Menon Economics

Multiconsult

RAPPORT

Energisituasjonen i Asker og Bærum

Delrapport til Akershus fylkeskommune



Foto: Bingfoss Kraftverk/Akershus Energi

Menon-publikasjon Nr. 84

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 Asker og Bærum.

Ansvarlig for prosjektet hos Menon har vært Even Winje, mens Frida Aulie har vært prosjektleder. Eivind Bang Støeng og Aria Khosravi har vært prosjektmedarbeidere. Håkon Person og Karina Fredly Sætre har ledet Multiconsults arbeid. Piotr Śpiewanowski (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 i Asker og Bærum 12
2.1 Samlet energibalanse 12
2.2 Forbruk 13
2.3 Energiproduksjon 16
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 24
3.3 Oppsummering 25

4 Potensial for lokal produksjon, energifrigjøring og fleksibilitet 28
4.1 Energieffektivisering 29
4.2 Fjernvarme og andre løsninger for varmeforsyning 31
4.3 Vannkraft 35
4.4 Vindkraft 35
4.5 Solkraft 39
4.6 Biogass 43
4.7 Kjernekraft 45
4.8 Oppsummering: Teknisk potensial kontra dagens investeringstrender 47
4.9 Forbrukerfleksibilitet 48

5 Veivalg og anbefalinger 51

6 Vedlegg: Kraftproduksjon 55
6.1 Sammenstilling av potensialer for ny kraftproduksjon 55
6.2 Metode for beregning av potensial for kraftproduksjon 56
6.3 Effektbehov og energibruk i en stor logistikkhub 60

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 kapasiteten som er reservert eller omsøkt hos Statnett. Scenarioet illustrerer hvor stor effekt nærings- og arealpolitiske veivalg kan få for kraftbehovet, og er ingen prognose.

Sammendrag

Asker og Bærum har et betydelig kraft- og energiunderskudd. Regionen bruker langt mer energi enn den produserer lokalt, og lokal strømproduksjon dekker under 1 prosent av strømforbruket. Regionen skiller seg imidlertid fra de øvrige delregionene ved at presset på nettet er lavere, og ved at etterspørselen etter ny kapasitet er knyttet til industri og ikke til datasentre. 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, solenergi og andre lokale løsninger ikke håndteres, vil Asker og Bærum være avhengig av importert energi også på lang sikt. Energitilgang og nettkapasitet blir derfor viktige premisser for videre næringsutvikling, klimaomstilling, arealplanlegging og beredskap.

I denne rapporten presenteres Menon og Multiconsults analyser av energiforsyningen i Asker og Bærum. 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 syv konkrete anbefalinger for kommunenes videre arbeid på energifeltet.

En region med det største energiunderskuddet i fylket, men lavere press på nettet enn i de øvrige delregionene.

Asker og Bærums samlede energiforbruk var i 2024 om lag 4,3 TWh, mens lokal produksjon utgjorde om lag 0,5 TWh. Regionen dekker dermed bare om lag 11 prosent av eget energibehov. På kraftsiden er bildet enda tydeligere: den lokale strømproduksjonen dekker under 1 prosent av strømforbruket på om lag 2,8 TWh. Regionen er dermed helt avhengig av tilførsel gjennom transmisjons- og regionalnettet. Til forskjell fra de øvrige delregionene er etterspørselen konsentrert om ett industrimiljø: om lag 24 MW er reservert og om lag 100 MW ligger i kø, i sin helhet knyttet til Chemring Nobel i Asker. Av det reserverte er 10 MW allerede tildelt selskapets eksisterende fabrikk, men ikke tatt i bruk. Nye nettforsterkninger, blant annet Hamang stasjon satt i drift i 2024, har styrket forsyningen, og ytterligere forsterkninger er ventet gjennomført frem mot 2040.

Kraftforbruket kan øke med om lag 31 prosent frem mot 2040, drevet av klimaomstilling og industri.

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 med 0,15 TWh i 2040, en vekst på om lag 4 prosent fra dagens nivå. I det kraftintensive næringsscenarioet vokser forbruket med ytterligere 0,8 TWh. Kombinert med en akselerert klimaomstilling gir dette en samlet vekst på 31 prosent, tilsvarende et strømforbruk på 3,6 TWh. Til forskjell fra de øvrige delregionene har Asker og Bærum i praksis ingen datasenteretterspørsel i Statnetts kø. Veksten i næringsscenarioet er i stedet drevet av Chemring Nobels planer om utvidelse og ny fabrikk i Asker.

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

Vi har identifisert et samlet teknisk potensial på om lag 2,5 TWh innen lokale energiløsninger. Potensialet tilsvarer om lag 90 prosent av dagens forbruk. De mest lovende bidragene ligger innen energieffektivisering, fjernvarme og solkraft på tak. ENØK og fjernvarme skiller seg ut ved at de frigjør kapasitet i strømnettet. Energieffektivisering reduserer forbruket direkte, mens fjernvarme og andre termiske løsninger kan erstatte elektrisk oppvarming.

