GWh (16 prosent), service 38 GWh (10 prosent), industri 25 GWh (6 prosent) og primærnæring 11 GWh (3 prosent).

Sammenlignet med de øvrige kommuneregionene i Akershus utgjorde husholdninger 65 prosent av strømforbruket på Hadeland, 60 prosent i Asker og Bærum, 59 prosent i Follo, 57 prosent i Gardermoregionen og 54 prosent i Nedre Romerike. For Akershus samlet lå andelen på 58 prosent, mens landsgjennomsnittet var 32 prosent i 2024. Figuren under viser strømforbruket fordelt på alle tre kommuner i regionen, både samlet og per innbygger.

Figur 2-3: Strømforbruk per kommune. Totalt og per capita (2024). Kilde: NVE, SSB.

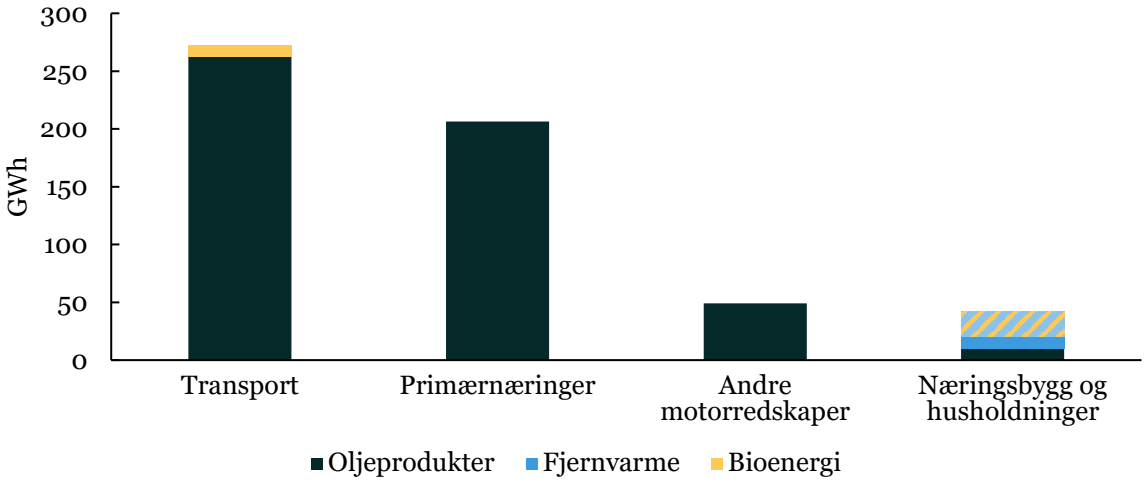


Gran er den klart største strømbrukeren i regionen med 192 GWh, tilsvarende nesten halvparten av regionens samlede forbruk. Jevnaker har lavest forbruk med 92 GWh. Per innbygger varierer forbruket mellom om lag 11,6 MWh i Lunner og 14,1 MWh i Gran. Forskjellene drives først og fremst av befolkningsstørrelse og innslag av næringsvirksomhet i hver kommune.

2.2.2 Bruk av ikke-elektrisk energi

Ikke-elektrisk energi utgjør om lag 59 prosent av det samlede energiforbruket på Hadeland. Dette forbruket dekkes av oljeprodukter, bioenergi og fjernvarme, og brukes primært til transport, oppvarming og enkelte industrielle prosesser. Figuren under viser forbruket av ikke-elektrisk energi på Hadeland fordelt på sektor.

Figur 2-4: Forbruk av øvrige energikilder (2024)[5]. Kilde: Energidashbordet, Miljødirektoratet, Norsk fjernvarme, Biogasstatistikk, SSB, Menon Economics.



[5] Tall for øvrig energi er estimerte 2024-tall. Tallene tar utgangspunkt i Energidashbordet, som viser 2023-tall.

Transport er den klart største enkeltsektoren med en energibruk tilsvarende om lag 276 GWh, i stor grad basert på oljeprodukter. Dette kan forklares med at veitransporten fortsatt er tungt fossilavhengig.[6] Videre utgjør primærnæringer en stor andel av forbruket, som ligger på om lag 206 GWh (36 prosent), foran andre motorredskaper som utgjør 49 GWh (8 prosent). Felles for begge disse kategoriene er at de utelukkende forbruker oljeprodukter, typisk i jordbruks- og anleggsmaskiner.

Forbruket av ikke-elektrisk energi i næringsbygg og husholdninger utgjør om lag 42 GWh. Bioenergi utgjør herunder om lag 51 prosent, fjernvarme 25 prosent og oljeprodukter 24 prosent av forbruket. Bioenergi i form av ved brukes særlig til oppvarming i husholdninger. Annen bioenergi som forbrukes av bygg er i praksis fjernvarme, hvilket gjør at andelen fjernvarme ligger noe høyere.

Industrien sto for et begrenset ikke-elektrisk energiforbruk i 2024 på Hadeland. Dette gjenspeiler at industrien i hovedsak består av lettere mekanisk industri, elektronikkindustri, produksjon av ikke-metalliske mineralprodukter og trevareindustri, som har et begrenset behov for fossilbasert og øvrig energi. Disse utgjør i underkant av 85 prosent av sysselsettingen i industrien, og om lag 13 prosent av den totale sysselsettingen i regionen. Til sammenligning har industrien i Nedre Romerike et betydelig ikke-elektrisk forbruk knyttet til kjemikalie- og næringsmiddelindustri.

Tekstboks 2-1: Kommunalt energiforbruk på Hadeland 2025

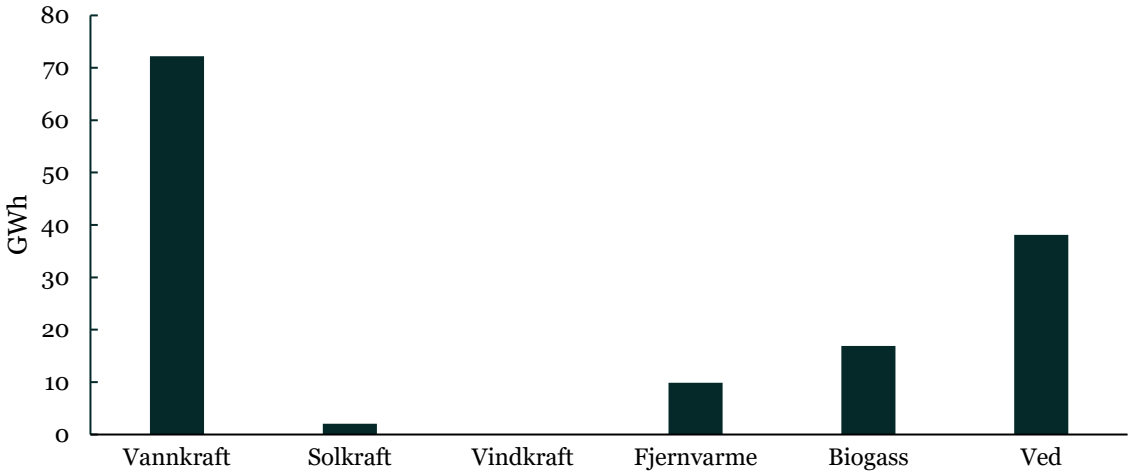
Kommunene på Hadeland brukte til sammen om lag 23 GWh energi i egen bygningsmasse i 2025, der strøm utgjorde 15 GWh og fjernvarme/fjernkjøling 3,5 GWh. Kommunene har i hovedsak faset ut fossil oppvarming, men det er fortsatt et lite restforbruk av fyringsolje i én kommune (om lag 0,23 GWh i Gran). Gran er den klart største forbrukeren med 9,8 GWh totalt, mens Lunner og Jevnaker forbruket om lag 6,5 GWh hver. Av bygningstyper er skolelokaler den største enkeltposten for energibruk med 9 GWh, foran institusjonslokaler med 6,4 GWh.

2.3 Energiproduksjon

Den lokale energiproduksjonen på Hadeland utgjør om lag 140 GWh, fordelt på strøm (vann- og solkraft), fjernvarme og bioenergi (biogass og ved). Den lokale kraftproduksjonen på om lag 74 GWh dekker om lag 19 prosent av regionens strømforbruk, se figuren under.

Forbruk av oljeprodukter er justert basert på samlede CO_2-utslipp hentet fra Miljødirektoratet. Kategoriene hos Miljødirektoratet og i Energidashbordet er ikke identiske. Transport og industri er derfor justert med egen faktor, mens øvrige kategorier er justert med samme faktor basert på samlet endring i utslipp for disse kategoriene.
Forbruk av fjernvarme er også hentet fra Energidashbordet og justert til 2024-nivå basert på endringen i fjernvarmeproduksjon fra Norsk Fjernvarme.
Bioenergi er justerte tall fra Energidashbordet, også basert på produksjonsendring. Vi har benyttet den prosentvise endringen i vedproduksjon og biogassproduksjon fra 2023 til 2024 til å skalere tallene.
[6] Her holdes private elbiler utenfor, som dekkes av strømforbruk i bygg.

Figur 2-5: Energiproduksjonen på Hadeland. Kilde: NVE, SSB, Biogass Norge, Norsk Fjernvarme, Menon Economics.



Vannkraft bidrar med 72 GWh på Hadeland, tilsvarende om lag 97 prosent av den lokale kraftproduksjonen og 52 prosent av den samlede energiproduksjonen. Vannkraftverkene i Randselva i Jevnaker kommune dominerer, med Bergerfoss og Kistefoss som hovedanleggene, samt Toverud i Gran kommune. Tabellen under oppsummerer vannkraftanleggene på Hadeland.

Tabell 2-1: Vannkraftverk på Hadeland. Kilde: NVE.

Kraftverk / anlegg	Kommune	Midlere årsproduksjon (GWh)	Effekt (MW)
Kistefoss II	Jevnaker	33,49	4,2
Toverud	Gran	15,83	6
Bergerfoss	Jevnaker	15,12	3,3
Kistefoss I	Jevnaker	7,45	1,4
Vigga	Gran	0,3	0,04
Sum		**72,19**	**14,94**

Solkraft bidrar med en estimert normalårsproduksjon på om lag 2 GWh. Dette utgjør om lag 3 prosent av den lokale kraftproduksjonen.

Fjernvarme utgjør om lag 7 prosent av den samlede energiproduksjonen på Hadeland. I 2024 lå produksjonen av fjernvarme i regionen på om lag 10 GWh, sett opp mot om lag 810 GWh i fylket som helhet. Produksjonen baserer seg hovedsakelig på bioenergi (96 prosent) samt en andel fossil olje (4 prosent). Gitt en forutsetning om at én GWh energi fra fjernvarme tilsvarer én GWh elektrisitet og null fleksibel elektrisitet som energikilde i produksjonen, kan fjernvarmeproduksjonen på Hadeland frigjøre om lag 10 GWh elektrisk kraft.[7]

Biogassproduksjonen i 2024 var om lag 17 GWh på Hadeland, basert på to anlegg i Jevnaker og Gran kommune. Det største av disse er HRA biogassanlegg som sto for 16,6 GWh. Vedproduksjon registreres ikke i offisiell statistikk på kommunalt eller regionalt nivå, ettersom ved i all hovedsak produseres og forbrukes lokalt uten å omsettes i organiserte markeder. Produksjonen er derfor estimert med

[7] Frigjort elektrisk kraft beregnes som total fjernvarmeproduksjon fratrukket den delen av produksjonen der det benyttes elektrisitet (null prosent for Hadeland), under forutsetningen av at én GWh fjernvarme tilsvarer én GWh elektrisitet.

utgangspunkt i at lokal produksjon tilsvarer lokalt forbruk, og at regionens andel av fylkets vedforbruk er proporsjonal med andelen eneboliger, rekkehus og tomannsboliger. Basert på denne metoden er estimert vedproduksjon om lag 38 GWh. Ved brukes i hovedsak til oppvarming av eneboliger og fritidsboliger.

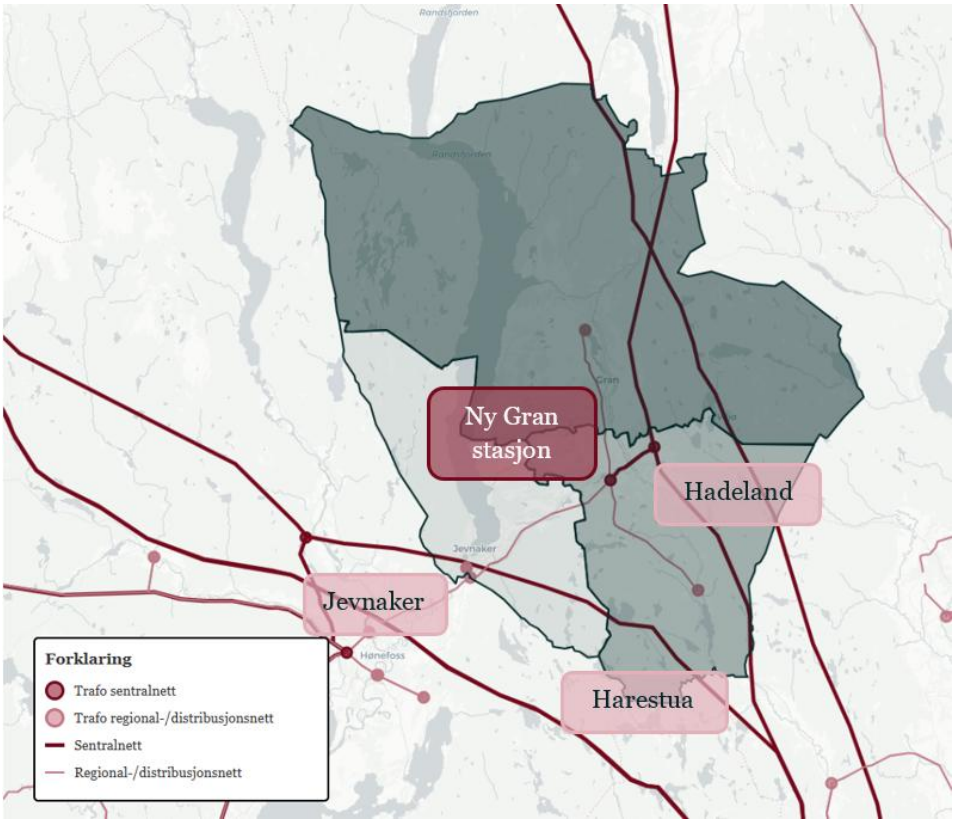
2.4 Nettstatus og effektbehov

Oslo og Akershus er et område med høyt kraftforbruk sammenlignet med lokal produksjon, noe som gjør regionen avhengig av kraftimport fra nærliggende områder og et godt utnyttet transmisjonsnett. I dag er kapasiteten i både transmisjons- og regionalnettet presset, og muligheten for å tilknytte nytt, større forbruk er begrenset uten ytterligere nettforsterkninger.

2.4.1 Hadeland forsynes av Hadeland transformatorstasjon

Hadeland forsynes primært fra Statnetts transmisjonsnett via transformatorstasjonen Hadeland i Lunner kommune, i tillegg til noe forsyning fra Romerike transformatorstasjon (Ringerike kommune). Transformatorstasjonene sørger for at kraften som overføres gjennom transmisjonsnettet, fordeles videre ut i regional- og distribusjonsnettet. I figuren under viser vi nettsystemet på Hadeland og tilgrensende områder.

Figur 2-6: Transmisjonsnett og regionalnett på Hadeland (markert i grått). Kilde: Menon Economics



2.4.2 Ingen tilknytningsforespørsler i dag, men begrensninger i dagens nett kan begrense handlingsrommet for ny næringsutvikling

Til forskjell fra de øvrige delregionene i Akershus har Hadeland ingen registrerte sluttkunder med reservert kapasitet eller bestillinger i Statnetts kapasitetskø ved regionens transmisjonsstasjoner. Det

er heller ikke registrert noen forespørsler om å tilknytte mer kraftproduksjon.[8] Dette står i kontrast til Follo (om lag 940 MW i forbruk og 160 MW i produksjon), Gardermoregionen (om lag 310 MW i forbruk og nær 890 MW i produksjon), Nedre Romerike (om lag 250 MW i forbruk og 140 MW i produksjon) og Asker og Bærum (om lag 124 MW i forbruk, hvorav 116 MW er knyttet til Chemring Nobel i Asker sør). Transmisjonsnettet har begrenset kapasitet i dag, mens regionalnettet har forholdsvis god kapasitet for tilknytning av ny *mindre* produksjon og forbruk, spesielt ved Jevnaker og Harestua. Kapasitetsbegrensningene i transmisjonsnettet reduserer likevel handlingsrommet for større tilknytninger, og derfor for ny, mer kraftkrevende næringsutvikling.

2.4.3 Store nettinvesteringer vil sikre videre vekst i regionen

Statnett planlegger betydelige fornyelser og kapasitetsøkninger i Innlandet som berører Hadeland i hovedsak gjennom to byggetrinn. [9] I trinn 2 med planlagt ferdigstilling innen 2035 skal det bygges en ny 420 kV-ledning mellom Lillehammer og Oslo og en ny transformatorstasjon på Gran, som vil overta deler av forsyningen inn til Hadeland som i dag går via T-avgreing i Roa i Lunner kommune. Sistnevnte investering bedrer forsyningssikkerheten betydelig og øker nettkapasiteten. Glitre Netts områdestudie viser at både Hadeland og Jaren transformatorstasjoner, som i dag står for forsyningen fra regionalnettet til distribusjonsnettet i store deler av delregionen, skal vurderes flyttet eller bygget om i forbindelse med Statnetts investeringer i regionen. [10] Begge stasjonene har i dag ingen ledig kapasitet, og ombyggingen er en forutsetning for å kunne tilknytte nytt forbruk eller ny produksjon av størrelse i Hadeland.

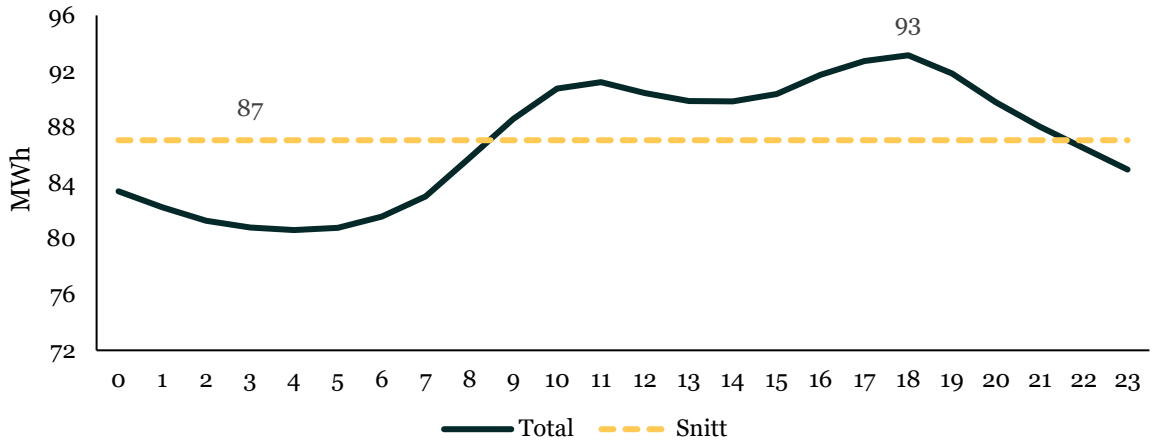
I trinn 3 med planlagt ferdigstillelse innen 2040 skal hele transmisjonsnettet i Innlandet, inkludert forbindelsene som forsyner Hadeland stasjon, oppgraderes til 420 kV-drift, noe som vil gi en betydelig økning i overføringskapasitet inn til regionen. Statnett oppgir at trinn 2 og 3 samlet vil gi en betydelig økning i overføringskapasiteten inn til Innlandet som helhet, der Mjøs-området alene vil få kapasitet til over 800 MW nytt forbruk når full 420 kV-drift er på plass. Samlet sett vil disse tiltakene styrke forsyningssikkerheten og legge til rette for vekst i både forbruk og lokal produksjon.

2.4.4 Effektbehov

Effektbehovet bestemmes av timene med høyest samtidig forbruk, og det er denne toppen som avgjør hvor mye nettkapasitet som maksimalt må være tilgjengelig i regionen. Strømnettet må med andre ord alltid være dimensjonert for å håndtere det høyeste forbruket som kan forekomme, ikke kun et gjennomsnittsforbruk.[11] Figuren under viser lastprofilen[12] for døgnet med det høyeste effektuttaket i perioden 2022 til 2024, og illustrerer topplasten i strømnettet på Hadeland.[13]

[8] Uttrekk fra Statnett sin oversikt over reservert kapasitet og kapasitet i kø fra februar 2026.
[9] Statnett (2025). Områdeplan Innlandet. Tilgjengelig her.
[10] Glitre Nett i PlanNett (2025). Områdestudie – Ringerike - Hadeland. Tilgjengelig her.
[11] Dette er et generelt prinsipp for drift av strømnettet. Dersom effektuttaket overstiger nettets kapasitet kan det oppstå overbelastning, som i verste fall kan føre til strømbrudd.
[12] «Last» er et faguttrykk for det øyeblikkelige strømforbruket, her målt i megawatt (MW). En lastprofil viser hvordan forbruket varierer over tid, typisk et døgn, og brukes til å identifisere når på døgnet behovet for nettkapasitet er høyest.
[13] En reell profil ville trolig vært spissere enn profilen vi viser i figuren, ettersom lastprofilen i figuren er estimert med utgangspunkt i aggregerte data.

Figur 2-7: Døgnet med det høyeste enkelttimeforbruket av kraft på Hadeland i perioden 2022–2024. 6. januar 2024. Kilde: Elhub, NVE



Topplasten dette døgnet ble registrert med et effektuttak på 93 MW i enkelttimen klokken 18, mot et gjennomsnitt på 87 MW gjennom døgnet. Lastprofilen viser et typisk forløp for en region som Hadeland, med en hovedtopp på morgenen eller ettermiddagen når arbeids- og næringslivet er aktivt og husholdningenes forbruk øker. Det er topplasten som i praksis setter grensen for hvor mye effektuttak nettet maksimalt kan håndtere.

Fleksibilitetspotensialet i regionen er anslått til opp mot syv prosent. Dersom dette potensialet realiseres, vil det i praksis kunne dekke en potensiell vekst i alminnelig forbruk frem mot om lag 2035 uten at det er nødvendig å øke nettkapasiteten tilsvarende. I neste kapittel beskriver vi nærmere fremtidige forbruksbaner og hvordan de kan påvirke fremtidig energi- og effektbalanse på Hadeland.

2.5 Oppsummering

Hadeland er Akershus' minste delregion med om lag 30 000 innbyggere, tilsvarende 4 prosent av fylket, og har siden 2000 hatt en moderat befolkningsvekst på om lag 11 prosent, klart svakere enn både landet for øvrig og Akershus samlet. Til tross for en betydelig andel industri er næringsstrukturen relativt lite energiintensiv. Lokal strømproduksjon, i all hovedsak vannkraft, dekker om lag 19 prosent av regionens kraftforbruk på om lag 0,4 TWh. Kraftunderskuddet er med andre ord 4 ganger så stort som den lokale produksjonen.

Til forskjell fra de øvrige delregionene står det ingen forespørsler om stort nytt forbruk i Statnetts kø, og fremtidig vekst drives av alminnelig forbruksvekst og klimaomstilling snarere enn av kraftintensiv næringsetablering. Regionens forsyningssikkerhet er likevel direkte avhengig av overføringskapasiteten fra omkringliggende nett. Selv om planlagte nettforsterkninger vil styrke energitilgangen over tid, vil et vedvarende underskudd av Hadelands størrelsesorden innebære at regionens langsiktige energisikkerhet vil avhenge av import fra omliggende områder.

For kommunene og regionen peker dette mot fire sentrale prioriteringer fremover: (1) tidligere og tettere dialog med nettselskapene og Statnett om kapasitetsbehov, (2) sterkere regional samordning av hvordan begrenset nettkapasitet skal brukes for å understøtte ønsket samfunns- og næringsutvikling, (3) identifisere teknologier og løsninger som kan styrke den regionale kraftbalansen og frigjøre kapasitet i nettet, og (4) styrke koordinering mellom areal-, nærings- og energiplanlegging for å sikre en effektiv utvikling.

3 Scenarioer for fremtidig kraftetterspørsel

Rapporten vurderer ulike utviklingsbaner for kraftforbruket frem mot 2040. Scenarioene er ikke prognoser, men illustrasjoner av hvordan kraftbehovet kan utvikle seg under ulike veivalg på nasjonalt, regionalt og lokalt nivå. Referansescenarioet, som viderefører historiske utviklingstrender og vedtatte klimatiltak, gir en tilnærmet flat utvikling. Om vi legger til grunn en utslippsreduksjon i tråd med langsiktige nasjonale klimamål, øker kraftbehovet til om lag 450 GWh i 2040, tilsvarende en vekst på 15 prosent fra dagens nivå. Til forskjell fra de øvrige delregionene har Hadeland ingen etterspørsel fra kraftintensiv næring i Statnetts kø. Intervjuer peker imidlertid på potensielle utvidelsesplaner i lokal industri, og nye aktører kan komme til. For å illustrere hvilke påvirkninger dette kan ha, har vi lagt til grunn en vekst tilsvarende 20 prosentpoeng utover historisk trend i et scenario for akselerert næringsutvikling. Dette gir en vekst på 25 GWh. Kombinert med en akselerert klimaomstilling viser våre analyser at kraftforbruket kan øke med totalt 20 prosent, tilsvarende et strømforbruk på 475 GWh.

Vi har utarbeidet tre scenarioer for utviklingen i kraftforbruket på Hadeland frem mot 2030 og 2040. Scenarioene er ikke prognoser, men utviklingsbaner som gjør det mulig å belyse konsekvensene av ulike valg og utviklingstrekk i regionen. Scenarioene tar utgangspunkt i en felles referansebane for utviklingen i kraftsystemet i Norge og Norden, som er basert på NVEs langsiktige kraftsmarkedsanalyse[14] og energibruksrapport,[15] samt Miljødirektoratets utslippsbaner mot 2050.[16] Forskjellene mellom scenarioene drives utelukkende av utviklingen i kraftforbruket i kommuneregionen. Under beskriver vi nærmere de viktigste forutsetningene i hvert scenario, for så å beskrive hvordan kraftforbruket utvikler seg i hvert scenario.

3.1 Oppbygging av scenarioene

Under går vi gjennom hvordan de tre scenarioene er bygget opp, og hvilke antakelser de bygger på.

Referansescenarioet tar utgangspunkt i dagens strømforbruk på Hadeland, og legger til grunn historisk trend for befolkningsvekst og næringsutvikling mot 2040. I likhet med utviklingen de siste 10 årene fortsetter vedtatt klimapolitikk, som energieffektivisering, å dempe fremtidig kraftforbruk for husholdninger og næringsaktivitet fremover. For transportsektoren har vi benyttet Miljødirektoratets referansebane for vedtatte klimatiltak samt regionspesifikke utviklingstrekk. Analysen fokuserer særlig på tre sektorer, herunder følgende:

- **Byggrelatert forbruk:** Kategorien inkluderer strømbruk til private husholdninger, service- og tjenesteyting samt jordbruk.
- **Industri:** Kraftforbruk i regionens industri hvor energibehovet drives av oppvarmingsbehov og industrielle prosesser.

[14] NVE (2025). Langsiktig kraftsmarkedsanalyse. Tilgjengelig her.
[15] NVE (2025). Energibruksrapport 2025. Tilgjengelig her.
[16] Miljødirektoratet (2026). *Klimatiltak i Norge 2026: Veivalg og utslippsbaner mot 2050*. Tilgjengelig her.

- **Transport:** Kategorien inkluderer strømbruk til landtransport, herunder personbiler og kollektiv- og tungtransport (lufttransport og maritim i andre regioner).

På nasjonalt nivå har det kun vært en svak vekst på om lag fire prosent i **byggrelatert kraftforbruk** for husholdninger, tjenesteyting og servicenæringen i løpet av de siste 10 årene. En viktig årsak til dette er rehabilitering av eksisterende boligmasse, nybygg og andre energisparende tiltak i denne perioden. Samtidig har nasjonal befolkning økt med om lag åtte prosent. For Hadeland har befolkningsveksten det siste tiåret vært på kun tre prosent. Veksten i byggrelatert forbruk har også vært lavere enn landssnittet. Frem mot 2040 legger vi imidlertid til grunn en konvergering mot den nasjonale trenden i byggrelatert kraftforbruk, der vedtatte energisparings- og klimatiltak i bygg fortsetter å redusere forbruket. Dette er i tråd med utviklingen som legges til grunn i NVEs langsiktige kraftsmarkedsanalyse mot 2040. Vedtatt klimapolitikk i denne sektoren inkluderer forbud mot fossil oljefyring i bygg, skjerpede energikrav i teknisk forskrift (TEK17), og statlig støtte til energieffektivisering gjennom Enova. Samlet sett innebærer dette at byggrelatert kraftforbruk på Hadeland reduseres med fem prosent frem mot 2040, det vil si om lag 18 GWh fra dagens nivå.

Samlet har kraftforbruket tilknyttet **industrisektoren** på nasjonalt nivå hatt en svak vekst de siste 10 årene.[17] Det samlede kraftforbruket fra kraftkrevende industri har hatt en svak vekst, med en økning i forbruket fra produksjon av ikke-jernholdig metall og en reduksjon i forbruket fra produksjon av papirmasse, kjemiske råvarer og metallprodukter. Kraftforbruket fra ikke-kraftkrevende industri har falt, der veksten i næringsmiddelindustrien motsvares av et fall i kraftforbruket fra lettere kjemisk industri, byggevare, elektronikk og verkstedindustri. Samlet har dermed industrisektoren hatt en moderat utvikling de siste 10 årene, med en vekst på under to prosent. Industrisektoren på Hadeland er relativt begrenset målt i energibruk. Historiske data på regionnivå vil derfor være veldig sensitive for enkeltetableringer og eventuelle nedleggelser, noe som gjør det utfordrende å etablere en tydelig trend. Vi har derfor valgt å legge til grunn en vekst tilsvarende historisk trend i vårt referansescenario. Etablering av eventuelle nye kraftintensive virksomheter håndteres i et eget scenario.

Kommunene på Hadeland har i mindre grad etablert egne næringsplaner og strategier for utviklingen av næringslivet i årene fremover. Regionen preges av næringsaktivitet med relativt moderat kraftbehov. Dette understøtter at fremtidig vekst i kraftforbruket på Hadeland i hovedsak vil være knyttet til gradvis vekst i eksisterende næringer og klimaomstilling, snarere enn større kraftintensive etableringer som datasentre. Det som finnes av kommunale planer og strategier for næringsutvikling oppsummeres i tekstboksen under.

[17] Kraftforbruket fra utvinning av olje og gass er ekskludert.

Tekstboks 3-1: Nærmere om kommunenes næringsplaner- og strategier

Kommunene på Hadeland har i begrenset grad etablert egne næringsstrategier, og det planverket som finnes peker mot et næringsliv dominert av handel, service, opplevelsesnæring og landbruk, som er næringer med relativt moderat kraftbehov.

Gran kommune vektlegger i kommuneplanens samfunnsdel (vedtatt 2022) særlig utvikling av næringsarealer på Mohagen og Jaren, småbedrifter innen handel, service og industri, samt opplevelsesbaserte og kulturbaserte næringer og landbruksbaserte næringer. Jevnaker kommune fremhever i kommuneplanens samfunnsdel 2022–2034 opplevelsesbasert næring og reiseliv med utgangspunkt i Hadeland Glassverk og Kistefos, som til sammen trekker rundt 700 000 besøkende årlig, samt stedsutvikling og næringsutvikling knyttet til Randsfjorden og visjonene for Fjordlandsbyen Jevnaker. Lunner kommune har ikke en oppdatert næringsplan. Gjeldende strategisk næringsplan er fra 2013. Verken planstrategien for 2024–2027 eller kommuneplanens samfunnsdel 2020–2040 peker ut konkrete næringssatsinger, men samfunnsdelen understreker rollen som bosteds- og næringskommune i randsonen av Oslo-regionen med mål om flere lokale arbeidsplasser og varierte næringsområder.

Kommunene på Hadeland omtaler i liten grad datasentre eller annen kraftintensiv industri som en del av sine kommunale planer. Dette samsvarer også med scenarioanalysen for regionen, hvor Hadeland skiller seg fra øvrige delregioner i Akershus ved at det per i dag ikke finnes sluttkunder med reservert kapasitet eller prosjekter i Statnetts kapasitetskø. Strategiene er i større grad orientert mot gradvis vekst i eksisterende næringer, landbruk og lokal tjenesteyting enn mot større kraftintensive etableringer.

Kraftforbruket i **transportsektoren** har, i hovedsak som følge av elektrifisering av personbiler, økt betydelig i løpet av de siste årene. I referansescenarioet antar vi at vedtatt klimapolitikk innenfor transportsektoren driver utviklingen videre, som blant annet inkluderer statlige avgiftsfritak og støtteordninger. Vi tar utgangspunkt i referansebanen til Miljødirektoratet mot 2040 for vekst i kraftforbruk til transport, korrigert for andelen Hadeland utgjør av de samlede nasjonale utslippene fra transport. Dette gir en økning på om lag 25 GWh mot 2040.

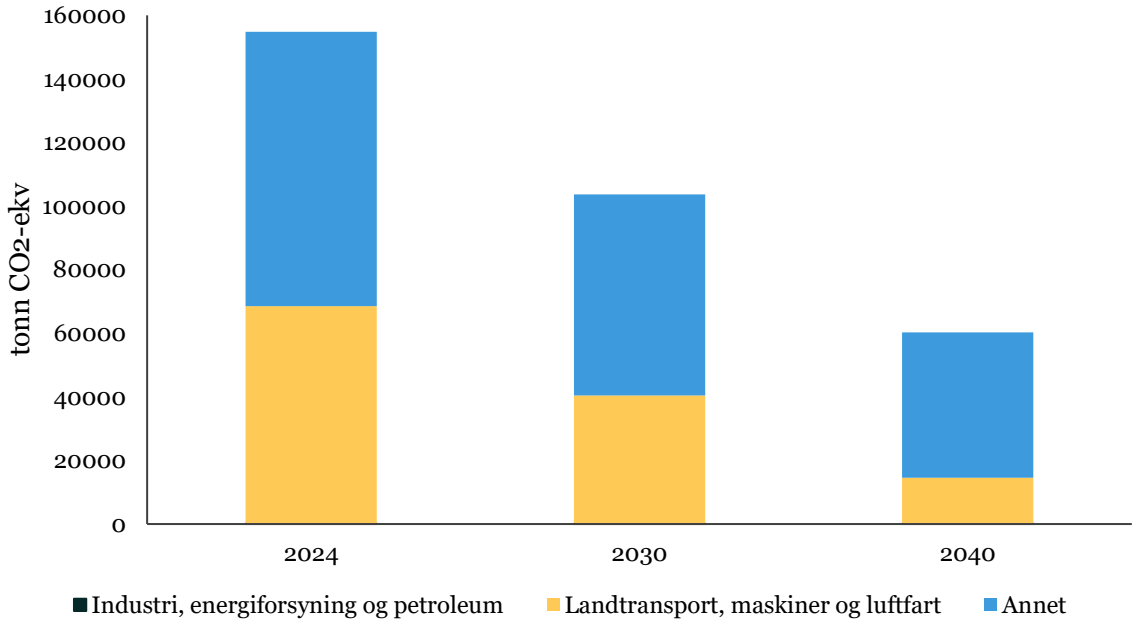
Scenario for **akselerert klimaomstilling** viderefører utviklingstrekkene i referansescenarioet, både med hensyn til befolknings- og næringsutvikling (historisk trend). Forskjellen ligger i at der referansescenarioet baserte seg på vedtatt politikk, legger vi her til grunn en akselerert klimaomstilling i tråd med langsiktige nasjonale utslippsmål. Vi tar utgangspunkt i Miljødirektoratets tiltaksbane for utslippsreduksjon, som beskriver hvilke utslippskutt som er nødvendige innenfor hver sektor for å nå målet om 55 prosent reduksjon innen 2030 og 90–95 prosent reduksjon innen 2050, sammenlignet med 1990.[18] Vi ser separat på fire sektorer: industri, energiforsyning og petroleum; landtransport, maskiner og luftfart; sjøfart, fiske og havbruk; og øvrige utslipp. For hver sektor estimerer Miljødirektoratet hvor mye økt elektrisk kraftbehov utslippsreduksjonene vil utløse.

For Hadeland beregner vi det sektorvise kraftbehovet ut fra delregionens andel av nasjonale utslipp innen hver sektor. Konkret legger vi til grunn at Hadeland følger den nasjonale tiltaksbanen per sektor og at sammenhengen mellom utslippsreduksjon og kraftbehov er den samme som Miljødirektoratet har estimert for Norge. Siden næringsstrukturen på Hadeland skiller seg fra landsgjennomsnittet, vil den samlede utslippsreduksjonen og det tilhørende kraftbehovet i delregionen følge en annen profil

[18] Regjeringen (2022). *Nytt norsk klimamål på minst 55 prosent*. Tilgjengelig her.

enn for Norge under ett. Tilnærmingen sikrer likevel at Hadeland bidrar forholdsmessig til den nasjonale klimaomstillingen innenfor hver enkelt sektor.

Figur 3-1: Utvikling i klimagassutslipp på Hadeland fordelt på sektor, klimascenarioet. Kilde Menon og Miljødirektoratet



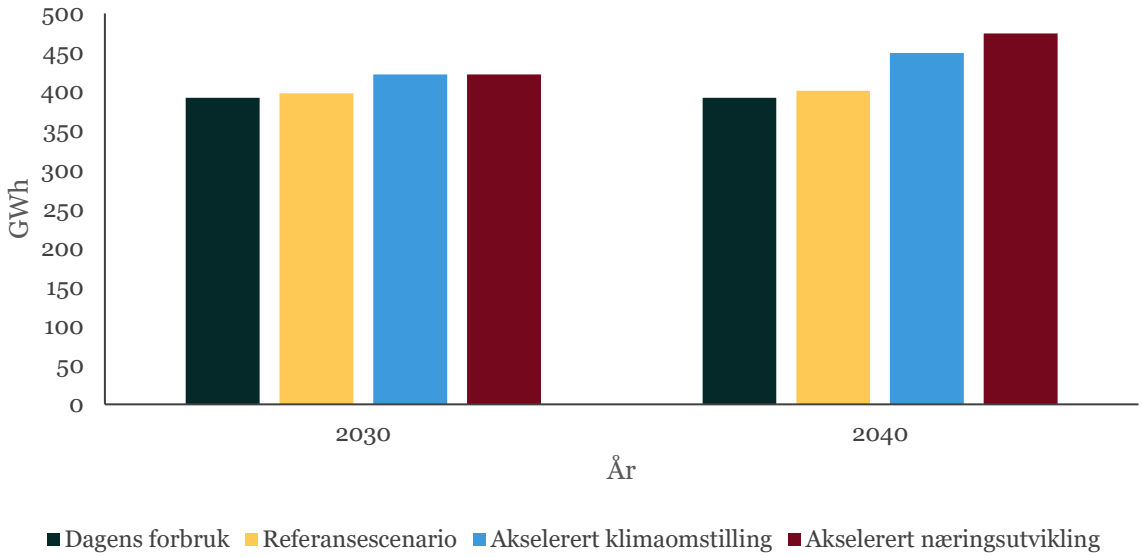
Figuren over viser utslippsbanen for Hadeland som følger av disse forutsetningene. Frem mot 2040 legger vi til grunn at delregionens samlede klimagassutslipp reduseres med om lag 60 prosent fra dagens nivå. Landtransport, maskiner og luftfart står for det største bidraget til reduksjonen, med en nedgang fra om lag 68 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2024 til om lag 14 500 tonn i 2040. Utslippsbanen vi legger til grunn øker det regionale kraftforbruket med om lag 50 GWh i 2040.

Scenarioet for **akselerert næringsutvikling** bygger på de øvrige scenarioene, men legger til grunn en økt vekst i nærings- og industriaktivitet i regionen. Referansescenarioet bygger på de historiske veksttrendene i den regionale næringsutviklingen på Hadeland, men fanger ikke effekten av en økt næringsutvikling. Til forskjell fra de øvrige kommuneregionene er det ingen aktører som venter på nettilknytning i Statnetts reservasjons- og tilknytningskø. Dette bildet kan imidlertid endre seg i fremtiden. Intervjuer peker på utvidelsesplaner i lokal industri, og nye aktører kan komme til. For å illustrere hvilken påvirkning dette kan ha, har vi lagt til grunn en vekst tilsvarende 20 prosentpoeng utover referansescenarioet innen tjenesteyting, servicenæring og industri. Dette gir en samlet vekst på om lag 25 GWh relativt til klimascenarioet.

3.2 Fremtidig kraftforbruk under ulike scenarioer

Dagens kraftforbruk på Hadeland er om lag 390 GWh. Figuren under viser hvordan forbruket utvikler seg i de tre scenarioene frem mot 2030 og 2040.