Utfordringen i dag er at de fleste teknologiene møter økonomiske og kunnskapsmessige barrierer. Disse barrierene vil begrense utviklingen fremover om de ikke håndteres. Dersom utbyggingen av lokale energiløsninger fortsetter i samme tempo som i dag, vil de bidra med om lag 0,14 TWh mot 2040, noe som kun dekker om lag 6 prosent av dagens kraftunderskudd. Uten målrettede energipolitiske tiltak vil regionen med andre ord forbli et betydelig underskuddsområde 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, noe blant annet dagens situasjon tydelig illustrerer. 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 Asker og Bærum mer handlingsrom enn de øvrige delregionene, ettersom presset på nettet er lavere og forsyningen nylig er styrket. Det viktigste kommunene kan gjøre nå, er å videreføre tett dialog med nettselskapet, både for å sikre en koordinert utvikling og for å utnytte den nye kapasiteten på en måte som understøtter ønsket nærings- og klimaomstilling.

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 av denne størrelsen 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.

Syv anbefalinger til det videre arbeidet.

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

1. **Lage et felles målbilde for energiutviklingen i regionen.** Kommunene bør avklare hvilken rolle lokal energi skal spille med hensyn til klimaomstilling, næringsutvikling og beredskap frem mot 2040.
2. **Samordne planene for energi, nett og varme.** Kommunene bør ha tett dialog med nettselskap og fjernvarmeaktører, slik at ny utvikling av energirelatert infrastruktur (produksjon, fjernvarme og nett) koordineres med næringsutvikling, klimaomstilling og boligbygging.

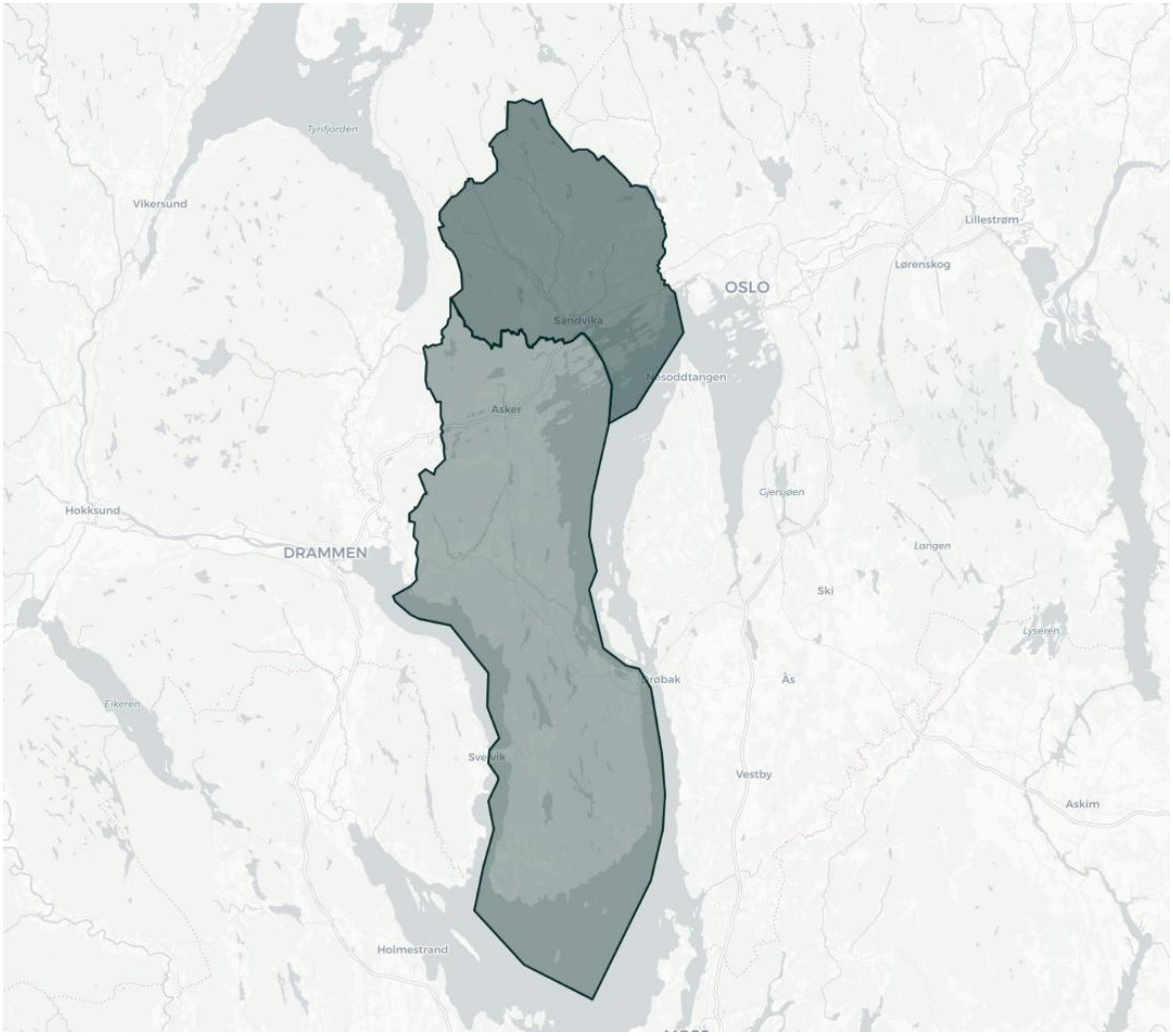
3. **Gjøre støtteordninger og lønnsomme tiltak lettere å ta i bruk.** Kommunene bør samarbeide om veiledning til husholdninger, næringsliv og gårdeiere, slik at flere gjennomfører energieffektivisering og lokale energitiltak.
4. **Vurdere lokale virkemidler for sol på tak, fjernvarme og energieffektivisering.** Økonomiske barrierer må håndteres for å øke utbyggingstempoet. Dette kan skje via nasjonale myndigheter, lokale støtteordninger, felles innkjøp, rådgivning, krav i planarbeid og samarbeid med næringslivet.
5. **Stille krav om bruk av spillvarme ved kraftintensive etableringer.** Ved etablering av datasentre og annen kraftintensiv virksomhet bør kommunene vurdere krav om at overskuddsvarme kobles til fjernvarme eller annen næringsaktivitet.
6. **Bruke planrollen til å finne gode energiknutepunkter.** Kommunene bør identifisere områder der nettkapasitet, areal, lokal produksjon, varmebehov og næringsutvikling kan ses i sammenheng.
7. **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 syv anbefalingene styrke regionen og fylket i møte med en stadig mer kompleks energisituasjon der både økonomi-, areal-, klima-, nærings- og sikkerhetshensyn må veies opp mot hverandre.