Figur 3-2: Fremtidig forbruksscenarier på Hadeland. Kilde: Menon Economics



I **referansescenarioet** endres kraftforbruket marginalt frem mot 2040. Samlet vekst i 2040 er 9 GWh sammenlignet med dagens nivå, hovedsakelig drevet av elektrifisering av transport som motvirkes av energieffektivisering i bygg.

Klimascenarioet legger som nevnt til grunn en utslippsbane i tråd med de langsiktige nasjonale klimamålene. For Hadeland innebærer dette en omfattende elektrifisering av transportsektoren og deler av industrien. Den isolerte klimaeffekten av denne omleggingen, målt som økt kraftbehov utover referansebanen, utgjør 24 GWh i 2030 og 48 GWh i 2040. Samlet kraftforbruk i kommuneregionen blir om lag 420 GWh i 2030 og 450 GWh i 2040. Klimascenarioet øker dermed forbruket med i underkant av 8 prosent i 2030 og om lag 15 prosent i 2040, sammenlignet med dagens nivå.

I scenarioet for en **akselerert næringsutvikling** finner vi en vekst på 6 prosent relativt til klimascenarioet og med et kraftbehov på 25 GWh innen tjenesteyting, industri og servicenæringen. Hadeland skiller seg fra de øvrige delregionene i Akershus ved at det ikke er registrert noen sluttkunder med reservert kapasitet eller bestillinger i Statnetts kapasitetskø ved transmisjonsstasjonene som forsyner regionen. Det er heller ikke registrert noen produksjonssaker. Veksten i kraftforbruket på Hadeland frem mot 2040 drives i vår analyse dermed utelukkende av alminnelig forbruksvekst og klimatiltak, ikke av kraftintensiv næringsetablering. Selv om det i dag ikke finnes noen forespørsler hos Statnett for Hadeland, kan dette bildet endre seg i fremtiden. Det kan for eksempel tilkomme ny næringsaktivitet som krever strøm, eller bli et økt kraftbehov fra transport- og logistikksektoren. Dette er forbruk som vil være i en mindre størrelsesorden enn det som følger av kraftkrevende industri, som for eksempel datasentre, men vil fortsatt kunne ha betydelig påvirkning på fremtidig kraftbehov.

3.3 Oppsummering

Våre tre scenarioer belyser konsekvensene av ulike veivalg for kraftforbruket på Hadeland frem mot 2040. Scenarioene illustrerer at det er et betydelig utfallsrom for den videre utviklingen av kraftforbruket i regionen, men reflekterer en tydelig underliggende trend, der klimaomstilling spesielt vil forsterke presset på det regionale kraftsystemet uten tiltak på produksjonssiden og/eller andre avlastende energiløsninger. Videre ser vi at en akselerert næringsutvikling vil forsterke denne trenden.

Samlet sett peker dette i retning av at kommunene bør ha tydelige prioriteringer for regionen når det gjelder eventuell fremtidig sammensetting av næringsvirksomhet. Hadeland er allerede i dag en betydelig nettoimportør av energi, med et energiunderskudd på om lag 0,8 TWh. Videre befolkningsvekst og eventuelle etableringer av kraftintensiv næringsvirksomhet øker lokal verdiskaping (jamfør neste side), men vil også legge press på nettkapasiteten og svekke den regionale kraftbalansen, noe som øker behovet for å styrke tilgangen på energi, enten via nett eller lokal produksjon.

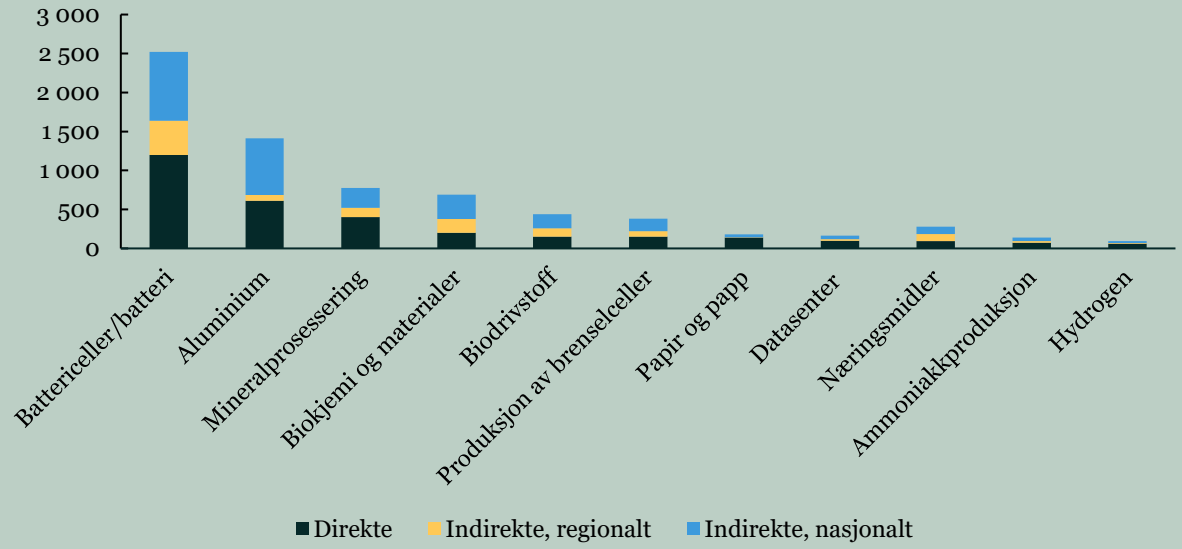
I neste kapittel gjør vi en nærmere vurdering av potensialet for ulike energi- og varmeproduksjonskilder på Hadeland og hvordan dette kan bidra til å avlaste avhengighet av sentralisert infrastruktur og eventuelt frigjøre nett- og energiproduksjon til nye formål.

Lokale virkninger av nytt kraftintensivt næringsliv

Ulike kraftintensive næringer har ulike økonomiske fotavtrykk og kraftbehov. Etableringer av nytt næringsliv kan gi gevinster både for næringslivet og vertsregionen. Vi diskuterer her de potensielle samfunnsøkonomiske gevinstene som nye, grønne og kraftintensive industrietableringer kan gi, dersom de realiseres.

For å belyse de lokale virkningene anslår vi sysselsetting og verdiskaping fra nye etableringer. Vi skiller mellom direkte effekter i selve virksomheten og indirekte effekter i leverandørkjeden, herunder regionale ringvirkninger. For regionale beslutningstakere er de indirekte effektene i egen region særlig viktige. Hvor stor andel av ringvirkningene som faktisk blir igjen regionalt, avhenger av de konkrete forholdene i regionen, og av hvor godt det eksisterende næringslivet kan levere varer og tjenester til etableringen. Direkte effekter estimeres der det finnes erfaringsdata fra sammenlignbare anlegg og relevant litteratur. Indirekte effekter beregnes med en økonomisk ringvirkningsmodell som fanger opp etterspørsel etter varer og tjenester fra leverandører.

Figur 3-3: Sysselsettingseffekter per industri, for et globalt konkurransedyktig anlegg. Kilde: Menon Economics



Hovedfokuset er på mulige regionale gevinster, men det er også nødvendig å se gevinstpotensialet i lys av ressursbruken som slike etableringer krever. Grønne, kraftintensive industriprosjekter legger beslag på flere knappe ressurser, deriblant særlig energi og nettkapasitet, men også arbeidskraft, areal og kapital. Disse ressursene representerer begrensninger i alle regioner i Europa, men hvor bindende de er varierer betydelig. Ressurstilgang og alternativkostnader er derfor sentrale for å vurdere hvilke industrityper som gir høyest netto nytte i en gitt region. Figuren over illustrerer de direkte og indirekte sysselsettingseffektene for de ulike næringene, basert på et globalt konkurransedyktig anlegg.[19] De indirekte effektene er fordelt mellom indirekte sysselsetting innad i regionen, og øvrige nasjonale virkninger. Jamfør figuren er det betydelig spredning i hvor store sysselsettingseffekter man kan

[19] *Et konkurransedyktig anlegg er et anlegg dimensjonert til en skala som er nødvendig for å konkurrere internasjonalt, gitt dagens teknologi, kostnadsstruktur og marked. Antakelsene om størrelse, sysselsetting og verdiskaping er basert på teknisk-økonomisk litteratur samt eksisterende eller planlagte industrielle etableringer, og ikke på hypotetiske minimumsanlegg. Tallene for direkte sysselsetting og verdiskaping i analysen gjelder dermed ett enkelt anlegg på full, konkurransedyktig skala, ikke en næring aggregert.*

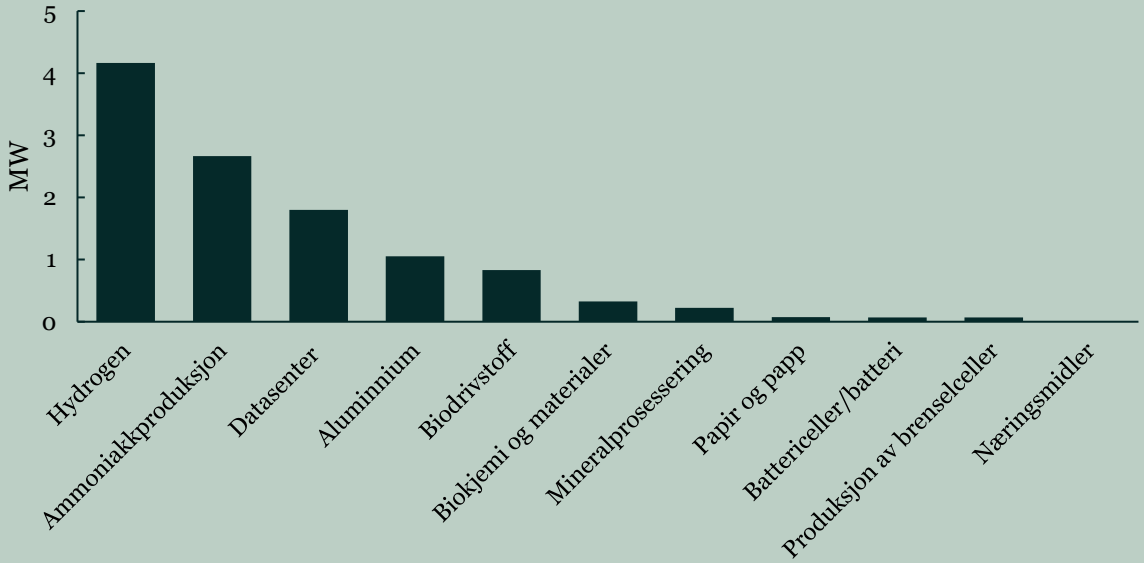
forvente på tvers av de utvalgte næringene. Til venstre i figuren finner vi de mest arbeidsintensive næringene, som trenger stor skala for å kunne konkurrere globalt. Dette gjelder blant annet battericelleproduksjon og aluminium, som begge typisk krever mellom 500 og 1 000 ansatte for å være konkurransedyktig internasjonalt. I den andre enden av skalaen finner vi næringer som er kraft- og kapitalintensive, som datasentre, hydrogen og ammoniakkproduksjon. Disse næringene trenger færre ansatte.

Videre ser vi at forholdet mellom direkte og indirekte sysselsettingseffekter varierer betydelig mellom næringene. Dette reflekterer forskjeller i næringenes arbeidskraftsintensitet, leverandørstruktur og størrelse på anleggene. For eksempel har biobaserte næringer ofte relativt høye indirekte sysselsettingseffekter per direkte arbeidsplass, blant annet fordi de trekker på omfattende leveranser av råvarer og innsatsfaktorer. Samtidig kan næringer med lavere indirekte effekter per ansatt likevel gi høy samlet sysselsetting dersom anleggene er store, slik tilfellet ofte er for eksempel for battericelleproduksjon.

Det følger videre av figuren at nesten alle næringene gir større indirekte effekter i resten av landet enn i regionen der etableringen skjer. I snitt blir om lag en tredjedel av de indirekte effektene igjen innenfor regionens grenser. Dette viser et viktig poeng: Industrietableringer i én region kan gi betydelige ringvirkninger i resten av landet. Hvor ringvirkningene geografisk slår ut, avhenger av hvor i verdikjeden leverandører og underleverandører befinner seg. Kommuner bør derfor følge med på industriutviklingen i nærliggende områder, fordi det kan gi lokale muligheter for å få oppdrag som direkte eller indirekte leverandør til nye etableringer.

De fleste utvalgte næringene er i denne analysen kraftintensive i den forstand at et konkurransedyktig anlegg typisk krever høy elektrisk effekt og nettkapasitet, men kraftintensiteten varierer betydelig mellom næringene. For å sette kraftbehovet i sammenheng med sysselsetting viser vi kraftintensitet per ansatt, målt som MW per ansatt. Dette er et uttrykk for hvor mye effektbehov som typisk bindes per arbeidsplass, ikke et mål på produktivitet. Indikatoren bør tolkes sammen med anleggets totale effektbehov (MW), fordi næringer kan ha lik MW per ansatt, men svært ulike totale MW-behov ved et globalt konkurransedyktig anlegg.

Figur 3-4: Beslaglagt effekt per ansatt, per industri, for et globalt konkurransedyktig anlegg.



4 Potensial for lokal produksjon, energifrigjøring og fleksibilitet

Våre analyser viser at det foreligger et betydelig potensial for lokale energiløsninger på Hadeland. Det finnes et handlingsrom for både energieffektivisering og ny lokal energiproduksjon basert på regionens egne ressurser. De største og mest realistiske bidragene ligger innen fjernvarme og annen termisk varmeforsyning, sol på tak, samt vannkraft. Vindkraft har det største tekniske potensialet, men mange av arealene ligger i konfliktfylte områder. Det er også noe potensial for energieffektivisering (ENØK). Et viktig poeng med løsningene fjernvarme og ENØK er at de både bidrar med lokal produksjon og frigjør kapasitet i strømnettet. Felles for alle disse løsningene er imidlertid at de møter økonomiske og kunnskapsmessige barrierer. Storskala sol- og vindkraft har bedre lønnsomhet, men møter større barrierer enn fjernvarme og ENØK. Biogass kan gi et begrenset, men målrettet bidrag til å redusere elektrisitetsbehov knyttet til tungtransport, men realisering forutsetter tydelige regionale strategier og stabile rammebetingelser. Samlet sett estimerer vi at de mest lovende teknologiene har et teknisk potensial på om lag 3,2 TWh frem mot 2040. Tar vi utgangspunkt i dagens investeringstrend, vil lokale løsninger sannsynligvis kun bidra med en økning på om lag 0,1 TWh, noe som vil dekke 31 prosent av dagens kraftunderskudd. Dette innebærer at regionen, uavhengig av forbruksscenario, fortsatt vil være avhengig av import langt utover 2040 uten målrettede energipolitiske tiltak.

I dette kapitlet redegjør vi for kartleggingen av handlingsrommet for lokale energiløsninger på Hadeland, med fokus på energieffektivisering og lokal energiproduksjon. Løsningene som vurderes er energitiltak som kan integreres i regionens eksisterende og planlagte arealbruk, og som bidrar til å styrke lokal kraft- og effektbalanse gjennom enten å frigjøre eller øke tilgangen på elektrisitet samt avlaste strømnettet. De enkelte energiteknologiene presenteres i egne delkapitler. Hvert delkapittel besvarer følgende hovedpunkter:

- **Teknologiens relevans for kommuneregionen:** Kort beskrivelse av energiteknologien og hvordan den kan bidra til å frigjøre energi og nettkapasitet til annet forbruk.
- **Dagens status og framtidig potensial:** Overordnet gjennomgang av eksisterende utbredelse og omfang, samt hvilket teknisk og realistisk potensial som gjenstår.
- **Barrierer for å realisere potensialet:** Kort drøfting av lønnsomhet, kostnadsnivå, realiseringstid, nøkkelinnsatsfaktorer og sentrale barrierer.

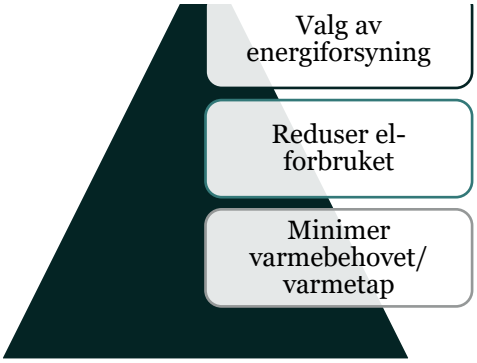
4.1 Energiløsningens relevans og rolle

Hver energiløsning er vurdert langs fem teknisk-økonomiske parametere og plassert på en firedelt skala fra mørk grønn til rød. Skalaen gir grunnlag for tydelige anbefalinger om prioritering i det videre arbeidet på kommunalt, regionalt og fylkeskommunalt nivå. Mørk grønn indikerer løsninger med stort bidrag til kraft- og effektbalanse og relativt lave gjennomføringsbarrierer, mens rød indikerer lavt potensial og/eller store barrierer. Mellomliggende kategorier (lys grønn og gul) representerer løsninger med positive bidrag, men som forutsetter vesentlige tiltak eller endrede rammebetingelser for å

realiseres. Vind- og solkraft er ikke-regulerbar kraft, og vil eksempelvis ikke ha samme positive bidrag på kraftbalansen som fjernvarme. En nærmere beskrivelse av vurderingsparametere og samlet skåring av teknologiene er gitt i vedlegg til denne rapporten.

4.1.1 Energiløsningens relevans og rolle

Figur 4-1: Kyotopyramiden forenklet



Energieffektivisering (enøk) omhandler å gjennomføre tiltak som reduserer behovet for energi. Et eksempel kan være å redusere varmebehov i et eldre bygg gjennom tiltak på bygningskroppen. Energien som frigjøres kan benyttes til andre formål.

Når energiplaner og energiløsninger skal utarbeides bør man først se på potensialet for å redusere behovet for energi, før en vurderer energiforsyning og behovet for ny energiproduksjon. Dette følger prinsippet i «Kyotopyramiden» (se figur), som beskriver en metodisk riktig rekkefølgetilnærming til energiløsninger, og har mye til felles med den mer kjente UFF-pyramiden. Energieffektivisering er derfor en hjørnestein i alle energiplaner. Energieffektivisering (Enøk) er et av de mest strategisk viktige virkemidlene for fylkeskommunen. Enøk reduserer energibehovet og styrker forsyningssikkerhet og beredskap. Tiltakene kan gjennomføres lokalt, gir bred nytte for både husholdninger og næringsliv, og bidrar til å sikre folks deltakelse i energiomstillingen. Samtidig er Enøk i stor grad konfliktfritt sammenlignet med ny energiproduksjon, noe som gjør det til et sentralt og robust grep i regional energiplanlegging.

I dette kapittelet ser vi på potensial for å redusere behovet for energi i bygg. Tiltak for lokal produksjon og forsyning av varme (eksempelvis varmepumper og fjernvarme), lokal strømproduksjon i bygg (solkraft på tak) og energistyring (forbrukerfleksibilitet) omtales i senere delkapitler. Tallene som presenteres er basert på areal- og aldersfordeling fra matrikkelen, energibrukstatistikk, ekspertvurderinger og et utvalg rapporter om potensial og barrierer innen energieffektivisering i Norge. Tallene viser omfang og potensial for regionen, som et utgangspunkt for tiltak og prioriteringer.

4.1.2 Status og potensial på Hadeland

I tabellen under gir vi en samlet vurdering av potensial, inngrep, tidshorisont og barrierer for energieffektivisering i bygg på Hadeland.

Tabell 4-1: Status og potensial for energieffektiviseringstiltak på Hadeland

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Enøk	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	26 GWh/år ~14 MW[20]	Nei	1–25 år	Mange mindre barrierer, men stor påvirkning	Sentral rolle

[20]20 GWh/13 MW av enøk-potensialet overlapper med frigjort strøm fra alternativ termisk forsyning (neste kapittel). Dette ettersom kapasitet i nettet kan frigjøres enten ved å redusere behovet (enøk) eller gjennom å dekke behovet fra andre kilder.

I hovedsak har energieffektiviseringstiltak potensial til å redusere energibruken i bygg for å frigjøre elektrisitet til andre formål. Tabellen over oppsummerer potensialet innen energieffektivisering på Hadeland. Bygningsmassen er dominert av boliger, der om lag 60 prosent av arealet er boligbygg (småhus og boligblokker), og en betydelig andel av disse er eldre enn 1990. Eldre bygg har gjennomgående størst potensial for energieffektivisering. Det største tekniske potensialet for enøk og frigjort elektrisitet ligger hos husholdninger, som utgjør hele 65 prosent av strømforbruket — den høyeste andelen blant alle delregionene i Akershus, og som gjenspeiler regionens spredte bosettingsmønster og store andel eneboliger. Potensialet er også betydelig i private næringsbygg. Offentlige bygg utgjør en mindre andel av bygningsmassen og har et mer begrenset potensial. Totalt teknisk potensial for frigjort elektrisitet som følge av energieffektivisering er beregnet til om lag 26 GWh på Hadeland.

- **Husholdningene, mange små bidrag som gir stor samlet effekt:** Hovedpotensialet for husholdningene inkluderer tiltak for å redusere oppvarmingsbehovet. Ettersom en stor andel av oppvarmingsbehovet i dag dekkes av elektrisitet, gir det et betydelig potensial for frigjort elektrisitet. Det tekniske potensialet som kan frigjøres er på 14 GWh. Hvert enkelt tiltak er beskjedent, men samlet fjerner det effektivt «toppen» på strømforbruket i de timene nettet er mest presset.
- **Private næringsbygg, betydelig potensial for å redusere behov for både varme og strøm:** I private næringsbygg ligger potensialet for frigjort elektrisitet i størrelsesorden 10 GWh. Det utløses av små og store tiltak knyttet til å redusere oppvarmingsbehov og elforbruk til tekniske installasjoner og utstyr.
- **Offentlige bygg, begrenset potensial, men viktig å gå foran:** Potensialet for frigjort elektrisitet er på 2 GWh. Dette er betydelig mindre enn for husholdninger og næringsbygg, på grunn av mindre samlet bygningsmasse. Like fullt er det viktig at enøk også prioriteres i offentlige bygg, både fordi det er der barrierene er minst og fordi det er viktig at kommunene går foran og viser vei.

4.1.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Enøk-tiltak kan normalt realiseres raskt og med lavt konfliktpotensial. Hva som er de mest effektive og lønnsomme enøk-tiltakene, og barrierer og virkemidler for å realisere disse, varierer imidlertid med type bygg. For kommunale bygg må eksempelvis energitiltak konkurrere med andre viktige tjenester som skole og helse. Det gjør det vanskelig å prioritere investeringer som først gir gevinst senere. For private boligeiere står ofte økonomi (lønnsomhet og kapitaltilgang) samt mangel på kunnskap i veien, der energitiltak kan være dyre, og mange synes det er vanskelig å vite om det lønner seg og hva som gir best effekt. Det finnes støtteordninger fra Enova rettet mot investering i energitiltak for både bolig- og næringsbygg, men for mange er dette ukjent territorium. En lavthengende frukt er derfor å bidra med å styrke aktørers kunnskapsgrunnlag. Videre kan man vurdere å supplere eksisterende støtteordninger for å øke fart/gjennomføringsevne eller jobbe for å styrke de økonomiske insentivene på nasjonalt nivå. For energikrevende virksomheter setter energikartleggingsforskriften krav til energikartlegging.

Aktuelle tiltak og virkemidler for å adressere barrierer for økt ENØK.

Kommunale bygg:

- Porteføljestyring av energi (helhetlig energimål og investeringsstrategi)
- Systematisk drift med fokus på energioppfølging
- Økt fokus på enøk-tiltak ved vedlikehold og rehabiliteringer

Private boliger

- Sikre informasjonstilgang og kompetanse (uavhengige energiråd, leverandørlister etc.)
- Kommunale støtte- og låneordninger (et tillegg til Enova-støtte)
- Styrke nasjonale insentiver

Private næringsbygg

- Skape samarbeidsarenaer med gårdeiere og næringsliv
- Innføre virkemidler som styrker lønnsomhet og/eller krav om energiklasse

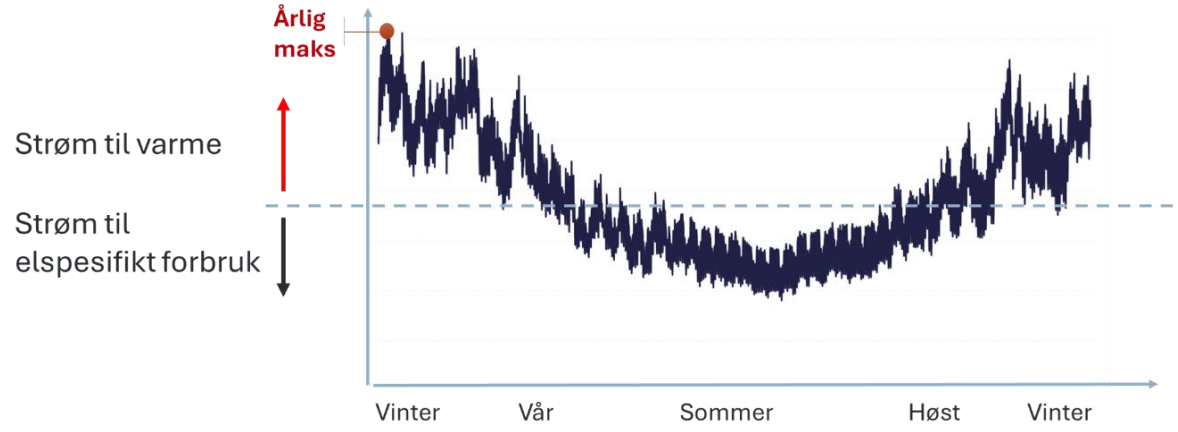
4.2 Fjernvarme og andre løsninger for varmeforsyning

For å beregne potensialet for fjernvarme og andre løsninger for varmeforsyning har vi tatt utgangspunkt i offentlig tilgjengelig kunnskapsgrunnlag (Elhub, fjernkontrollen.no, matrikkelen, NVEs energibruksstatistikk og bransjenormer for energibruk på ulike typer bygg). Dette informasjonsunderlaget er deretter beriket gjennom intervjuer med utvalgte nøkkelaktører i bransjen som opererer i Akershus fylke.

4.2.1 Energiløsningens relevans og rolle

Hvordan vi varmer opp byggene har sterk påvirkning på energibalansen, der oppvarming av bygninger er den klart største enkeltårsaken til høye effekttopper i strømnettet. På Hadeland går rundt 60 prosent av strømforbruket i husholdninger, næringsbygg og offentlige bygg til varmeformål. Når kulden kommer, slår tusenvis av panelovner, varmepumper og elkjeler inn samtidig, og belastningen på strømnettet skyter i været. Dette betyr også at oppvarming er stedet der det finnes størst potensial for endring. Ved å ta i bruk termiske energiløsninger som leverer varme uten, eller med langt mindre, bruk av elektrisitet i makstimene, kan energibalansen forbedres betydelig uten å bygge én eneste ny kraftlinje. Når varme leveres uten bruk av el-kjeler eller panelovner, frigjøres kapasitet til næringsutvikling, elektrifisering og nye etableringer. Prinsippskissen under viser at omtrent 50 prosent av nettkapasiteten på Østlandet benyttes til varmeformål, basert på tall fra 2025, jamfør figuren under. Den utbredte bruken av elektrisitet til oppvarming er unik for Norge. I Danmark, Sverige og Finland dekkes over halvparten av varmebehovet av fjernvarme, i motsetning til 10–15 prosent i Norge. Potensialet er størst i tettbygde strøk, noe som gjør at potensialet er spesielt stort i Akershus fylke.

Figur 4-2: Strømforbruk per time over året 2025 i prisområde NO1 (Østlandet)



Tekstboks 4-1: Termiske energikilder som er vurdert som særlig relevante og aktuelle i Akershus

Lokale bioløsninger
Bioenergi basert på ved i husholdninger og flis/pellets i større bygg og byggklynger

Lokale varmepumper
Varmepumper basert på grunnvarme (geoenergi), luft spillvarme og vann

Spillvarme
Utnyttelse av overskuddsvarme fra eksempelvis datasentre, næringsbygg og industrielle prosesser

Fjernvarme
Varmeforsyning basert på de samme energikildene, men distribuert i store, vannbårne nett

4.2.2 Status og potensial på Hadeland

I tabellen under gir vi en samlet vurdering av potensial, inngrep, tidshorisont og barrierer for fjernvarme på Hadeland.

Tabell 4-2: Status og potensial for fjernvarme på Hadeland

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Fjernvarme / termiske løsninger	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	100 GWh/år 40 MW	Nei	1–15 år	Lønnsomhet og ramme-betingelser	Betydelig potensial om barrierene blir løst

Energibruken på Hadeland består i all hovedsak av vanlig energibruk i husholdninger og næringsbygg. For disse bygningstypene utgjør varme normalt en majoritet av energibehovet. Analysen viser at det samlede potensialet for å frigjøre strøm på Hadeland er i størrelsesorden 100 GWh per år, tilsvarende rundt 25 prosent av dagens samlede strømforbruk. Videre kan om lag 40 MW effektkapasitet frigjøres, tilsvarende 40 prosent av dagens høyeste effekttopp i strømnettet på 93 MW. Dette potensialet forløses imidlertid ikke gjennom én universalløsning, men gjennom ulike termiske løsninger tilpasset ulike deler av bygningsmassen.

- **Husholdningene – mange små bidrag som gir stor samlet effekt:** Det største enkeltpotensialet ligger i husholdningene. Her kan rundt 70 GWh frigjøres gjennom overgang fra panelovner til varmepumper, supplert med vedfyring som spisslast i de kaldeste periodene. Hvert enkelt tiltak er beskjedent, men samlet gir det stor systemeffekt. Det tilhørende effektpotensialet er anslått til 30 MW.

- **Næringsbyggene – fra individuell belastning til felles løsning:** I næringsbyggene, inkludert store boligbygg, ligger potensialet i størrelsesorden 30 GWh og forutsetter at eksisterende bygg i større grad går over fra elektrisk oppvarming til fjernvarme eller lokale bioløsninger. Det tilhørende effektpotensialet er 10 MW.

- **Offentlige bygg og nybygg – unngå å bygge seg inn i fremtidige problemer:** Offentlige bygg har stabile varmebehov og kan fungere som ankerkunder for sentrale løsninger som fjernvarme, med et frigjøringspotensial på 3 GWh og 1 MW effekt. Nybygg representerer et viktig, langsiktig bidrag: når varmebehovet i nye bygg dekkes av fjernvarme, reduseres presset på strømnettet ytterligere i tiår fremover.

Hadeland har svært begrenset fjernvarmeinfrastruktur med kun 4 GWh fjernvarmeleveranser i 2024, utelukkende til offentlige bygg. Ettersom bygningsmassen er mer spredt og avgrenset sammenlignet med andre kommuneregioner, må det vurderes lokalt hvilke soner som er relevante å forsyne med felles varmeløsning (fjernvarme) og hvilke soner det er foretrukket med distribuerte løsninger.

4.2.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Analysen viser at fjernvarme og andre termiske energiløsninger kan gi et vesentlig bidrag til å styrke energibalansen på Hadeland. Samtidig er det tydelig at dette potensialet ikke realiseres automatisk. Hvor raskt og i hvilket omfang løsningene kan tas i bruk, avhenger i stor grad av hvordan markedet fungerer i dag, og hvor det er behov for offentlig planlegging, styring og målrettede virkemidler for å utløse løsninger med høy samfunnsnytte.

I dag fungerer markedet for ulike løsninger for varmeforsyning godt for følgende:

- **Husholdninger – varmepumper/vedfyring som moden løsning:** I husholdningene fungerer markedet for varmepumper og vedfyring i stor grad godt. Teknologien er moden, investeringsbeslutningen kan tas av den enkelte, og gevinstene i form av lavere energibruk og lavere strømregning er tydelige. Med riktige virkemidler kan store deler av potensialet utløses i løpet av få år, fordi det ikke krever koordinering mellom mange aktører eller omfattende infrastrukturutbygging.

- **Nybygg – lave merkostnader og høy gjennomførbarhet:** I nybygg og fortettingsprosjekter er fjernvarme og andre termiske løsninger ofte økonomisk gjennomførbare når de planlegges fra start. Når vannbårne systemer etableres tidlig, er merkostnaden sammenlignet med helelektriske løsninger begrenset, og risikoen for både utbygger og energileverandør er lav.

Tekstboks 4-2: Eksempel: Stavanger kommunes støtte til varmepumper i husholdninger

I perioden **2022–2023** gjennomførte Stavanger kommune en målrettet støtteordning for installasjon av luft-til-luft-varmepumper i private boliger, finansiert gjennom kommunens klima- og miljømidler. Det ble samlet avsatt i størrelsesorden **40–50 millioner kroner**, og ordningen utløste stor etterspørsel.

Kommunen mottok flere tusen søknader, og om lag **3 000 husholdninger** fikk støtte til installasjon av varmepumpe. Tiltaket ble begrunnet med behovet for å redusere elektrisitet brukt til oppvarming, dempe effekttopper i strømnettet og samtidig bedre husholdningenes energikostnader. Samlet bidro ordningen til betydelig reduksjon i strømforbruk til oppvarming i boligsektoren, og viste at kommunal støtte til enkle, desentrale tiltak kan gi rask og skalerbar effekt både energimessig og økonomisk.

Hvor markedet ikke forløser potensialet uten betydelig drahjelp og nytenking

Her er det et tydelig gap mellom samfunnsøkonomisk nytte og privatøkonomisk lønnsomhet, som gjør at potensialet ikke realiseres uten mer styrt utvikling.

Eksisterende næringsbygg – høy gevinst, høy terskel

I eksisterende næringsbygg, inkludert større boligbygg, ligger et betydelig potensial for å frigjøre elektrisitet. Realisering forutsetter overgang fra elektrisk oppvarming til fjernvarme eller lokale bioløsninger, og innebærer investeringer i vannbårne systemer og midlertidige driftsforstyrrelser. Kostnadene bæres i hovedsak av bygningseier, mens nytten i stor grad tilfaller kraftsystemet. Dette er et potensial som realiseres over tid, typisk i forbindelse med rehabilitering, eierskifte eller større ombygginger. Uten styrt utvikling vil realiseringstakten være lav, men med målrettede virkemidler kan betydelige deler av potensialet utløses innenfor en 5–15 års horisont. Realisering innebærer samtidig mer enn en dobling av dagens fjernvarmeleveranser i området.

Fjernvarme – behov for rammebetingelser som muliggjør investeringer og systemnytte

For at fjernvarme skal kunne bidra effektivt til å styrke energibalansen og avlaste strømnettet, er det ifølge aktørene selv avgjørende at fjernvarmeaktørene har forutsigbare og tilstrekkelige økonomiske rammebetingelser. Fjernvarme er kapitalintensiv infrastruktur med lang levetid, der lønnsomheten i dag i stor grad er knyttet til levert energimengde. Verdien av redusert effektuttak, utsatte nettinvesteringer og økt forsyningssikkerhet reflekteres i liten grad økonomisk, noe som svekker insentivene til investeringer i tiltak med høy systemnytte, som termisk lagring, fleksibel drift og nettutvidelser mot eksisterende bygg.

Videre utvikling av fjernvarme er også tett knyttet til spillvarmeutnyttelse og lavtemperatursystemer. Spillvarmeprosjekter krever betydelige oppstartsinvesteringer og langsiktige avtaler, og uten forutsigbarhet i regulering og volumetterspørsel vil tilgjengelige ressurser forbli uutnyttet. Når bygg og fjernvarmenett utformes som lavtemperatursystemer (35–60 °C), blir det enklere å utnytte spillvarme direkte, med høyere virkningsgrad og redusert behov for elektrisk oppgradering.

Fjernkjøling er samtidig en forutsetning for effektgevinst i næringsområder. Uten fjernkjøling løses kjølebehovet i dag med individuelle kjølemaskiner, som brukes som varmepumper på vinteren og dermed gir høyt elektrisk effektuttak både sommer og vinter. Fjernkjøling gjør det mulig å dekke kjølebehovet uten lokale anlegg, samtidig som overskuddsvarmen kan utnyttes i fjernvarmesystemet. Erfaringer viser at fjernvarme uten fjernkjøling har begrenset gjennomslag i denne delen av markedet. Slike løsninger krever planlegging og investering, men kan gi betydelig effektavlastning innenfor en mellomlang tidshorisont (5–10 år).

For at fjernvarmens systemnytte faktisk skal realiseres, må også produksjonsmiks og drift innrettes mot å avlaste strømnettet i kritiske timer. Dette innebærer at el-baserte produksjonsenheter ikke dominerer i makstimene, at spisslast i størst mulig grad dekkes av ikke-elektriske kilder eller lagret varme, og at drift og laststyring skjer i samspill med nettselskapet. Dette kan i stor grad gjøres relativt raskt, gjennom endret drift, styring og samspill med nettselskapene, forutsatt tydelige rammer og forventninger.

Kommuner og fylkeskommune kan styrke gjennomførbarheten gjennom tydelige signaler i planverk, bruk av offentlige bygg som ankerkunder, støtte til tidligfaseutredninger og dialog med nettselskaper og statlige myndigheter om rammer som belønner reell effektavlastning. Dette handler ikke om å subsidiere varmeproduksjon, men om å skape rammevilkår som gjør det mulig å investere i løsninger som reduserer belastningen på strømnettet og styrker energibalansen.

4.3 Vannkraft

Potensialet for vannkraft er vurdert med bakgrunn i opprustning og utvidelse av større, eksisterende vannkraftverk. I Akershus er de store vannkraftressursene allerede utnyttet i eksisterende anlegg, og det er derfor oppgradering av disse som utgjør det betydelige potensialet. En stor andel av Norges vannkraftverk nærmer seg teknisk levealder, og i Akershus vil det bli aktuelt med en oppgradering i løpet av neste tiår for flere anlegg. Les mer om dette i kapittel om metode i Vedlegg 2.

4.3.1 Status og potensial på Hadeland

Tabell 4-3: Status og potensial for vannkraft på Hadeland

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Vannkraft	Regulerbar strømproduksjon	100 GWh/år	Endring i vannføring påvirker natur og vassdrag	3–5 år	Miljøhensyn	Betydelig og realistisk bidrag*

**merk at energiproduksjonen er registrert i Buskerud fylke i NVE.*

Hadeland har i dag flere registrerte vannkraftverk i NVEs database, men de fleste er for små til å være relevante i denne sammenhengen. Det største potensialet for økt vannkraftproduksjon med tilknytning til regionen ligger i Randselva, der fire kraftverk – Bergerfoss, Kistefoss, Askerudfoss og Viulfoss – er av eldre dato og har et betydelig behov for oppgradering. Kraftverkene eies av Viul Kraft AS, som eies 50 prosent av Ringerikskraft og 50 prosent av Hadeland Kraftproduksjon. De fire kraftverkene produserer til sammen 150 GWh i dag.

Fremfor å oppgradere de eksisterende kraftverkene enkeltvis planlegges et helt nytt anlegg som utnytter hele fallet i elva mer effektivt. Det planlagte Randselva kraftverk vil ha inntak ved Bergerfoss og utløp nedstrøms Viulfossen og omfatter både Jevnaker, Ringerike og Hole kommuner. Merk at anlegget er registrert i Buskerud fylke i NVEs oversikt. Energiproduksjon vil ved full realisering være på 217 GWh/år og om lag 100 GWh i netto økt kraftproduksjon[21]. Dette tilsvarer strømforbruket til nærmere 6 000 husstander. Konsesjonssøknad er ifølge Ringerikskraft mottatt hos NVE mai 2026 (men dette er ikke offentliggjort på NVEs sider), og videre fremdrift drives av NVE.

4.3.2 Økonomi og gjennomførbarhet

Hadelandskommunenes samlede bidrag til investering i det nye Randselva kraftverk er beregnet til 125,5 millioner kroner. Prosjektet er kommersielt drevet av Viul Kraft og er ikke avhengig av særskilte offentlige insentiver for å bli gjennomført, men forutsetter konsesjon fra NVE. Konsesjonsprosessen er allerede i gang, noe som styrker gjennomførbarheten. En viktig usikkerhet er knyttet til miljøvilkår og manøvreringsreglementet for Randsfjorden, som legger rammer for driften. Her har blant annet Gran og Jevnaker kommune vært aktive med innspill til konsekvensutredningen.

[21] Ifølge NVE potensial oversikt, er økt produksjon på 93 GWh/år, mens netto produksjonsøkning i Melding fra 2023 er på 120 GWh/år. I følge flere kilder har produksjonsmålet variert gjennom planleggingen, så det anslås her ca. 100 GWh/år.

Det nye kraftverket er et av de mer betydelige vannkraftprosjektene i Akershus og omegn, og bidraget til den regionale kraftbalansen vil være betydelig dersom det realiseres, men bidrar som nevnt også til kommunene i Buskerud.