1 Regionprofil og utviklingsretning

Asker og Bærum består av kommunene Bærum og Asker. Med om lag 235 000 innbyggere er delregionen den klart største i Akershus, tilsvarende 31 prosent av befolkningen i fylket. Geografisk strekker området seg fra Oslofjorden i sør og øst, gjennom de tettbygde områdene rundt Sandvika og Asker sentrum, til skogs- og friluftslandskapet i Vestmarka og Bærumsmarka i vest. Sandvika i Bærum og Asker sentrum fungerer som regionale sentre, og delregionen er sterkt integrert i Stor-Oslo-området både økonomisk og demografisk.

Figur 1-1: Asker og Bærum

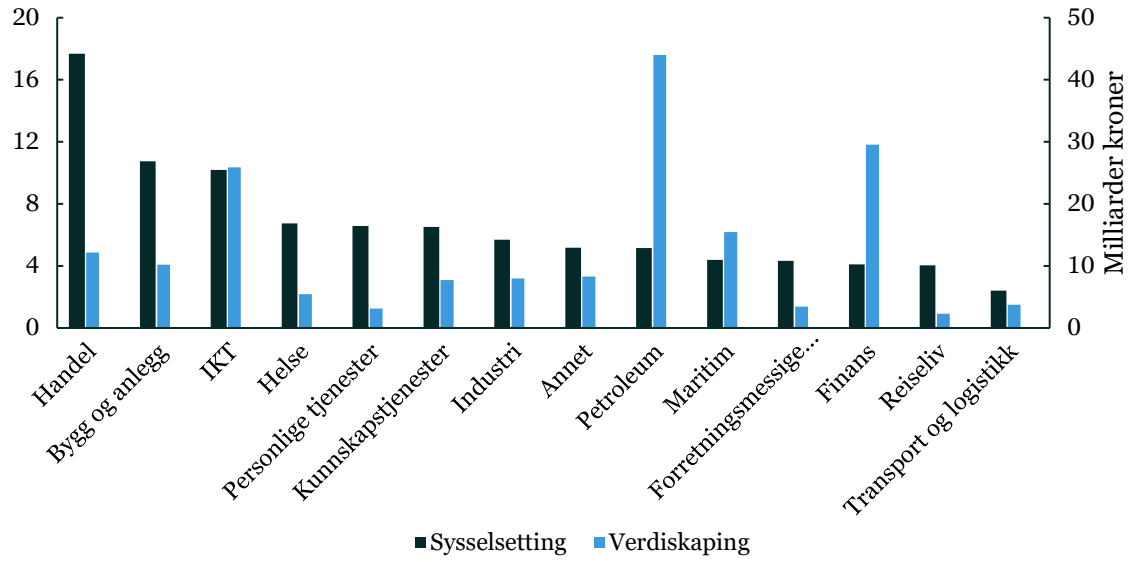


Asker og Bærum har siden 2000 hatt moderat befolkningsvekst, klart svakere enn både Akershus samlet og de øvrige delregionene i fylket. Befolkningen har økt med 34 prosent i perioden, høyere enn landet for øvrig (26 prosent), men klart lavere enn Akershus samlet (48 prosent). Veksten er relativt jevnt fordelt: Asker har vokst med 37 prosent og Bærum med 31 prosent. Det siste tiåret har veksten vært enda mer dempet, med kun 10 prosent samlet vekst, sammenlignet med over 14 prosent i Akershus samlet. Bærum er fortsatt delregionens største kommune med om lag 133 000 innbyggere. Den moderate veksten reflekterer at delregionen allerede er tett befolket og urbanisert.