4.4 Vindkraft

4.4.1 Energiløsningens relevans og rolle

NVE utarbeidet i 2019 en nasjonal ramme for vindkraft, hvor de 13 best egnede områdene i Norge ble kartlagt.[22] Akershus ble ikke med i denne listen, sammen med Oslo, Oppland og Troms. Dette betyr likevel ikke at det ikke er mulig å bygge ut vindkraft i fylket. Det kan være vanskeligere å få konsesjon her enn i de utpekte områdene, da Akershus mangler de beste vindressursene, har tett befolkning og store friluft- og naturverdier, og en nettkapasitet som allerede er hardt presset. Men på grunn av situasjonen med et betydelig kraftunderskudd og behov for mer kraft og næringsutvikling, kan det argumenteres for lokale vindkraftprosjekter i Akershus, selv om ressursgrunnlaget ikke er på kystnivå. Siden vindkraft produserer når det blåser, og ikke nødvendigvis når det trengs mest strøm, er bidraget til kraftbalansen begrenset til «strøm-produksjon» (se «Type bidrag» i tabellen under). Vindkraft er også avhengig av nettilknytning for å kunne realiseres.

Med dagens teknologi åpner det seg nye muligheter innenfor landbasert vindkraft selv der hvor det er lavere vindressurser enn i kystnære områder. Akershus har vindressurser i det laveste sjiktet av hva som anses som aktuelt for utbygging – typisk 6–7 m/s vindhastighet i 120 meters høyde. Det finnes allerede vindkraftverk i Norge med tilsvarende vindforhold (> 7 m/s) som er lønnsomme med dagens turbinteknologi. Høyere turbiner enn det som er vanlig i dag, gir betydelig bedre utnyttelse av vindressursene. Man ser allerede på turbiner med effekter på 6 MW per turbin, og i et 10–15-årsperspektiv kan turbiner opptil 10 MW være kommersielt tilgjengelige (dette tilsvarer turbiner med over 150 m navhøyde). Dette gjør vindkraft i Akershus mer aktuelt enn tidligere – men realisering forutsetter at kommunene er en positiv drivkraft og at konsesjon innvilges.

4.4.2 Status og potensial på Hadeland

Tabell 4-4: Status og potensial for vindkraft på Hadeland

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Vindkraft	Strøm-produksjon	2 800 GWh	Store plan-arealer	7–15 år	Lokal og kommunal motstand	Betydelig potensial om barrierene blir løst

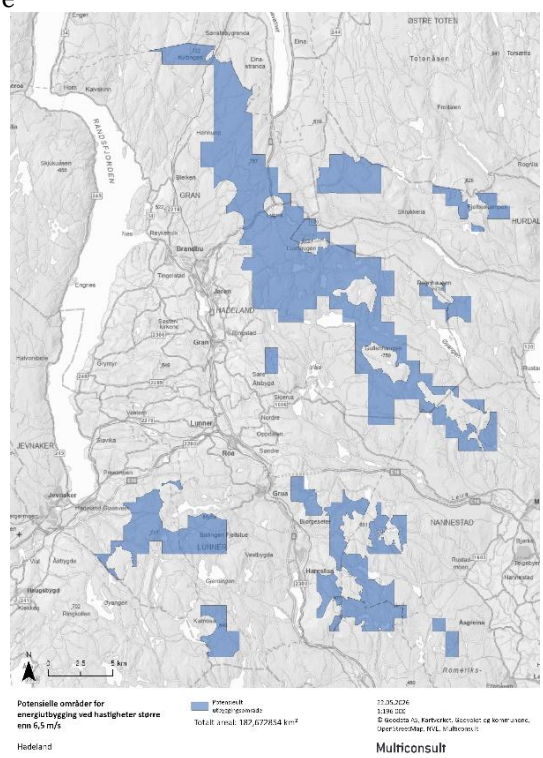
Hadeland har betydelige områder med vindressurser over 6,5 m/s, og på grunn av begrensningene satt av GIS-analysen (se metode), er aktuelt areal beregnet til 183 km². Av dette har 23 km² vindhastigheter over 7 m/s, noe som representerer de mest attraktive områdene for vindkraftutbygging.

Hvis alle områdene blir utbygd er det tekniske potensialet i størrelsesorden 2 800 GWh/år. Dette tilsvarer over 200 turbiner med en navhøyde på 150–180 m. Utbygging av hele det tekniske potensialet

[22] NVE. (2019). «Nasjonal ramme for vindkraft». Tilgjengelig her

er et lite realistisk scenario, så spørsmålet blir derfor hvor det er hensiktsmessig å plassere turbiner, og hvor store parker som kan være aktuelle i de ulike områdene. Dette vil kreve mer inngående analyser.

Figur 4-3: Kart over Hadeland



Områder som utpeker seg ligger nord og sør for Lygna, og er de mest arealmessig og vindmessige interessante. Dette er imidlertid områder med mye hytter og turstier og ligger relativt nær bebygde områder, og kan forventes å ha høyt konfliktnivå. (Merk at dette er en grov teoretisk analyse, og kartet fanger blant annet ikke opp hytter, se mer under Metode.)

4.4.3 Økonomi og gjennomførbarhet

På Hadeland finnes det flere aktuelle områder med vindressurser som teoretisk sett kan gi lønnsomme vindkraftprosjekter, særlig i områdene rundt Lushaugen ved Lygna med vindhastigheter over 7 m/s. Vindkraftutbygging er imidlertid et svært omdiskutert og betent tema i Norge i dag, og de utpekte områdene vil ha høyt konfliktnivå og dermed lavere realisme enn områder i andre regioner. Den største og mest avgjørende faktoren for gjennomførbarhet er lokal aksept og forankring. Uten dette er det ikke mulig å etablere vindkraftprosjekter, selv om man gjennom andre sentrale vurderingskriterier (se kapittel om metode) vurderer det som et godt prosjekt. En av grunnene til dette er at kommunen må vedta en områderegulering etter plan- og bygningsloven før NVE kan behandle en konsesjonssøknad – et krav som ble innført i 2023.

Prosessene fra planlegging til byggefase tar gjerne minst syv år, noe som innebærer stor risiko for at politisk eller lokal forankring endrer seg underveis. Tidlig involvering av kommunen og berørte innbyggere er derfor viktig. Verdien av vindkraftverkene må også måles opp mot effektene på natur og samfunn (se mer under metode). Disse effektene må vurderes i detalj gjennom en konsekvensutredning for å sikre at den samlede samfunnsøkonomiske gevinsten overstiger de samlede samfunnsmessige kostnadene. En betydelig faktor er de store arealene som kreves for en vindpark. Det som er verdt å merke seg, er mulighetene ved flerbruk av natur, gjenbruk av veier, og at direkte inngrep i naturen er i størrelsesorden 3–5 prosent av totalt planareal.

Tekstboks 4-3: Krogstad vindkraftverk – prosjektet som ble stanset

Akershus Energi Vind og Hafslund Eidsiva Vind sendte i oktober 2024 inn et arealinnspill til Lillestrøm kommunes kommuneplan om å avsette et område ved Krogstad Miljøpark til vindkraftformål. Planene omfattet fem turbiner med en forventet årsproduksjon på rundt 78 GWh, tilsvarende strømforbruket til omtrent 4 000 husstander. Prosjektet ble stanset 18. mars 2026, da formannskapet i Lillestrøm stemte nei til å sende arealinnspillet på høring – mot kommunedirektørens egen anbefaling. Flertallet mot prosjektet skyldtes en betydelig medlemsvekst i det lokale Arbeiderpartiet. Avgjørelsen kom før noen formell utredning av konsekvenser, muligheter eller avbøtende tiltak var gjennomført. Dette viser hvorfor lokal politisk vilje er en absolutt forutsetning – og at terskelen for dette kan være høy.

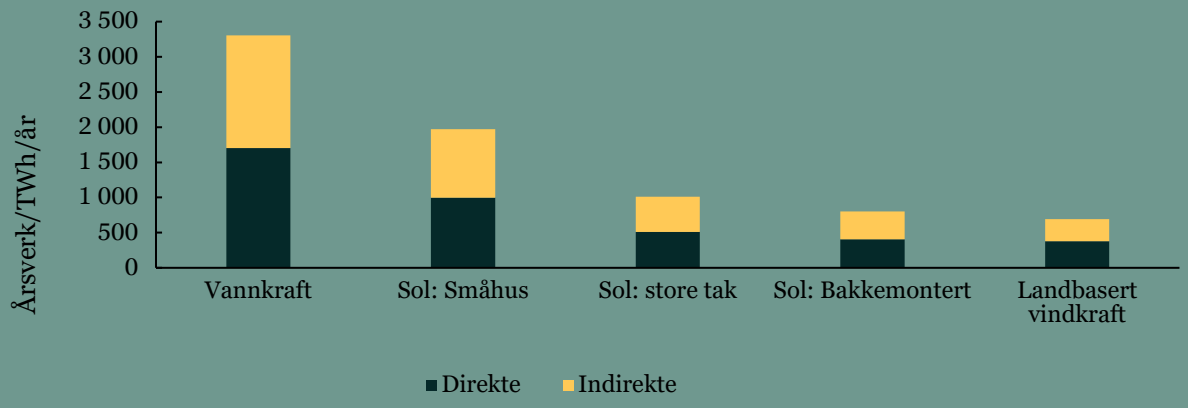
Lokale ringvirkninger av kraftproduksjon

Både utbygging og drift av kraftproduksjon utløser ringvirkninger på sysselsetting og verdiskaping. Effektene varierer mellom teknologier og mellom utbyggings- og driftsfasen. Investeringer og drift etterspør varer og tjenester fra leverandører som igjen kjøper fra sine underleverandører – samlet kalt ringvirkningseffekter, der forholdet mellom direkte og indirekte effekter typisk ligger rundt 1:1.

Utbyggingsfasen: vannkraft har størst ringvirkninger

Vannkraft gir de største utbyggingseffektene: 1 TWh ny årlig produksjonskapasitet understøtter om lag 3 300 årsverk i Norge, drevet av høye investeringer og en stor andel norske, spesialiserte leverandører. Solkraft ligger i mellomsjiktet, men med betydelig importandel via solcellemoduler. Vindkraft har de laveste utbyggingseffektene (rundt 700 årsverk per TWh), fordi turbiner, tårn og nettinfrastruktur står for om lag 70 prosent av investeringskostnaden og i hovedsak importeres, se figuren under.

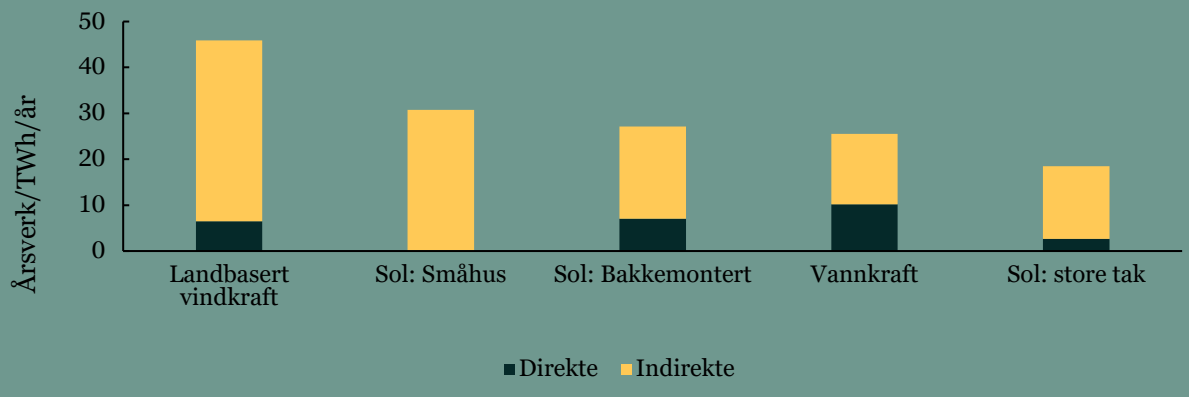
Figur 4-4: Nasjonale ringvirkninger av utbyggingen av kraftproduksjon. Kilde: Menon Economics



Driftsfasen: vindkraft gir størst varige effekter

I driftsfasen avtar de store investeringseffektene, men effektene er til gjengjeld varige. Vindkraft gir nå de største effektene med rundt 45 årsverk per TWh, drevet av relativt høye vedlikeholdskostnader. De øvrige teknologiene ligger mellom 15 (sol på store tak) og 30 (sol på småhus) årsverk per TWh. For vannkraft dominerer fast bemanning, mens leverandørkjeden bidrar mindre, se figuren under.

Figur 4-5: Nasjonale ringvirkninger ved drift av ulike teknologier (årsverk per TWh årlig produksjon). Kilde: Menon Economics



Referanseprosjekt: Odal vindkraftverk



Figur 4-5: Odal vindkraftverk. *Kilde: energiwatch.no*

Odal vindkraftverk ligger i Nord-Odal kommune på grensen mellom Innlandet og Akershus fylke. Anlegget eies av Akershus Energi Vind (33,4 prosent), Cloudberry (33,4 prosent) og KLP (33,2 prosent).[23] Konsesjon ble gitt av NVE i 2014 og idriftsatt september 2022.[24]

Anlegget består av **34 turbiner** med en totalhøyde på 217 meter (opp til bladet) og en effekt på 4,8 MW per turbin. **Samlet installert effekt er 160 MW, og anlegget produserer om lag 530 GWh årlig** – nok til å forsyne 33 000 husstander med fornybar strøm. [25]

Det er totalt **34 kilometer med vei** i vindkraftverket, hvorav 23 kilometer er oppgraderte eksisterende skogsbilveier og 11 kilometer er nye veier[26]. **Området brukes til skogsdrift og friluftsliv**. Ifølge NVE er et typisk planområde for vindkraft på rundt 100 dekar per MW, og rundt 95–97 prosent av planområdet blir ikke direkte berørt av fysiske inngrep.[27]

Hensyn til gammelskog, skogsfugl og rovfugl var sentralt under utviklingen. Program for før- og etterundersøkelser ble utarbeidet i samråd med og godkjent av NVE og Fylkesmannen i Hedmark. Anlegget har en tredjepartsverifisert EPD som dokumenterer klima- og miljøprestasjonene gjennom hele livsløpet.

Utbyggingen understøttet 447 årsverk i Norge, hvorav 71 lokalt og 132 regionalt. Driftsfasen sikrer vertskommunen om lag 30 millioner kroner årlig i eiendomsskatt, produksjonsavgift og grunnleie, samlet rundt 250 millioner kroner over anleggets levetid. I tillegg sysselsetter anlegget nærmere 10 personer lokalt.

Odal viser at landbasert vindkraft i skogsterreng på Østlandet er gjennomførbart – teknisk, finansielt og regulatorisk. Prosjektet er geografisk og topografisk sammenlignbart med aktuelle områder i Akershus, og eies allerede delvis av et Akershus-selskap. Kombinasjonen av skogsdrift og vindkraftproduksjon på samme areal er dokumentert mulig.

---

[23] Odal Vind. (u.å.). "Fakta om vindkraftverket". Tilgjengelig her
[24] NVE. (2023). "Odal vindkraftverk". Tilgjengelig her
[25] Odal Vind. (u.å.). "Fakta om vindkraftverket". Tilgjengelig her
[26] https://odalvind.no/fakta-om-vindkraftverket/
[27] Energidepartementet. (2019). «Vindkraft på land. Endringer i konsesjonsbehandlingen.». Tilgjengelig her

4.5 Solkraft

4.5.1 Energiløsningens relevans og rolle

Solkraft er en moden og raskt utbyggbar teknologi som kan bidra til økt lokal kraftproduksjon i Akershus. Teknologien kan realiseres i flere former: storskala solkraftverk, solkraft på grå arealer og solkraft på tak, med ulike arealmessige, tekniske og økonomiske forutsetninger. Produksjonen er sesongavhengig og konsentrert til vår, sommer og høst, og er ikke regulerbar uten bruk av lagringsløsninger som batterier. Felles for løsningene er at de kan bidra til økt energitilgang med relativt korte ledetider sammenlignet med andre former for fornybar kraftproduksjon.

Storskala solkraftverk etableres på bakken og kan gi betydelige produksjonsvolumer, men er ofte forbundet med arealkonflikter, særlig der de berører jordbruksarealer eller naturpregede områder. Slike anlegg er derfor avhengige av gode arealavklaringer, lokal aksept og gunstige nettilknytningsforhold for å være realiserbare i Akershus.

Solkraft på grå arealer er bakkemonterte solkraftverk plassert på allerede nedbygde og teknisk påvirkede flater som parkeringsarealer, arealer langs vei og jernbane, tidligere masseuttak, industriområder, lufthavnområder og deponi. Disse vil typisk være av en mindre skala enn andre «bakkemonterte solkraftverk». Ved å utnytte slike arealer til solkraftproduksjon unngår man ytterligere nedbygging av natur, noe som gjør dem attraktive i et areal- og konfliktperspektiv. Realisering er likevel ofte krevende i praksis: mange grå arealer er små og fragmenterte, ikke reelt tilgjengelige på grunn av grunneierforhold eller planstatus, eller har høy alternativ bruksverdi. Arealer langs vei og jernbane er underlagt strenge sikkerhetskrav som begrenser tilgjengelig areal og utforming, og avstanden til nettilknytningspunkter er gjerne lang – noe som gir høye tilknytningskostnader og svekket lønnsomhet. Aktører i bransjen peker på at flate, bearbeidede arealer er å foretrekke, og at gode grå arealer som gir god prosjektøkonomi, er vanskelige å finne, og at takflater derfor i mange tilfeller er de best egnede arealene.

Solkraft på tak utnytter eksisterende bygningsmasse, og har dermed minimalt med konfliktpotensial og ingen naturpåvirkning.

Tekstboks 4-4: Datagrunnlag og grenseflate mot Hafslunds utredning

Det tekniske potensialet for **storskala (bakkemontert) solkraft** er svært stort i Akershus. Alle ubebygde, flate arealer kan i teorien utnyttes til solenergi, men de fleste har en høy alternativverdi og en betydelig kostnad for å bearbeides til bakkemontert solkraft. Det ville derfor kreve en mer inngående analyse av tilgjengelige arealer for å tallfeste dette potensialet og realismen i disse. Storskala solkraft har også en lang tidshorisont for realisering. For å tallfeste et realistisk potensial, er det tatt utgangspunkt i prosjekter som er i nett-tilknytnings-kø hos Statnett. Denne listen gir et bilde av hvor disse kan være og hvilke anlegg som kan realiseres i løpet av de neste 5-10 årene. Men det tekniske potensialet er i praksis langt større.

Tallgrunnlaget for potensialet for **solkraft på grå arealer og tak** i Akershus er hentet fra **Hafslund Rådgivnings regionale solscreening for Akershus** og Vestfold. Denne analysen bygger på geografiske analyser, tekniske forutsetninger og forenklede kostnads- og lønnsomhetsvurderinger. Potensialtallene representerer et teknisk og teoretisk utgangspunkt, og gir ikke nødvendigvis uttrykk for hvor mye solkraft som er realiserbart på kort sikt. Videre vurdering av solkraft i Akershus må derfor ta hensyn til lokale forhold, nettkapasitet, planstatus og samspill med øvrige areal- og energitiltak.

I det påfølgende redegjør vi for hver av de tre kategoriene. Både potensial og barrierer varierer på tvers av teknologiene. Dette er viktig å hensynta når man skal utarbeide eventuelle energipolitiske tiltak på kommunalt, fylkeskommunalt og/eller nasjonalt nivå.

4.5.2 Storskala solkraft på Hadeland

Tabell 4-5: Status og potensial for solkraft på Hadeland

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial*	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Storskala solkraft	Strømproduksjon	Begrenset teknisk potensial. Ingen prosjekter i kø	Store arealer kreves	5–10 år	Lokal og kommunal motstand, nettsituasjon, lønnsomhet	Begrenset potensial

Dagens status og uforløst potensial

Hadeland-regionen er kjennetegnet av et variert og til dels kupert landskap med skogkledde åser, daler og spredte jordbruksarealer. Solressursene er noe lavere enn i de flatere delene av Akershus; typisk ligger produksjonen på 950–1 050 kWh per installert kWp per år, avhengig av hellingsgrad og eksponering. Det kuperte terrenget begrenser tilgangen på sammenhengende, sørvendte flater som egner seg for storskala bakkemontert solkraft.

Det er per i dag ingen kjente ferdigstilte storskalaprosjekter for bakkemontert sol i regionen, ingen prosjekter i nettkø, og det foreligger ingen konsesjonssøkte anlegg. Dette reflekterer trolig en kombinasjon av begrenset egnet areal, nettkapasitet og investeringsinteresse i regionen så langt.

Økonomi og gjennomførbarhet

Realisering av solkraftpotensial på Hadeland er mer krevende enn i de flatere regionene i Akershus, og avhenger i særlig grad av arealtilgang, terrengforhold og nettilknytning. Det kuperte landskapet i Lunner og Jevnaker gir få sammenhengende flater med gunstig eksponering, mens Gran har noe mer jordbruksareal i dalbunnen som prinsipielt sett kan egne seg. Likevel er også disse arealene ofte spredte og mindre enn det som kreves for kostnadseffektive storskalaanlegg.