Næringsutviklingen det siste tiåret har vært preget av fall i verdiskaping, men vekst i sysselsetting. Samlet verdiskaping falt fra om lag 198 til 189 milliarder kroner fra 2014 til 2024 (fall på 5 prosent),

med en foreløpig topp i 2021 på rundt 234 milliarder.[1] Asker og Bærum står for 57 prosent av verdiskapingen i Akershus og dominerer fylkets økonomi. Sysselsettingen vokste også betydelig i samme periode, fra rundt 80 000 til 96 000 arbeidsplasser (21 prosent). Per 2024 utgjør Asker og Bærum 37 prosent av sysselsettingen i Akershus. At sysselsettingen har vokst raskere enn verdiskapingen, reflekterer et betydelig fall i produktiviteten det siste tiåret, fra om lag 2,5 til 2,0 millioner kroner per sysselsatt, en nedgang på om lag 21 prosent, til tross for at nivået fortsatt er klart høyere enn både fylkesgjennomsnittet og landsgjennomsnittet. Utviklingen ligner på Akershus samlet, hvor produktiviteten også har falt med om lag 20 prosent det siste tiåret, og skiller seg fra landet for øvrig, der produktiviteten har økt med rundt 7 prosent.

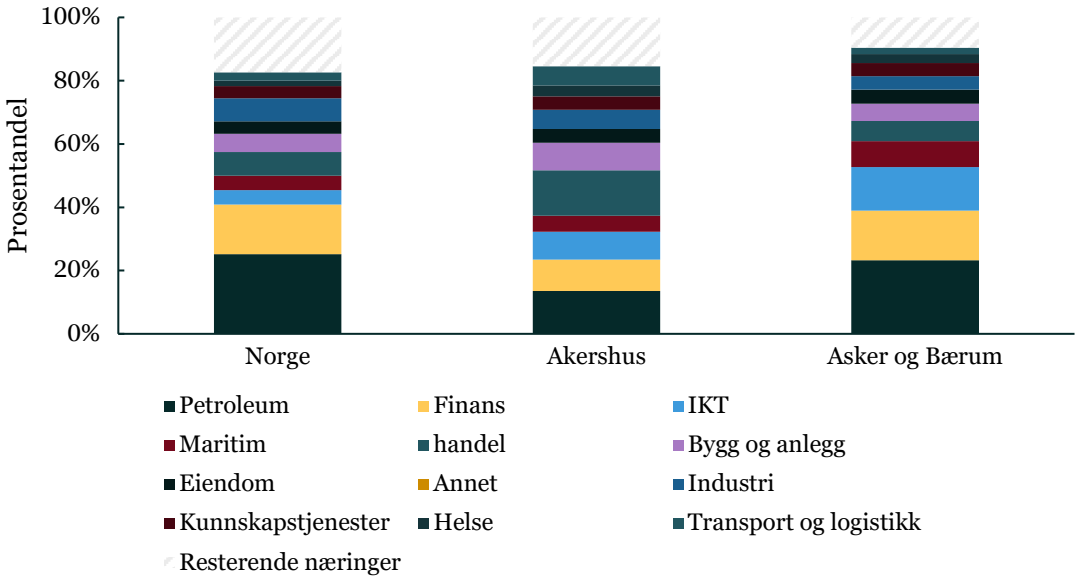
Figur 1-2: Verdiskaping og sysselsetting i Asker og Bærum i 2024 per næring. *Kilde: Menon Economics*



Petroleum er den klart største næringen i Asker og Bærum målt i verdiskaping, med om lag 44 milliarder kroner og 5 100 sysselsatte. Den høye verdiskapingen reflekterer at flere store olje- og gasselskaper har sine hovedkontor i delregionen. Finans følger med om lag 4 100 sysselsatte og 29,5 milliarder kroner i verdiskaping, og IKT er den tredje største næringen med over 10 000 arbeidsplasser og 26 milliarder kroner i verdiskaping. Handel er den næringen med flest sysselsatte, med nær 17 700 arbeidsplasser og over 12 milliarder kroner i verdiskaping. Maritim næring står også sterkt med 4 400 sysselsatte og 15,5 milliarder kroner i verdiskaping. Industrien står for om lag 6 prosent av sysselsettingen og 4 prosent av verdiskapingen, og består i hovedsak av reparasjon og installasjon av maskiner (blant annet ABB), produksjon av andre transportmidler tilknyttet olje- og gassindustrien (Aibel, FMC Kongsberg Subsea), elektronikkindustri og kjemisk industri. I vår scenarioanalyse, som omtales i kapittel 3, inngår den historiske trenden i de ovennevnte sektorene som en del av referansescenarioet.

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

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



**Resterende næringer omfatter: Forretningsmessige tjenester, personlige tjenester, reiseliv, forsyningsindustri, sjømat, andre primærnæringer og holding og hovedkontor.*

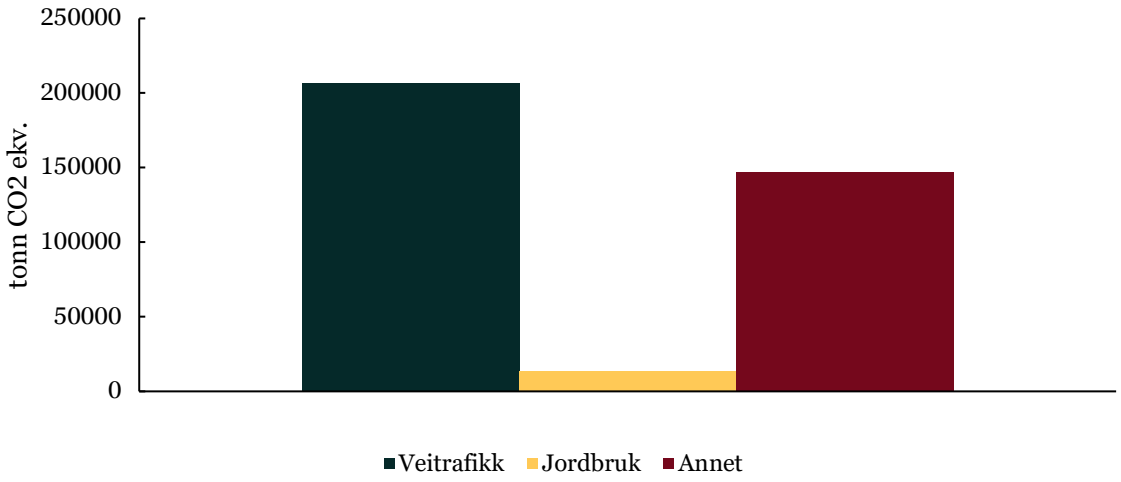
Næringsstrukturen i Asker og Bærum ligger nært det nasjonale bildet på flere områder, men har et betydelig høyere innslag av kunnskaps- og kapitalintensive næringer. To næringer skiller seg særlig ut som overrepresenterte sammenlignet med landsgjennomsnittet: IKT (14 mot 5 prosent) og maritim næring (8 mot 5 prosent). Petroleum og finans utgjør hver henholdsvis 23 og 16 prosent av verdiskapingen i delregionen, nært nasjonale nivåer. Delregionen er underrepresentert i arbeidsintensive næringer som handel (6 mot 7 prosent), industri (4 mot 7 prosent) og transport og logistikk (2 mot 3 prosent). Til forskjell fra øvrige delregioner i Akershus hviler Asker og Bærums næringsbase i stor grad på kunnskapsintensiv tjenesteyting, hovedkontorvirksomhet og spesialisert industri rettet mot olje- og gassektoren og maritim sektor.

Næringsstrukturen i Asker og Bærum er samlet sett moderat energiintensiv per krone verdiskaping. Kunnskapsintensiv tjenesteyting, finans og IKT er typisk lite energikrevende per krone verdiskaping, mens industri og maritim næring har høyere effektbehov knyttet til faste installasjoner og produksjonsprosesser. Dette bildet kan imidlertid endre seg. Chemring Nobel etterspør over 100 MW nettkapasitet. Dette er en betydelig etterspørsel, men likevel klart mindre enn Follo (om lag 940 MW), Gardermoregionen (310 MW) og Nedre Romerike (250 MW). I motsetning til de øvrige delregionene er imidlertid ikke datasentre dominerende. Videre vekst i etablerte næringer, samt eventuelle nye etableringer eller utvidelser, vil over tid bidra til økt etterspørsel etter energi og nettkapasitet.

Regionens klimagassutslipp henger også tett sammen med næringsstrukturen i regionen. Klimagassutslippene i Asker og Bærum var om lag 367 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2024, tilsvarende rundt 1,6 tonn per innbygger. Det er klart lavere enn både snittet for Akershus fylke på 2,6 tonn og landsgjennomsnittet[2] på 6,0 tonn per innbygger, og gjør Asker og Bærum til delregionen i Akershus med lavest utslipp per innbygger. I figuren under viser vi klimagassutslippene i Asker og Bærum, fordelt på kategori.