Kostnadene for bakkemontert solkraft har falt de siste årene som følge av prisreduksjon, forbedret teknologi og økt erfaring med slike anlegg. På Hadeland vil imidlertid terrengtilpasning, spredt bebyggelse og lengre nettilknytning kunne øke prosjektkostnadene sammenlignet med flatere og mer sentralt beliggende områder. Marginal lønnsomhet, som allerede er en utfordring for mindre norske solkraftprosjekter generelt, vil dermed være en ytterligere barriere her. Investeringsviljen begrenses videre av usikkerhet knyttet til fremskriving av spotpris og lavere forventet avkastning sammenlignet med prosjekter i mer attraktive områder.

Løsninger som kombinerer solkraft og landbruk kan være aktuelle på egnede gårdsbruk i Gran, men er foreløpig mer kostnadskrevende enn konvensjonelle anlegg. Takmonterte anlegg på næringsbygg og landbruksbygg kan være et mer realistisk bidrag til lokal fornybar energiproduksjon i regionen enn storskala bakkemontert sol.

For å utløse det begrensede potensialet som finnes, bør kommunene på Hadeland identifisere og synliggjøre egnede arealer i arealplanene, slik at utbyggere har et forutsigbart grunnlag å vurdere prosjekter ut fra.

4.5.3 Sol på grå arealer på Hadeland

Tabell 4-6: Status og potensial for sol på grå arealer på Hadeland4

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Sol på grå arealer	Strømproduksjon	30 GWh	Lite naturinngrep	5–10 år	Lønnsomhet	Begrenset potensial med god lønnsomhet

Dagens status og uforløst potensial

Basert på Hafslund Rådgivnings solscreening er det tekniske potensialet for sol på grå arealer på Hadeland (Jevnaker og Lunner) anslått til om lag 37 MWp, tilsvarende rundt 0,03 TWh per år. Potensialet er et brutto teknisk potensial og er ikke korrigert for eksisterende utbygging eller lokale planmessige begrensninger. De fleste arealene er langs infrastruktur og parkeringsplasser.

Økonomi og gjennomførbarhet

Potensialet på Hadeland er mindre og mer spredt enn i de øvrige regionene, noe som gir svakere stordriftsfordeler. Mange av arealene er relativt små eller fragmenterte, som gir høyere kostnader per produsert kWh.

Selv om en andel av potensialet kan ha relativt lave kostnader (om lag 35 prosent under 1 kr/kWh), vil dette i praksis måtte reduseres ytterligere for å identifisere lønnsomme prosjekter. Gjennomførbarheten er derfor begrenset uten samordning eller målrettede virkemidler.

4.5.4 Sol på tak på Hadeland

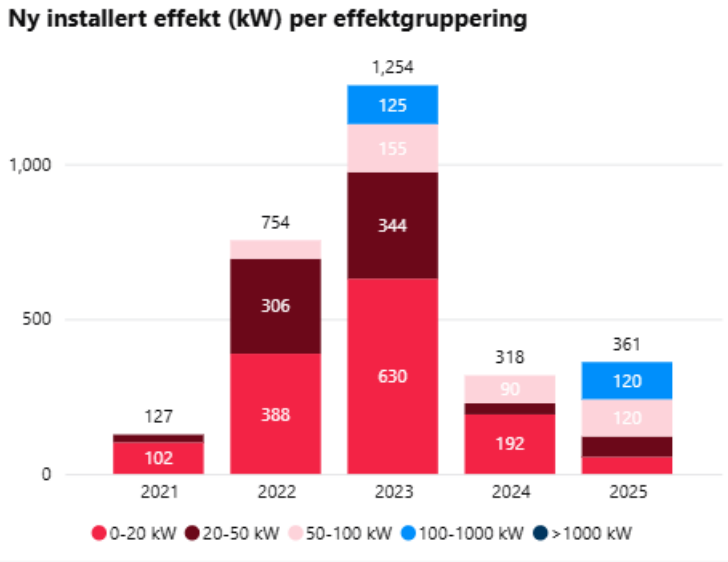
Tabell 4-7: Status og potensial for sol på tak på Hadeland

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/ natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Sol på tak	Strømproduksjon	120 GWh (Gran ikke inkl.)	Nei	1-15 år	Lønnsomhet	Betydelig potensiale som kan forløses

Dagens status og uforløst potensial

Basert på Hafslund Rådgivnings screening av solkraft på gråareal og tak er det tekniske potensialet for takmontert sol på Hadeland (Jevnaker og Lunner) anslått til om lag 138 MWp, som tilsvarer rundt 120 GWh per år. Inkludert Gran vil potensialet være enda høyere, men dette er ikke tallfestet.

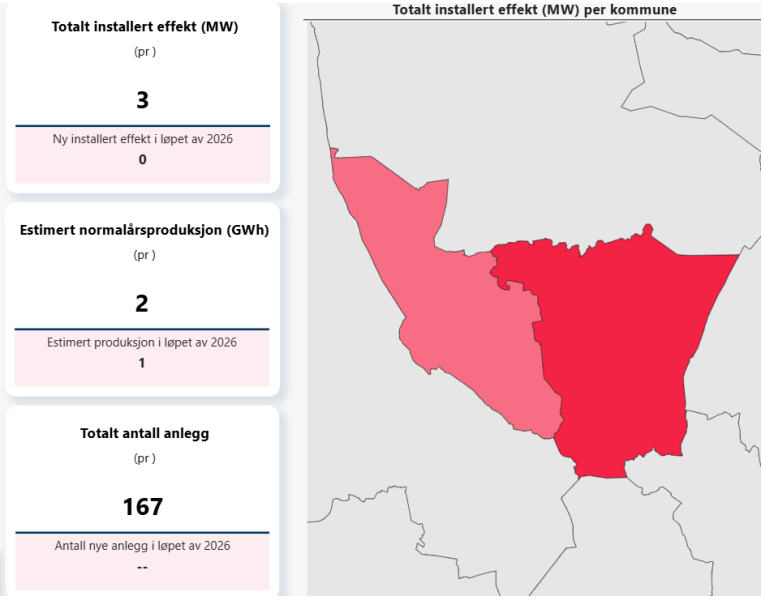
Figur 4-6: Antall nye anlegg per effektgruppering på Hadeland. *Kilde: NVE* 4



Rundt 25 prosent av det samlede potensialet for tak (for hele Akershus samlet) vurderes å ha en LCOE på under 1 kr/kWh ifølge Hafslund Rådgivnings analyse, og kan dermed være aktuelt for utbygging på relativt kort sikt, særlig på industri, næring og offentlige bygg. Men med dagens rammebetingelser kan det teknisk økonomiske potensialet være enda lavere. Potensialet er et brutto teknisk potensial og er ikke korrigert for eksisterende utbygging eller lokale planmessige begrensninger. Det vil si at mange av de gode, flate takene allerede kan være utbygd.

Økonomi og gjennomførbarhet

Det er per i dag lite som tilsier at det tekniske potensialet skal realiseres gitt dagens politikk. Markedet preges av høy rente og betydelig regulatorisk usikkerhet. Prisen på solcellemoduler har de siste årene falt betydelig, men endringer i Enova-ordninger, usikkerhet knyttet til fremtidige støtte- og prisregimer (blant annet Norgespris), samt uklare regler for deling av strøm i bygg og borettslag, gjør at både husholdninger og næringsaktører utsetter eller avstår fra investeringer.



Ny installert solcellekapasitet ble nær halvert i 2024 sammenlignet med 2023, og i 2025 ble det installert 25 prosent mindre enn i 2024 på landsbasis[28]. Installasjonstakten er derfor dalende (unntaket er Akershus som hadde høyere installert effekt i 2025 sammenlignet med 2024, men det er fortsatt lavere enn i 2023).

For næringsbygg forsterkes dette av forventninger om politiske endringer og opplevelsen av at nettselskapenes praksis og rammevilkår hemmer investeringer. Samlet innebærer dette at selv prosjekter som er teknisk gode, ofte ikke fremstår som tilstrekkelig lønnsomme eller forutsigbare til å bli realisert i dagens marked, selv om prisen på et solcelleanlegg aldri har vært lavere.

[28] https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraftanlegg-i-norge/

4.6 Biogass

4.6.1 Energiløsningens relevans og rolle

Biogass kan spille en viktig rolle i utviklingen av et mer bærekraftig og robust energisystem i Akershus. Som energibærer kan biogass særlig bidra til avkarbonisering av transportsektoren, spesielt der elektrifisering er teknisk krevende eller gir betydelige belastninger på kraftnettet, som innen tungtransport og spesialkjøretøy. Ved å utnytte lokale bioressurser som matavfall, husdyrgjødsel og avløpsslam bidrar biogass til reduserte klimagassutslipp, sirkulær ressursbruk og lokal verdiskaping. Biogass kan avlaste strømnettet ved å tilby et fornybart drivstoffalternativ for tungtransport og spesialkjøretøy der elektrifisering enten er teknisk krevende eller vil kreve kostbar nettutbygging.

Dette kapitlet er utformet likt for alle kommuneregionene i Akershus, ettersom de tekno-økonomisk hensiktsmessige løsningene for biogass i stor grad går på tvers av kommune- og regionsgrenser.

4.6.2 Dagens status og uforløst potensial

Tabell 4-8: Status og potensial for biogass på Hadeland

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Biogass	Avlaster strømnettet	17 GWh/år (drivstoff)	Nei	Innen 2040	Lønnsomhet	Avhenger av regional strategi for utfasing av fossilt drivstoff

Basert på analyser fra Biogass Oslofjord er det teoretiske biogasspotensialet i Akershus anslått til om lag 380 GWh per år. Når det tas hensyn til realistisk utnyttelsesgrad, logistikk og markedsforhold, er et realistisk produksjonsnivå for fylket som helhet beregnet til rundt 200 GWh. Det realistiske biogasspotensialet på rundt 200 GWh er begrenset sammenlignet med dagens fossile oljeforbruk i transportsektoren i fylket, som er anslått til om lag 4 600 GWh. På fylkesnivå tilsvarer dette et dekningspotensial på rundt 5 prosent. For Hadeland er det realistiske potensialet beregnet til om lag 17 GWh, som utgjør rundt 6 prosent av transportsektorens oljeforbruk i regionen på 262 GWh.

Råstoffgrunnlaget på Hadeland er dominert av landbruksbaserte ressurser — husdyrgjødsel (18 GWh) og halm (13 GWh) utgjør til sammen 82 prosent av det teoretiske potensialet, noe som gjenspeiler Hadelands sterke landbruksprofil. Matavfall bidrar med beskjedne 5 GWh. Det totale teoretiske potensialet er 38 GWh. I beregningen av realistisk potensial er det blant annet lagt til grunn at rundt 70 prosent av matavfall fra næring kan samles inn, 30 prosent av halmressursene kan utnyttes, 40 prosent av potensialet i husdyrgjødsel kan realiseres, og at avløpsslam utnyttes fullt ut.

Det begrensede matavfalls- og avløpsslam-potensialet gjenspeiler Hadelands lave befolkningstetthet sammenlignet med øvrige regioner i Akershus. Den landbruksbaserte råstoffbasen gjør at realisering i stor grad avhenger av bøndenes vilje og økonomi, samt logistikk for innsamling av gjødsel og halm på tvers av kommunene.

Teknologier som biometanering og termokjemisk gassifisering kan på sikt øke produksjonen betydelig, men er ikke kommersielt tilgjengelige i Norge i dag og er derfor ikke inkludert i estimatene. Det kan også være aktuelt å supplere det regionale råstoffgrunnlaget med organisk materiale fra andre deler av landet på lengre sikt.

Tabell 4-9: Teoretisk vs. realistisk anslag for biogassproduksjon i Akershus fylke

Potensial (GWh)	Husdyr-gjødsel	Mat-avfall	Halm	Avløps-slam	Sum teoretisk	Sum realistisk	Olje-forbruk transport	Realistisk potensial
Asker og Bærum	3	40	7	13	62	44	871	5 %
Follo	6	26	30	9	71	38	870	4 %
Gardermo-regionen	21	21	62	7	110	48	1 700	3 %
Hadeland	18	5	13	2	38	17	262	6 %
Nedre Romerike	11	35	44	12	102	54	886	6 %
Sum	58	127	156	43	384	202	4 589	4 %

4.6.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Utviklingen av biogass i Akershus er i stor grad avhengig av offentlige rammebetingelser og politiske prioriteringer. Selv med godt råstoffgrunnlag er få prosjekter kommersielt lønnsomme uten offentlig involvering. De mest robuste prosjektene har til nå vært knyttet til sikre inntekter fra mottak av matavfall og avløpsslam, ofte med offentlige eiere eller kontrakter.

Etablering av nye biogassanlegg er komplekst og tar ofte 8–10 år fra idé til drift, blant annet på grunn av behov for samarbeid på tvers av kommuner og avklaringer knyttet til lokalisering, logistikk og biorest. Dagens virkemidler reduserer i hovedsak investerings- og produksjonsrisiko, men støtter i liten grad tidligfase prosjektutvikling og verdikjeden for biogjødsel. Husdyrgjødsel representerer et betydelig potensial, men mangler økonomiske insentiver for leverandørene.

Etterspørselen etter biogass er i dag konsentrert til kollektivtransport, avfallslogistikk og deler av tungtransporten, og er sterkt påvirket av offentlige anskaffelser og klimakrav. Samtidig kan endrede strategier hos sentrale aktører, som ønske om færre drivlinjer i kollektivtrafikken, redusere etterspørselen i viktige markeder.

Videre utvikling av biogass i Akershus forutsetter derfor aktiv offentlig involvering. Fylkeskommunen kan bidra som koordinator og tilrettelegger, mens kommunene har en sentral rolle som eiere av avfallsressurser. Tydelige strategiske valg om offentlige roller, virkemidler og prioriterte bruksområder vil være avgjørende for å realisere biogassens potensial på Hadeland.

4.7 Kjernekraft

4.7.1 Energiløsningens relevans og rolle

Kjernekraft er en moden energiteknologi internasjonalt og kan levere store mengder stabil, utslippsfri kraft med høy kapasitetsfaktor. Et kjernekraftverk har gode systemegenskaper og kan bidra til forsyningssikkerhet og stabil kraftproduksjon i et kraftsystem.

I en norsk kontekst vurderes kjernekraft først og fremst som et nasjonalt anliggende, som betyr at man på et nasjonalt nivå må vurdere hvilken rolle kjernekraft skal ha i den norske energimiksen i årene fremover. Dette gjelder både regulering, finansiering, sikkerhet, beredskap og lokalisering. For kommuner og fylker er relevansen derfor primært knyttet til hvordan kjernekraft eventuelt kan inngå i det langsiktige nasjonale kraftsystemet, og i hvilken grad det kan påvirke behovet for annen kraftutbygging. I denne energiutredningen vurderes kjernekraft på samme måte som øvrige energiteknologier, med utgangspunkt i realistisk potensial for realisering under dagens rammebetingelser frem mot 2040.

4.7.2 Dagens status og uforløst potensial

Tabell 4-10: Status og potensial for kjernekraft på Hadeland

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tidshorisont	Barrierer	Samlet vurdering
Kjernekraft	Stor strøm-produksjon	350 – 2 000 GWh/år per SMR	Lite direkte inngrep Behandling av avfall må løses	2040–2050	Modenhet og lønnsomhet	Vurdert som lite realistisk frem mot 2040.

Norge har i dag ingen kjernekraftproduksjon, og har heller ikke et helhetlig rammeverk for kommersiell kjernekraft. Kjernekraftutvalget har i NOU 2026:4 gjennomgått de teknologiske, økonomiske, juridiske og samfunnsmessige forutsetningene for eventuell innføring av kjernekraft i Norge. Multiconsult og Amentum har på oppdrag for kjernekraftutvalget vurdert status for tilgjengelige reaktorteknologier. Rapporten viser til at **store reaktorer** (over 1 GW) er moden, kommersielt tilgjengelig teknologi og ryggraden i global kjernekraftproduksjon. Ett slikt kraftverk produserer om lag 7 TWh per år. Utfordringen er at disse er svært kostbare og er i alle kjente tilfeller i Vest-Europa subsidiert eller risikoavlastet med statlig støtte.

Små modulære reaktorer (SMR) er det som diskuteres for norske forhold. En SMR kan ha effekt på 50–300 MW og produsere 350 GWh til 2 TWh per år – en størrelse som er lettere å integrere i kraftnettet og som kan plasseres nær industri med behov for både strøm og varme. Grunnteknologien er kjent, men det kommersielle konseptet (der reaktormoduler masseproduseres i fabrikk og monteres på stedet) finnes foreløpig kun på tegnebrettet. I dag er det kun to SMR-er i operativ drift globalt (i Russland og Kina). Det mest modne vestlige prosjektet er i Darlington i Canada, der forberedende grunnarbeid nettopp er påbegynt etter over 20 års planlegging – og der første reaktor tidligst ventes i drift i 2030. Kostnad for utbygging av SMR ligger i dag på samme nivå som GW-reaktorer. Det er først når SMR masseproduseres at man forventer en kostnadsreduksjon. Multiconsult og Amentum vurderer at enkelte leverandører kan påbegynne begrenset serieproduksjon i 2030-årene, men at reell moden serieproduksjon av SMR tidligst vil være en realitet rundt 2040. Utredningen NOU 2026:4 konkluderer videre med at:

- Kjernekraft teknisk sett kan etableres i Norge, både som storskala kjernekraftverk og som små modulære reaktorer (SMR)
- Kjernekraftutvalget vurderer at kjernekraft tidligst kan bidra til kraftproduksjon fra midten av **2040-tallet.** Amentum og Multiconsult mener de første kjernekraftreaktorene kan tilknyttes nettet innen 2040, men at dette er et tidlig, teoretisk mulig tidspunkt for nettilknytning gitt rask politisk avklaring, oppbygging av regulatoriske rammer og bruk av erfaring og lisensiering fra andre land.
- Norge mangler i dag nødvendig regelverk, institusjoner, kompetanse og løsninger for avfallshåndtering
- Etablering av kjernekraftverk i Norge krever samtykke fra Stortinget

Energidepartementet ber om høringsinstansenes syn på utvalgets vurderinger og forslag innen 8. oktober 2026.

4.7.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Kjernekraftutvalget har gjennomført omfattende bedrifts- og samfunnsøkonomiske analyser av kjernekraft i norsk kraftsystem. Disse analysene viser at kjernekraft i dagens markedssituasjon har høye investeringskostnader, er kapitalkrevende med lang byggetid og høy finansiell risiko og ikke er konkurransedyktig mot alternative energitiltak i Norge.

Utbygging av SMR er i dag mer kostbart per produsert energienhet enn store reaktorer, nettopp fordi serieproduksjonens kostnadsfordeler ennå ikke er realisert. For at kjernekraft skal oppnå positiv bedriftsøkonomisk lønnsomhet i Norge, indikerer utvalgets beregninger at enten kraftprisene må bli vesentlig høyere enn forventet markedsnivå over flere tiår, eller at investeringskostnadene må reduseres med om lag 70–80 prosent sammenlignet med dagens nivå. I tillegg forutsetter kjernekraft betydelig statlig involvering, blant annet knyttet til risikoavlastning og finansiering, atomsikkerhet og beredskap samt dekommisjonering og langtidslagring av radioaktivt avfall.

Utvalget påpeker også at forventning om fremtidig kjernekraft kan virke investeringsdempende på annen kraftutbygging, og dermed bidra til økt usikkerhet i kraftmarkedet i mellomperioden.

Som nevnt over mener Amentum og Multiconsult at de første kjernekraftreaktorene kan tilknyttes nettet innen 2040, men at dette er et tidlig, teoretisk mulig tidspunkt for nettilknytning gitt rask politisk avklaring, oppbygging av regulatoriske rammer og bruk av erfaring og lisensiering fra andre land. Det tar tid før industrien går fra prototyper og tidlige pilotprosjekter til utrulling av mer standardiserte løsninger. Multiconsult og Amentum vurderer det som realistisk å redusere risiko ved å vente med tilknytning til etter 2040. Dette vil gi mulighet til å dra nytte av global kostnadslæring og standardiserte design, benytte utprøvde finansierings- og leveransemodeller.

4.8 Oppsummering: Teknisk potensial kontra dagens investeringstrender

Dette kapitlet har vurdert hvilke energiteknologier som samlet sett er mest relevante for Hadeland, og hvilke barrierer som i dag begrenser faktisk realisering. Tabellen under oppsummerer nøkkelresultater for de mest aktuelle løsningene, herunder type bidrag, teknisk potensial, inngrep i areal og natur, forventet tidshorisont for realisering og sentrale barrierer. For teknologier vurdert som grønne og gule er det samlede tekniske potensialet anslått til om lag 3,1 TWh. Som vist innledningsvis i rapporten overstiger dette med god margin både dagens kraftbalanse og det fremskrevne kraftbehovet i 2040.

Resultatene viser at energieffektivisering og fjernvarme/termiske løsninger har et betydelig potensial for å avlaste strømnettet både i energi og effekt, uten inngrep i natur eller arealer. Samtidig preges realiseringen av svake insentiver, manglende verdsetting av systemnytte og utfordringer knyttet til lønnsomhet. Sol på tak har et betydelig potensial i Hadeland, og det er uten å regne med Gran. Utviklingen er derimot sårbar for endringer i kraftpris, nettkapasitet og støtteregimer. Sol i storskala og på grå arealer har et mindre teknisk potensial, og den lave aktiviteten i markedet peker på at det ikke finnes mange egnede områder for storskala solkraft med dagens forutsetninger. Vindkraft har et stort teknisk potensial, men møter sterk lokal og kommunal motstand og har lang ledetid, noe som gir lav realisme på kort og mellomlang sikt. Biogass kan gi et begrenset, men målrettet bidrag til å redusere elektrisitetsbehov knyttet til tungtransport, men realisering forutsetter tydelige regionale strategier og stabile rammebetingelser.

Det er med andre ord et betydelig gap mellom det identifiserte potensialet og dagens utviklingstrend. Dersom utviklingen fortsetter som før og ingen nye virkemidler trer i kraft, vil lokale energiløsninger trolig ikke bidra med mer enn om lag 0,1 TWh frem mot 2040. Med de rette tiltakene kan dette bli betydelig høyere, men et sentralt poeng i våre analyser er at potensialet ikke realiseres av seg selv. Selv for de mest modne og samfunnsøkonomisk attraktive løsningene kreves det målrettet og koordinert innsats for å redusere barrierer og øke gjennomføringstakten. Lykkes man derimot med å adressere de kommersielle barrierene, er potensialet betydelig. Dersom ytterligere 20 prosent av det tekniske potensialet innen energieffektivisering, solenergi, fjernvarme og vindkraft realiseres, kan dette gi en betydelig reduksjon i regionens kraftunderskudd, se tabellen under.

Tabell 4-11: Oppsummering av nøkkelresultater fra de mest aktuelle energiløsningene på Hadeland

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Enøk	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	26 GWh/år 14 MW	Nei	1–25 år	Mange mindre barrierer, men stor påvirkning	Sentral rolle
Fjernvarme / termiske løsninger	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	100 GWh/år 40 MW	Nei	1–15 år	Lønnsomhet og ramme-betingelser	Betydelig potensial om barrierene blir løst
Vannkraft	Regulerbar strømproduksjon	100 GWh/år	Endring i vannføring påvirker natur og vassdrag	3–5 år	Miljøhensyn	Potensial fra Randselva kraftverk
Vindkraft	Strøm-produksjon	2 800 GWh	Store plan-arealer	7–15 år	Lokal og kommunal motstand	Betydelig potensial om barrierene blir løst
Solenergi	Strømproduksjon	120 GWh/år	Ingen for tak. Store for bakkemontert	1–15 år	Lønnsomhet	Sol på tak har betydelig potensial

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Biogass	Avlaster strømnettet	17 GWh/år (drivstoff)	Nei	Innen 2040	Lønnsomhet	Avhenger av regional strategi for utfasing av fossilt drivstoff

4.9 Forbrukerfleksibilitet

Tabell 4-12: Status og potensial for fleksibilitet på Hadeland

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Forbruks-fleksibilitet	Avlaster strømnettet	Inntil 7 prosent av topplast	Nei	Innen 2040	Umodne markeder og uavklarte forretnings-modeller	Begrenset bidrag på kort sikt, mer relevant mot slutten av perioden

4.9.1 Energiløsningens relevans og rolle

Forbruksfleksibilitet handler om å flytte strømforbruk fra timer der nettet er tungt belastet til timer der lasten eller strømprisen er lavere, uten at det går ut over komforten eller verdiskapingen hos brukeren. I praksis dreier det seg om å utnytte fleksibilitet som allerede ligger i for eksempel varme- og kjølesystemer, varmtvannsberedere, ventilasjon og elbillading, samt i enkelte industriprosesser med termisk treghet eller lagringsmuligheter. Til forskjell fra ny kraftproduksjon eller energieffektivisering reduserer ikke forbruksfleksibilitet det totale energibehovet, men jevner ut når på døgnet kraften brukes. Det gir bedre utnyttelse av eksisterende nett, kan utløse tidligere tilknytning av ny næringsvirksomhet og redusere eller utsette behovet for nettinvesteringer.

Tekstboks 4-9: Batterier og andre lagringsløsninger

I kapitelet ser vi nærmere på potensialet til forbrukerfleksibilitet som kilde til avlastning av kraftnettet i Hadeland. Batterier og andre energilagringsløsninger er en annen relevant type fleksibilitet som kan avlaste kraftnettet, og interessen for dette har økt i bransjen i løpet av de siste årene. Per i dag benyttes batterier i hovedsak i balansemarkedene eller for å tilrettelegge for tilkobling av kraftproduksjon, for eksempel i kombinasjon med vindkraftverk. Batterier er per i dag lite brukt av nettselskaper til å avlaste nettet i kortvarige forbrukstopper («peak shaving»). Vi vurderer derfor at batterier og andre lagringsløsninger foreløpig har begrenset relevans for den regionale energiforsyningen i Hadeland. Det tekniske potensialet for er enorm, men effekten på nettilgang avhenger i all hovedsak av kostnadsoptimalisering og tilknytningsvilkår hos nettselskapene. På bakgrunn av dette avgrenses dette delkapittelet til å vurdere potensialet fra forbrukerfleksibilitet

Forbruksfleksibilitet har positive virkninger for flere aktører i kraftsystemet. For sluttbrukerne kommer den viktigste gevinsten i form av lavere strømregning, ved at forbruket flyttes til timer med

lavere spotpriser og at effekttariffen fra nettselskapet reduseres. På sikt, etter hvert som lokale fleksibilitetsmarkeder utvides og nasjonale balansemarkeder åpnes for mindre laster, vil sluttbrukerne også kunne hente ekstra inntekter ved å selge fleksibilitet inn i Statnetts balansemarkeder (FFR, FCR-D, mFRR). For kraftsystemet for øvrig ligger gevinsten i bedre utnyttelse av eksisterende nett, raskere tilknytning av ny næringsvirksomhet og reduserte eller utsatte nettinvesteringer.

For at potensialet skal realiseres må flere forutsetninger være på plass. Sluttbrukerne må investere i smart styring av laster som varmepumper, varmtvannsberedere, ventilasjonsanlegg og elbilladere. For å hente ut full verdi, særlig gjennom deltakelse i balansemarkedene, må brukerne også være villige til å overlate styringen av disse lastene til en ekstern aktør, typisk en aggregator eller energileverandør. Det forutsetter i tillegg kunnskap om hvordan markedene fungerer, noe som typisk ligger utenfor sluttbrukernes kjernekompetanse. Like viktig er at det finnes markeder som faktisk verdsetter og betaler for fleksibiliteten som tilbys. I dag er denne markedssiden bare delvis utviklet, særlig for mindre sluttbrukere.

4.9.2 Dagens status og uforløst potensial

Selv om teknologien i stor grad er tilgjengelig, er bruken av forbruksfleksibilitet hos sluttbrukere fortsatt svært begrenset på Hadeland, slik tilfellet er ellers i Norge. Markedene for fleksibilitet fra større industrikunder er relativt modne, men for mindre kunder er løsningene foreløpig i en utviklings- og testfase. De siste årenes demonstrasjonsprosjekter, inkludert det pågående Euroflex 2-prosjektet, har dokumentert reelle lastreduksjoner og energiflytting i både bygg og industri. Det finnes likevel ikke et fullt utviklet marked for fleksibilitet fra mindre laster, blant annet fordi dagens regulering i begrenset grad åpner for at de som har nytte av fleksibiliteten, og særlig nettselskapene, kan eller har insentiver til å betale for den. Resultatet er at en betydelig andel av den fleksible kapasiteten som finnes i regionens bygningsmasse og næringsvirksomhet, i dag står ubenyttet.

Som omtalt i kapitlet om nettstatus og effektbehov utgjør differansen mellom topplast og gjennomsnittsforbruk en øvre teknisk ramme for hva forbruksfleksibilitet i prinsippet kan bidra med. I praksis vil ikke alt forbruk kunne flyttes uten å påvirke komfort eller drift, og det realistiske potensialet er derfor lavere enn det teoretiske. For Hadeland er fleksibilitetspotensialet anslått til opp mot 7 prosent av topplasten, jf. omtale i kapittel om effektbehov.[29] Realiseres dette potensialet, vil det i praksis kunne dekke veksten i alminnelig forbruk frem mot om lag 2035 uten tilsvarende økning i nettkapasitet, og dermed gi et meningsfullt bidrag til kraft- og effektbalansen i regionen.

4.9.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Den viktigste barrieren for å realisere fleksibilitetspotensialet er ikke teknologi, men umodne markeder og uavklarte forretningsmodeller. For at sluttbrukere skal investere i styringssystemer og inngå avtaler med aggregatorer eller nettselskap, må verdien av fleksibilitet være tydelig og forutsigbar for sluttbrukere. I dag er det i hovedsak større industrielle aktører som har full tilgang til alle relevante markeder, mens gevinstene for de fleste sluttbrukere er begrenset til spotmarkedet og effekttariffer. Dette er imidlertid i endring. Statnett reduserer gradvis kravet til minste budstørrelse i reservemarkedene og åpner i økende grad for aggregering av mindre laster. Lokale fleksibilitetsmarkeder er også under utvikling, men full utrulling forutsetter regulatoriske avklaringer og endrede insentivstrukturer hos nettselskapene. I tillegg er kunnskapsnivået hos sluttbrukerne en barriere, ettersom fleksibilitet typisk ligger utenfor virksomhetenes kjernekompetanse.

[29] Individuelle laster kan reduseres med inntil 70 prosent i enkelte timer, men på aggregert nivå er potensialet lavere. Anslaget bygger på forskjellen mellom makslast og gjennomsnittslast i dagene med høyest forbruk i regionen.

På denne bakgrunnen vurderer vi forbruksfleksibilitet som mest aktuelt mot slutten av perioden frem mot 2040, etter hvert som markedene modnes, forretningsmodellene avklares og kompetansen i verdikjeden bygges opp. På kort sikt er bidraget fra fleksibilitet derfor begrenset, mens det lengre frem kan bli et viktig supplement til energieffektivisering, lokal produksjon og nettforsterkninger. For kommunene i regionen vil rollen primært være å støtte opp om utviklingen, blant annet gjennom å jobbe for at lokale nettselskap tar en aktiv rolle inn i nasjonale piloter, samt ved å selv gå inn på kundesiden for fleksibilitetsleveranser i egne bygg.

5 Veivalg og anbefalinger

Hadeland står overfor flere utfordringer knyttet til energisituasjonen i dag. Regionen har et betydelig kraftunderskudd, men skiller seg fra de øvrige delregionene ved at det verken finnes reservert kapasitet eller prosjekter i kø. Våre scenarioer viser imidlertid et potensial for en økning i kraftforbruk på opp mot 20 prosent som følge av klimaomstilling og en akselerert næringsutvikling. Selv om det finnes et potensial for lokal energiproduksjon som overstiger fremtidig kraftbehov i begge scenarioene vi har analysert, tilsier dagens utviklingstrend at bare en mindre del av dette realiseres. Med bakgrunn i dette står kommunene på Hadeland overfor to sentrale veivalg: 1) hvor ambisiøs satsingen på lokal energiproduksjon skal være, og 2) hvilke næringer kommunene ønsker å tiltrekke seg og til hvilke vilkår. Det første handler om å avklare om Hadeland skal forbli en importavhengig region, eller om kommunene aktivt skal legge til rette for økt lokal produksjon gjennom arealplanlegging, informasjonstiltak og eventuelt egne støtteordninger. Det andre handler om å være forberedt dersom ny næringsaktivitet med større kraftbehov skulle komme til.

I dette kapittelet oppsummerer vi de viktigste utviklingstrekkene vi har identifisert, og diskuterer hvilke veivalg kommunene på Hadeland står overfor med utgangspunkt i de foregående analysene. Til sist presenterer vi åtte konkrete anbefalinger til hvordan kommunene kan arbeide videre på energiområdet.

5.1.1 Utgangspunktet – en region med et vedvarende kraftunderskudd uten nye tiltak

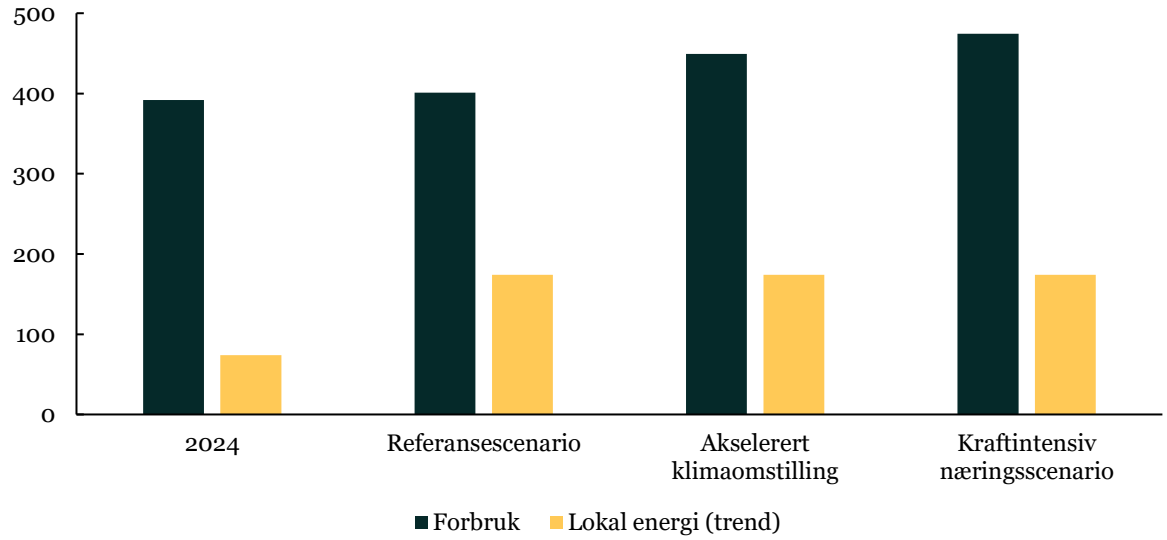
Hadeland er i et betydelig kraftunderskudd. Lokal produksjon dekker om lag 19 prosent av regionens strømforbruk, i all hovedsak gjennom vannkraft, og om lag 14 prosent av samlet energiforbruk. Et kraftunderskudd av denne størrelsen er ikke uvanlig for mindre regioner i Norge, men innebærer at forsyningssikkerheten er direkte avhengig av overføringskapasitet fra omkringliggende nett. Til forskjell fra de øvrige delregionene i Akershus har Hadeland i dag ingen sluttkunder med reservert kapasitet eller forespørsler i Statnetts kø, verken på forbruks- eller produksjonssiden. Presset på nettet er dermed lavere enn i de andre regionene, men dagens nett har likevel begrensninger som kan bli bindende ved større ny tilknytning.

Statnett planlegger betydelige nettforsterkninger som berører Hadeland, blant annet en ny 420 kV-ledning mellom Lillehammer og Oslo og en ny transformatorstasjon på Gran, med planlagt ferdigstillelse innen 2035. Disse tiltakene vil styrke forsyningen og åpne for ny tilknytning. Den videre forbruksveksten avhenger i hovedsak av klimaomstilling og vekst innen eksisterende industri og næringsvirksomhet. I et klimascenario i tråd med nasjonale klimamål øker kraftbehovet med om lag 50 GWh, til om lag 450 GWh i 2040, tilsvarende en vekst på om lag 15 prosent fra dagens nivå. En akselerert næringsutvikling øker kraftforbruket med ytterligere 6 prosent.

Kartleggingen av lokale energiløsninger viser et samlet teknisk potensial på over 3 TWh fordelt på vannkraft, energieffektivisering, fjernvarme og termiske løsninger, vindkraft, solkraft og biogass. De mest realistiske bidragene er vannkraft (om lag 100 GWh), sol på eksisterende takflater (120 GWh bare i Lunner og Jevnaker), energieffektivisering (om lag 40 GWh) og fjernvarme (om lag 100 GWh). Vindkraft har et betydelig større potensial, men lokal motstand har gjort det utfordrende å realisere prosjekter frem til i dag. Det samlede potensialet overstiger fremtidig kraftbehov i alle scenarioer. Som

dokumentert i forrige kapittel er det imidlertid et betydelig gap mellom teknisk potensial og dagens utviklingstrend. Med dagens rammebetingelser anslår vi at lokale energiløsninger samlet kan bidra med om lag 0,1–0,2 TWh frem mot 2040. Regionen vil derfor forbli et betydelig underskuddsområde uten nye energipolitiske tiltak fra både kommunene og fra nasjonalt hold. Dette er illustrert i figuren under.

Figur 5-1: Scenariobasert forbruksutvikling for strøm frem mot 2040, sett opp imot dagens utviklingstrend knyttet til investeringer i lokale energiløsninger[30].



5.1.2 To veivalg peker seg ut for kommunene på Hadeland

Beskrivelsen over peker mot to sentrale veivalg som kommunene står overfor, ett knyttet til produksjon og ett knyttet til kraftbehov.

Tilrettelegging for lokal produksjon: Det første veivalget knytter seg til hvilken rolle lokal energiproduksjon skal ha i regionen. Spørsmålet er relevant uavhengig av forbruksutviklingen, ettersom regionen allerede har et betydelig kraftunderskudd i dag. Skal Hadeland forbli en importavhengig region, eller bør kommunene legge til rette for økt lokal selvforsyning? Det er fullt mulig å leve med et vedvarende kraftunderskudd, slik regionen har gjort over lang tid. Det innebærer imidlertid avhengighet av eksterne aktører og sentralisert infrastruktur for energiforsyning. En slik situasjon begrenser regionens eierskap til den energien som kreves for å møte klimamål og for å tilrettelegge for mer næringsliv. Et vedvarende kraftunderskudd kombinert med full avhengighet av kraftoverføring gjør også regionen mer sårbar for feil, knapphet eller forsyningskriser oppstrøms i kraftnettet eller produksjonsanlegg.

Velges en mer offensiv linje, må kommunene ta stilling til hvor langt man er villig til å gå. Det finnes en rekke lavthengende frukter, særlig knyttet til informasjonstilgang om energieffektivisering og til arealplanlegging for fjernvarme i tett bygde strøk og sol på tak. For de fleste løsninger kreves det likevel sterkere økonomiske insentiver enn det dagens nasjonale virkemidler gir. Enkelte kommuner har valgt å supplere nasjonale ordninger med egne støttetiltak, men dette er kostbart og begrenser handlingsrommet på andre tjenesteområder. Påvirkning av nasjonale myndigheter er et alternativ,

[30] Tall for 2024 inkluderer kun kraftproduksjon og kraftforbruk, mens trend omfatter alle teknologier som kan bidra med å styrke kraftbalansen, enten gjennom produksjon eller redusert forbruk (utover referansebanen).

men denne typen tiltak har gjennomgående en lengre tidshorisont. Uavhengig av valgt tilnærming bør ambisjonsnivået være tydelig kommunisert og forankret hos kommunene.

Utvikling av fremtidig kraftbehov: Det andre veivalget handler om hvordan regionen stiller seg til en fremtidig økning i kraftbehovet. I dag er det svært begrenset press på nettet fra nye etableringer, men dette kan endre seg. Kommunene bør ta stilling til hvilke næringsetableringer de eventuelt ønsker å tiltrekke seg, og på hvilke vilkår, slik at de er forberedt dersom etterspørselen øker. Et vedvarende kraftunderskudd kombinert med avhengighet av overordnet nett innebærer en sårbarhet som forsterkes desto høyere fremtidig kraftbehov regionen står overfor.

5.1.3 Anbefalinger for det videre arbeidet

De to politiske veivalgene vil i stor grad være førende for det videre arbeidet i kommunene med energiforsyningen. På tvers av veivalgene har vi imidlertid identifisert åtte konkrete anbefalinger for det videre arbeidet med energiomstillingen på Hadeland. Anbefalingene er basert på kartlegging, intervjuer og analysearbeidet som er gjennomført i prosjektet.