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

Figur 1-4: Klimagassutslipp per kilde i Asker og Bærum. ***Kilde: Miljødirektoratet***



Sammensetningen av utslippene avviker også fra det nasjonale bildet, der veitrafikk dominerer i Asker og Bærum og står alene for 56 prosent av regionens utslipp, mot om lag 17 prosent nasjonalt. Industri (inkludert olje og gass) bidrar med under én prosent av utslippene i regionen, til tross for sterk industrinæring; mye av virksomheten består av hovedkontorfunksjoner og kunnskapstjenester, mens fysisk produksjon i mindre grad er lokalisert i delregionen. Det resterende faller inn under kategorien «annet», og omfatter annen mobil forbrenning, i hovedsak anleggsmaskiner og motorredskaper (13 prosent), fluorholdige gasser (8 prosent), avfall og avløp (8 prosent), sjøfart (6 prosent), oppvarming (5 prosent) og jordbruk (4 prosent). Energiforsyning og luftfart utgjør til sammen mindre enn én prosent.

2 Status for energi- og kraftforsyningen i Asker og Bærum

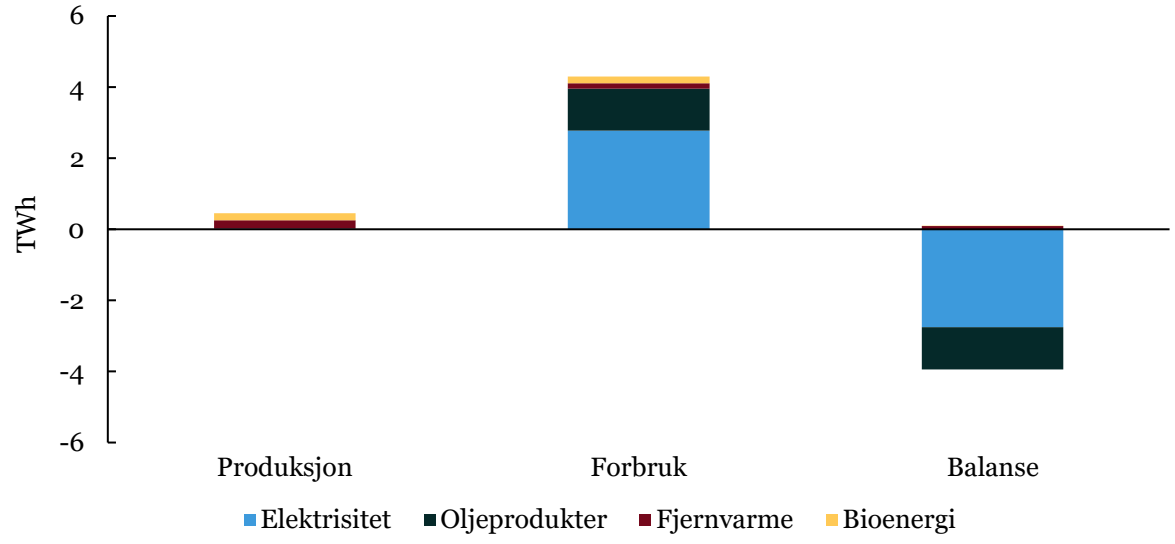
Asker og Bærum har det største energiunderskuddet i absolutte tall blant delregionene i Akershus, og dekker kun om lag 11 prosent av sitt samlede energibehov gjennom lokal produksjon. Det totale energiforbruket ligger på om lag 4,3 TWh, mens den lokale produksjonen utgjør om lag 0,46 TWh. Tilsvarende dekker strømproduksjonen under 1 prosent av regionens strømforbruk, klart lavest blant delregionene i Akershus. Strømforbruket domineres av husholdninger og tjenesteyting, mens transport står for brorparten av det fossile energiforbruket. Den lokale produksjonen består hovedsakelig av fjernvarme og bioenergi, mens lokal kraftproduksjon er svært begrenset. De planlagte nettforsterkningene forventes å være på plass i perioden 2035 til 2040 og vil styrke den lokale forsyningen. Et vedvarende underskudd av Asker og Bærums størrelsesorden innebærer imidlertid at regionens langsiktige energisikkerhet vil avhenge av import fra omliggende områder.

I dette kapittelet kartlegger vi energi- og kraftsituasjonen i Asker og Bærum. Først presenterer vi den samlede energibalansen, som viser at regionen forbruker 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

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

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



Den samlede lokale energiproduksjonen ligger på om lag 460 GWh, mens det totale energiforbruket er på 4,3 TWh. Dette gir et energiunderskudd på om lag 3,8 TWh. Strømproduksjonen dekker under 1 prosent av regionens strømforbruk på om lag 2 775 GWh. Kraftunderskuddet tilsvarer 16 prosent av den samlede årlige vindkraftproduksjonen i Norge. Energiunderskuddet er det største i absolutte tall i Akershus. I de påfølgende delkapitlene ser vi nærmere på forbruk og produksjon innenfor de ulike energibærerne.

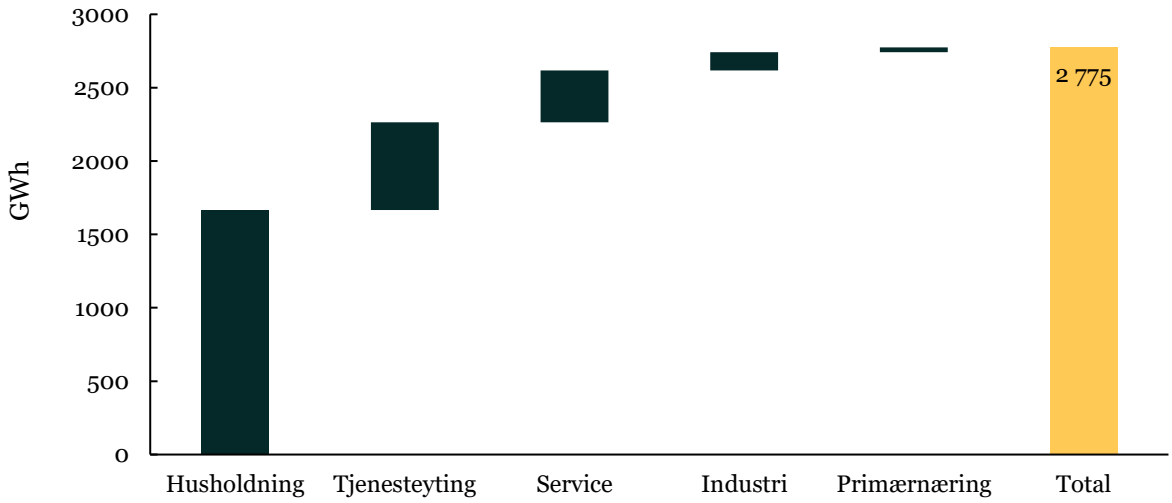
2.2 Forbruk

Elektrisitet utgjør om lag 65 prosent av det samlede energiforbruket i Asker og Bærum, oljeprodukter 28 prosent, bioenergi 4 prosent og fjernvarme 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 i Asker og Bærum var på 2 775 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.

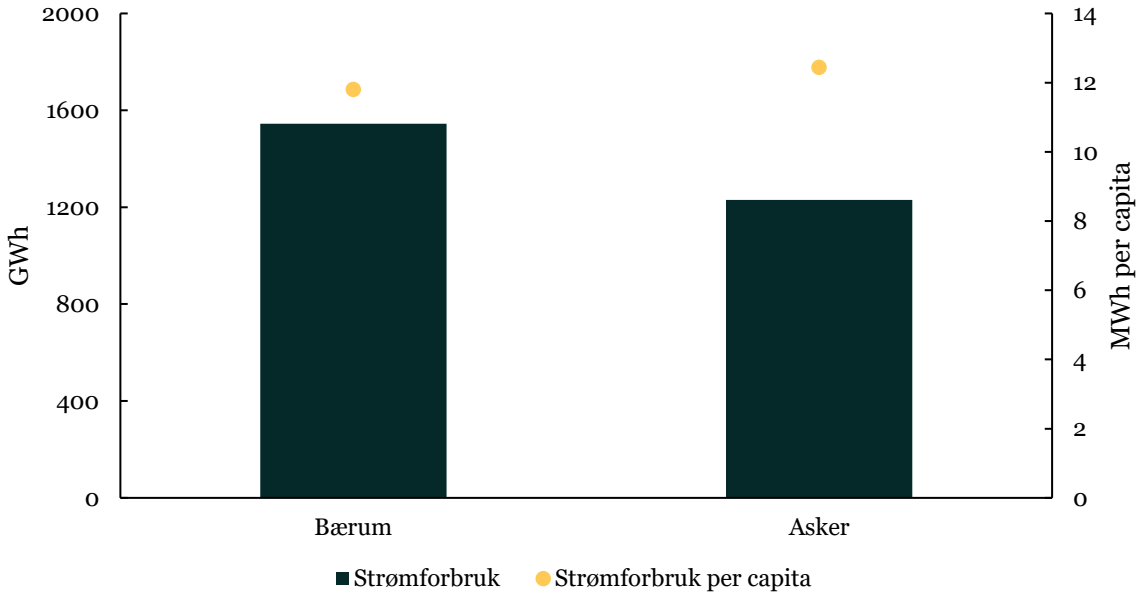
Figur 2-2: Strømforbruk per forbrukergruppe (2024). ***Kilde: NVE***



Husholdninger stod for den største andelen med 1 667 GWh, tilsvarende 60 prosent av regionens samlede strømforbruk. Blant næringene hadde tjenesteyting forbruk på 597 GWh (22 prosent), service 352 GWh (13 prosent) og industri 125 GWh (5 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 kommunene i regionen, både samlet og per innbygger.