Etabler et tydelig målbilde for energiforsyningen. Energi er ikke et mål i seg selv, men et virkemiddel som skal understøtte overordnede samfunnsmål som klimaomstilling, næringsutvikling, samt sikkerhet og beredskap. Hvordan energiforsyningen understøtter disse målene avhenger av de to veivalgene som er beskrevet over, både ambisjonsnivået for lokal produksjon og innretningen av strategien for næringsutvikling og -vilkår. Veivalgene bør operasjonaliseres gjennom et tydelig og forankret målbilde for energiforsyningen, integrert i kommunens øvrige strategiske planverk og operasjonalisert på tvers av sektorer som påvirker eller påvirkes av kraftbalansen, blant annet samferdsel, næring, klima og bygg og eiendom. Et felles målbilde gir også et bedre grunnlag for prioritering når ulike hensyn står mot hverandre. Som vi peker på i fylkesrapporten er det naturlig at fylkeskommunen har en sentral rolle i dette arbeidet, både i lys av sin koordineringsrolle, men også fordi de kan legge føringer for energiproduksjon gjennom regionale planer.

Sikre at infrastrukturutviklingen følger målbildet og hensyntar langsiktig usikkerhet. Utvikling av kraft- og varmeinfrastruktur har lange ledetider, krever store investeringer, og beslutninger som tas i dag legger føringer langt frem i tid. Samtidig er usikkerheten om fremtidig forbruk og produksjon stor, særlig knyttet til datasenter- og industriutvikling. Denne usikkerheten må håndteres i planleggingen med jevnlig oppdatering av forutsetningene som ligger til grunn for fremtidige investeringer. Kommunene bør sikre tett koordinering med nettselskap, fjernvarmeaktører og andre relevante energiaktører slik at infrastrukturutviklingen understøtter målbildet for energiforsyningen og kommunens øvrige planer for klima og næring. Dette omfatter å stille tydelige forventninger om at nettselskapene forankrer og involverer kommunale myndigheter i sine planprosesser, noe de også er lovpålagt å gjøre.

Spre informasjon om eksisterende virkemidler. Manglende kunnskap om støtteordninger fra Enova og om praktiske muligheter for energieffektivisering og lokal produksjon er en lavthengende frukt for kommunene. Etablerte støtteordninger finnes for både bolig- og næringsbygg, men terskelen for å sette seg inn i kriterier og søknadsprosesser er høy, og lønnsomme tiltak blir derfor ikke gjennomført. Innsatsen bør differensieres etter målgruppe. For husholdninger handler det særlig om uavhengige energiråd, leverandørlister og målrettede kampanjer mot eldre boligmasse. For små næringsaktører og gårdeiere er faste samarbeidsarenaer ofte mer effektivt enn generell informasjon. Kommunene i regionen bør samordne veiledningen seg imellom for å unngå dobbeltarbeid og bygge spesialisert kompetanse.

Utred konkrete støttemekanismer for sol, fjernvarme og energieffektivisering. Eksisterende virkemidler er ikke tilstrekkelige til å utløse det tekniske potensialet som foreligger innen

solkraft på tak, fjernvarme og energieffektivisering i private bygg og næringsbygg. Kommunene bør derfor utrede hvilke konkrete støttemekanismer som kan styrke realiseringen, både gjennom påvirkning av nasjonale myndigheter og Enova og gjennom egne lokale ordninger. Utredningen bør særlig vurdere synergier mellom virkemidler, slik at lokale ordninger utformes som supplement til de nasjonale og rettes mot de barrierene som er minst dekket i dag. Eksempler er kommunale lånegarantier eller toppfinansiering ved Enova-støttet enøk i borettslag, samordnede prosesser for solanlegg på tak i kombinasjon med rehabilitering, og felles innkjøpsordninger som kan redusere transaksjonskostnadene for små aktører. Et koordinert utredningsarbeid på tvers av kommunene i regionen vil gi et bedre beslutningsgrunnlag enn separate prosesser i hver kommune.

Utred potensialet for etablering av storskala eller småskala vindkraft. Vindkraft skiller seg fra de øvrige lokale energiløsningene ved å være den eneste teknologien med et stort produksjonspotensial som i dag kan bygges ut bedriftsøkonomisk lønnsomt uten offentlig støtte. Med et teknisk potensial på om lag 2 800 GWh, kan vindkraft i prinsippet dekke en vesentlig del av regionens kraftunderskudd på egen hånd. Det har tidligere vært sterk motstand mot vindkraft på Hadeland, og utfordrende å realisere nye prosjekter. Vi anbefaler imidlertid at kommunene utreder potensialet nærmere, med særlig vekt på å kartlegge dagens oppfatning på kommunalt og lokalt nivå, og på å avklare hvorvidt, og eventuelt hvor, det er mulig å sikre tilstrekkelig lokal forankring for en utbygging.

Sett krav om spillvarme ved nyetablering. Datasentre og annen energiintensiv industri har et betydelig spillvarmepotensial som i dag i liten grad utnyttes. Kommunene bør sette krav om at nyetableringer tilrettelegger for utnyttelse av spillvarme, og selv bidra til at varmen faktisk kobles til fjernvarmenett eller annen næringsaktivitet. Denne typen samarbeid er allerede etablert flere steder i landet, inkludert lokalt i Akershus. Slike krav forutsetter koordinering med fjernvarmeaktørene allerede i tidlige faser av planprosessen og at det tilrettelegges for kommersiell utnyttelse av energien som tilgjengeliggjøres. For sistnevnte kan det være hensiktsmessig at man tenker strategisk om plassering, slik at energien tilgjengeliggjøres i områder som allerede har potensial for lokal utnyttelse.

Bruk rollen som planmyndighet aktivt og identifiser energiknutepunkt. Kommunene har som planmyndighet et viktig virkemiddel for å adressere arealrelaterte barrierer for fjernvarmeutbygging, solkraft og vindkraft. Et systematisk grep er å identifisere energiknutepunkt, det vil si områder der ledig nettkapasitet, egnede arealer og muligheter for lokal energiproduksjon, lagring og industrielle synergier ligger til rette samtidig. En slik tilnærming gir et felles kunnskapsgrunnlag for å vurdere hvor ny næringsaktivitet kan lokaliseres og hvor lokale samspillseffekter, herunder spillvarmeutnyttelse, kan realiseres. Tilnærmingen er ikke avgrenset til en vurdering av nettkapasitet, men ser kraftsystem, arealbruk og næringsutvikling i sammenheng. Arbeidet bør koordineres med kommuneplanenes arealdel og med tilgrensende planer for energi, næring og klima.

Energioppgradering i egen bygningsmasse. Den kommunale bygningsmassen er liten sammenlignet med den private, men kommunene kan likevel gå foran som et godt eksempel ved systematisk energieffektivisering i egne bygg. Vi anbefaler at arbeidet bygges opp rundt en kartlegging av energibruk og energipotensial i hele byggporteføljen, etterfulgt av en langsiktig investeringsplan som prioriterer bygg der tiltakene gir størst effekt. Investeringsplanen bør integreres i ordinær vedlikeholds- og rehabiliteringsplanlegging og kombineres med porteføljestyring og energioppfølging i drift. Erfaringene fra eget arbeid bør deles aktivt med andre kommuner, kommunale foretak og relevante private aktører, slik at læringseffektene styrker omstillingen utenfor egen virksomhet.

6 Vedlegg: Kraftproduksjon

6.1 Sammenstilling av potensialer for ny kraftproduksjon

Tabell 6-1: Forklaring av fargekoder for potensialvurderinger.

Fargekode	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Mørk grønn	Avlaster nettet og gir/frigir mer kraft	Svært stort potensial som monner i energiundersku ddet	Ingen eller svært små inngrep i areal/natur	Kan realiseres på kort sikt (5 år)	Få barrierer – godt egnet for rask realisering	Det fremstår naturlig å jobbe systematisk videre med energiløsningen for å forløse et betydelig potensial
Lys grønn	Avlaster nettet eller gir/frigir mer kraft	Stort potensial, men i mindre grad påvirker energiundersku ddet	Begrensede inngrep, kan tilpasses skånsomt	Kan realiseres på mellomlang sikt (5–10 år)	Noen barrierer, men håndterba re	Bør jobbes videre med, barrierer kan løses på regionalt nivå
Gul	Lite bidrag med nettavlastni ng eller kraftproduks jon	Begrenset teknisk potensial	Moderate inngrep i areal/natur	Lengre tidshorisont før realisering (10–15 år)	Vesentlige barrierer (lønnsomh et, regelverk e.l.)	Krever nøkkelavklaringer/ve ivalg, barrierer krever nasjonale tiltak
Rød	Ingen bidrag	Lite eller ingen reelt potensial	Store/omfatte nde inngrep i areal/natur	Svært lang tidshorisont – ikke aktuelt på kort/melloml ang sikt (15+ år)	Store barrierer som hindrer realisering	Ikke aktuell/sentral for videre regional energiplan

Tabell 6-2: Samlet potensial for ny kraftproduksjon

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Enøk	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	40 GWh/ år 20 MW	Nei	1-25 år	Mange mindre barrierer, men stor påvirkning	Sentral rolle
Fjernvarme / termiske løsninger	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	100 GWh/år 40 MW	Nei	1-15 år	Lønnsomhet og ramme-betingelser	Betydelig potensiale om barrierene blir løst
Vannkraft	Regulerbar strømproduksjon	100 GWh/år	Endring i vannføring påvirker natur og vassdrag	3-5 år	Miljøhensyn	Potensial fra Randselva kraftverk
Vindkraft	Strøm-produksjon	2800 GWh	Store plan-arealer	7-15 år	Lokal og kommunal motstand	Betydelig potensiale om barrierene blir løst
Storskala solkraft	Strømproduksjon	Begrenset teknisk potensial. Ingen prosjekter i kø	Store arealer kreves	5-10 år	Lokal og kommunal motstand, nettsituasjon, lønnsomhet	Begrenset potensial
Sol på grå arealer	Strømproduksjon	30 GWh	Lite naturinngrep	5-10 år	Lønnsomhet	Begrenset potensiale med god lønnsomhet
Sol på tak	Strømproduksjon	120 GWh (Gran ikke inkl.)	Nei	1-15 år	Lønnsomhet	Betydelig potensiale som kan forløses
Biogass	Avlaster strømnettet	17 GWh/år (drivstoff)	Nei	Innen 2040	Lønnsomhet	Avhenger av regional strategi for utfasing av fossilt drivstoff
Kjernekraft	Stor strøm-produksjon	350 GWh-2 000 GWh/år	Lite direkte inngrep. Behandling av avfall må løses	2040- 2050	Modenhet og lønnsomhet	Vurdert som lite realistisk frem mot 2040

Det samlede tekniske potensialet tar utgangspunkt i at 25 % av Enøk potensialet realiseres, for å unngå dobbelt-telling med fjernvarmepotensialet.

6.2 Metode for beregning av potensial for kraftproduksjon

6.2.1 Vannkraft

Potensialet for vannkraft er vurdert med bakgrunn i opprustning og utvidelse av større, eksisterende vannkraftverk. NVE gjorde i 2004 en digital kartlegging av småkraft-potensialet i Norge, hvor det ikke er identifisert noe potensial i Akershus i størrelsesorden over 50 kW. Det kan likevel finnes små potensialer (rundt 50–100 kW), men dette vil kreve en mer inngående analyse, og er ikke ansett som relevant i denne rapporten på grunn av størrelsen og det lave bidraget i energimiksen.

Det er registrert 26 vannkraftverk i hele Akershus i NVEs database, hvorav 18 av disse har en maks ytelse på under 1 MW og midlere årsproduksjon på opptil 5 GWh. De største kraftverkene har til sammenligning en årsproduksjon på 56–570 GWh, og består av kraftverkene i Glomma (innenfor Akershus' grense) og kraftverkene i Randselva i Hadeland. For hver region er det vurdert potensial for oppgradering av disse kraftverkene.

Tabell 6-3: Oversikt over vannkraftverkene i Akershus fylke. ***Kilde: NVE***

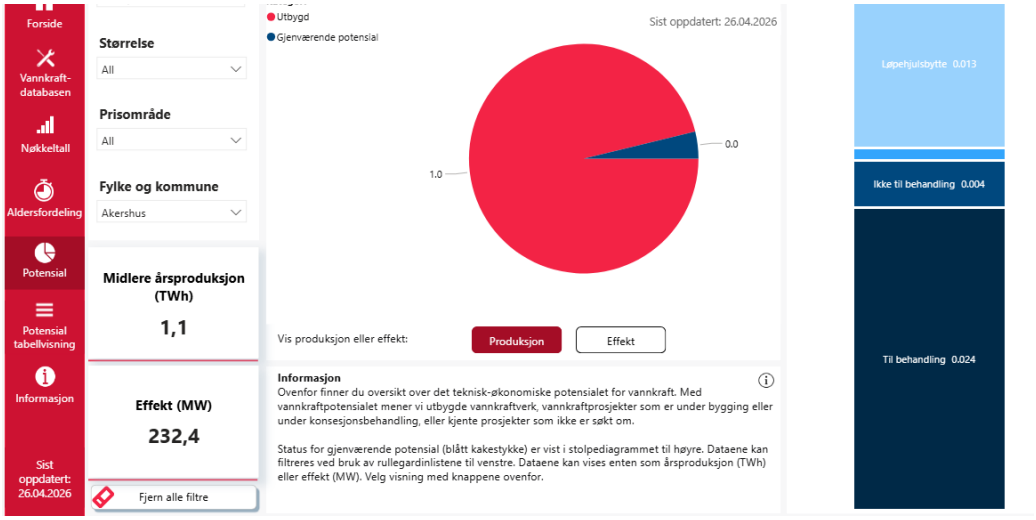
Region	Kraftverk	Kommune	Maks ytelse [MW]	Midl. årsprod. [GWh]	Byggeår	Alder per 2026
Follo	Ingen	—	—	—		
Nedre Romerike	Bingsfoss	Lillestrøm	32,5	165,1	1977	49
Gardermoregionen	Funnefoss	Nes	40,0	199,9	1975	51
Gardermoregionen	Rånåsfoss	Nes	128,4	572,1	1983	43
Hadeland	Bergerfoss*	Jevnaker	3,3	15,1	1938	88
Hadeland	Kistefoss I*	Jevnaker	1,4	7,5	1942	84
Hadeland	Kistefoss II*	Jevnaker	4,2	33,5	1955	71
Asker og Bærum	Ingen	—	—	—		

*Kraftverkene i Hadeland er inkludert siden de inngår i det planlagte Randselva kraftverk

Potensialet for ny vannkraft ligger i oppgradering av de eksisterende anleggene. Glomma er fullt utnyttet i dag, og flere kraftverk i Glomma er ikke aktuelt siden produksjonskapasiteten begrenses av fallhøyde og tilgjengelig vannmengde. En oppgradering vil derimot kunne øke slukeevnen til anleggene (mer vann gjennom turbinene), og øke virkningsgraden til anlegget. Ifølge Akershus Energi er ikke en slik oppgradering lønnsom i seg selv, og vil bli gjort først når anlegget når sin levetid (rundt 50 år). En plan for oppgradering er under utarbeidelse og flere av anleggene er allerede i prosess. Utover det som er under planlegging kan det forventes at de eldste kraftverkene vil bli oppgradert først.

NVEs oversikt over teknisk-økonomisk vannkraftpotensial viser også at potensialet for ny vannkraft i Akershus i all hovedsak kommer fra opprusting og utvidelse av eksisterende kraftverk.

Figur 6-1: Oversikt over det teknisk-økonomiske potensialet for norsk vannkraft. ***Kilde: NVE***



6.2.2 Vindkraft

Beregning av teknisk potensial - metode

I denne analysen er det gjort en grov vurdering av det tekniske potensialet for landbasert vind i Akershus, basert på offentlige tilgjengelige kartdata fra NVE. Analysen har lagt til grunn følgende faktorer:

1. Vindressurser over 6,5 m/s og over 7 m/s
2. Alle vernede områder ekskluderes
3. Minimum 800 m avstand fra bebyggelse (inkluderer ikke hytter)

Faktor 1–3 gir et helt overordnet bilde av hvilke vindressurser man har i et gitt område, og ekskluderer det som vil være definitive nei i en vindkraft-prosess. Det er dette nivået vi har benyttet i denne analysen, hvor det omtales et «teknisk potensial».

Videre kan man gjøre mer inngående vurdering av de aktuelle arealene basert på vurderingskriterier som vil kreve mer inngående analyser av arealene. Dette er:

4. Friluftsliv
5. Landskapsvirkninger og miljø (hvilken type areal bygges ned og dens alternativverdi)
6. Nettilknytning

Disse faktorene vil gi et mer realistisk bilde av hvilke arealer man kan vurdere for vindkraft. Etter disse bør man se på de siste avgjørende faktorene for realismen i at kraftverket vil kunne bli utbygd:

7. Er grunneier positiv

8. Er kommunen positiv og forventes lokal motstand

Listen er ikke uttømmende, men gir kun et overordnet bilde over faktorene som må tas med i vurderingen av et aktuelt areal for vindkraft. Ved å inkludere punkt 1–3 får man et teknisk og overordnet bilde over de vindressursene som er tilgjengelige i Akershus. Siden de beste vindressursene i fylket er rett rundt det som anses som økonomisk lønnsomt, er det vurdert til å være mest nyttig å gjøre denne grove avgrensningen for å se på størst mulig potensielle arealer. Dette betyr altså ikke at det er realistisk eller anbefalt at disse blir utbygget, men det gir et informasjonsgrunnlag om hvor kommuneregionene sitter på gode vindressurser.

Fysiske barrierer finnes også, som går ut på at dagens og fremtidige vindturbiner har så store deler som må fraktes, at selve frakt-logistikken er en begrensende faktor for gjennomførbarhet. Norges standard mål på broer og tunneler er for lave for den størrelsen på turbiner man ser for seg om 10–15 år. I mange tilfeller vil det derfor være nødvendig å frakte de største delene gjennom Sverige.

Arealbruk og energiberegning for landbasert vindkraft i Akershus

NVEs offisielle anslag for arealbruk ved utbygging av vindkraftverk er 35 km²/TWh, basert på en observert arealeffektivitet på 34,2 km²/TWh i eksisterende anlegg og en forventning om at fremtidige prosjekter vil ligge i intervallet 30–40 km²/TWh. Omvendt tilsvarer dette om lag 29 GWh per km² (1 000 GWh / 35 km²). I Akershus er imidlertid vindressursene i det laveste sjiktet av hva som anses som aktuelt for utbygging (6–7 m/s ved 120 m høyde). Det må derfor benyttes høye turbiner, antagelig høyere enn det vi typisk ser i Norge i dag, som er rundt 100 m navhøyde. I et 10–15-årsperspektiv kan vi forvente at turbiner opp mot 150 m høyde er kommersielt tilgjengelige. Disse kan produsere effekt på 6–10 MW per turbin, og krever rundt 500 m² per turbin avhengig av hvordan vinden blåser i det gitte området.

Følgende nøkkeltall er benyttet for beregning av teknisk potensial for vindkraft i Akershus, og gir et omtrentlig estimat på hvilken produksjon man kan forvente ved de ulike vindhastighetene. (Dette er dermed vesentlig lavere enn NVEs estimat basert på eksisterende anlegg i Norge i dag)

Tabell 6-4: Nøkkeltall som er benyttet for beregning av teknisk potensial for vindkraft i Akershus.

Nøkkeltall	6,5 m/s vind	7 m/s vind	Enhet
Areal per turbin	0,8	0,7	km²/turbin
Antall turbiner	1,25	1,50	stk/km²
Installert effekt	6,0	7,0	MW/km²
Brukstimer per år	2 500	3 000	timer/år
Årsproduksjon	15,0	21,0	GWh/km²/år

Planområdet (det arealet som inngår i konsesjonsvedtaket og inkluderer veier, oppstillingsplasser og turbinenes plassering) brukes som fast referanse både formelt og i offentlig debatt, og gjør det mulig å sammenligne prosjekter på tvers av lokasjoner. Veier utgjør den klart største andelen av det direkte berørte arealet, med om lag 80 prosent av arealet. I tillegg kommer areal fra massetak, deponi og kraftledning til eksisterende nett, men disse er vanskeligere å estimere og holdes ofte utenfor standardberegningene. Arealbruken kan reduseres dersom man for eksempel kan gjenbruke eksisterende veier (som skogsveier). En viktig presisering når det gjelder landbasert vindkraft, er at det direkte berørte området kun er 3–5 prosent av det totale planområdet. Det vil si at det direkte inngrepet i naturen kun er en liten del av det totale arealet som trengs for å bygge vindparken. Utover dette kommer visuell belastning og støybelastning, som avhenger av en lang rekke faktorer (som blant annet plassering, vegetasjon, topografi, antall turbiner osv.). Les mer om inngrepene og virkningene av vindkraft på land hos NVE. NVE anslår at den mest typiske verdien for arealeffektivitet i norske vindkraftverk er 5,4 dekar/MW, og 4,0 dekar/MW etter tilbakeføring av masser, tildekking for revegetering o.l.

Menon Economics

Multiconsult

Menon Economics

Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo

+47 909 90 102

post@menon.no

menon.no