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



Bærum er den største strømbrukeren i regionen med 1 545 GWh, tilsvarende om lag 56 prosent av regionens samlede forbruk. Asker har et forbruk på om lag 1 230 GWh. Per innbygger varierer forbruket mellom om lag 11,8 MWh i Bærum og 12,4 MWh i Asker. Forskjellene drives først og fremst av befolkningsstørrelse og innslag av næringsvirksomhet i hver kommune.

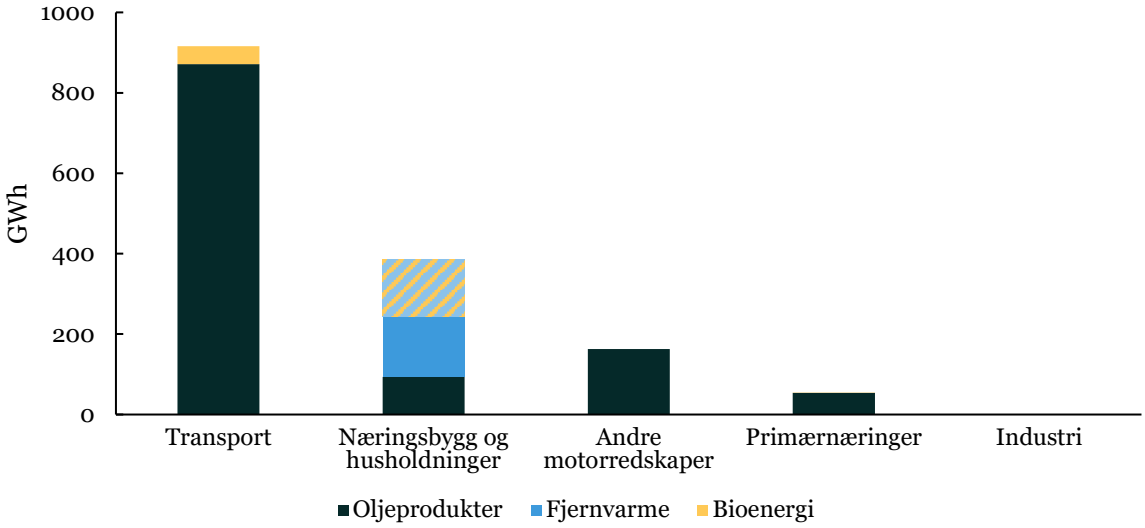
2.2.2 Bruk av ikke-elektrisk energi

Ikke-elektrisk energi utgjør om lag 35 prosent av det samlede energiforbruket i Asker og Bærum. Dette forbruket dekkes av oljeprodukter, bioenergi og fjernvarme, og brukes primært til transport og oppvarming. Transport er den klart største enkeltsektoren med en energibruk tilsvarende om lag 916 GWh, i stor grad basert på oljeprodukter med et mindre innslag av bioenergi. Dette kan forklares med at veitransporten fortsatt er tungt fossilavhengig.[3]

Forbruket av ikke-elektrisk energi i næringsbygg og husholdninger utgjør om lag 385 GWh. Fjernvarme utgjør om lag 39 prosent, bioenergi 37 prosent og oljeprodukter 24 prosent av forbruket. Bioenergi i form av ved brukes særlig til oppvarming i husholdninger. Resten av bioenergiforbruket i bygg er i praksis fjernvarme, hvilket gjør at fjernvarmeandelen ligger noe høyere enn 39 prosent. Figuren under viser forbruket av ikke-elektrisk energi i Asker og Bærum fordelt på sektor.

[3] Her holdes private elbiler utenfor, som dekkes av strømforbruk i bygg.

Figur 2-4: Forbruk av øvrige energikilder (2024)[4]. *Kilde: Energidashbordet, Miljødirektoratet, Norsk Fjernvarme, Biogass Norge, SSB, Menon Economics.*



Industrien stod for et begrenset ikke-elektrisk energiforbruk i 2024 i Asker og Bærum. Dette gjenspeiler at store deler av industriaktiviteten i regionen består av reparasjon og installasjon av maskiner (blant annet ABB), produksjon av andre transportmidler tilknyttet olje- og gassindustrien (Aibel, FMC Kongsberg Subsea) og elektronikkindustri, som har et moderat behov for fossilbasert prosessvarme. Disse tre kategoriene står for om lag 46 prosent av antall sysselsatte i industrien, og i underkant av 3 prosent av den totale sysselsettingen i regionen.

Det øvrige forbruket av ikke-elektrisk energi i Asker og Bærum inngår i kategoriene andre motorredskaper og primærnæringer, samt hytter og fritidshus og tjenesteytende sektor. Til sammen ligger forbruket på om lag 220 GWh, som i hovedsak består av oljeprodukter brukt i jordbruks- og anleggsmaskiner.

Tekstboks 2-1: Kommunalt energiforbruk i Asker og Bærum 2025

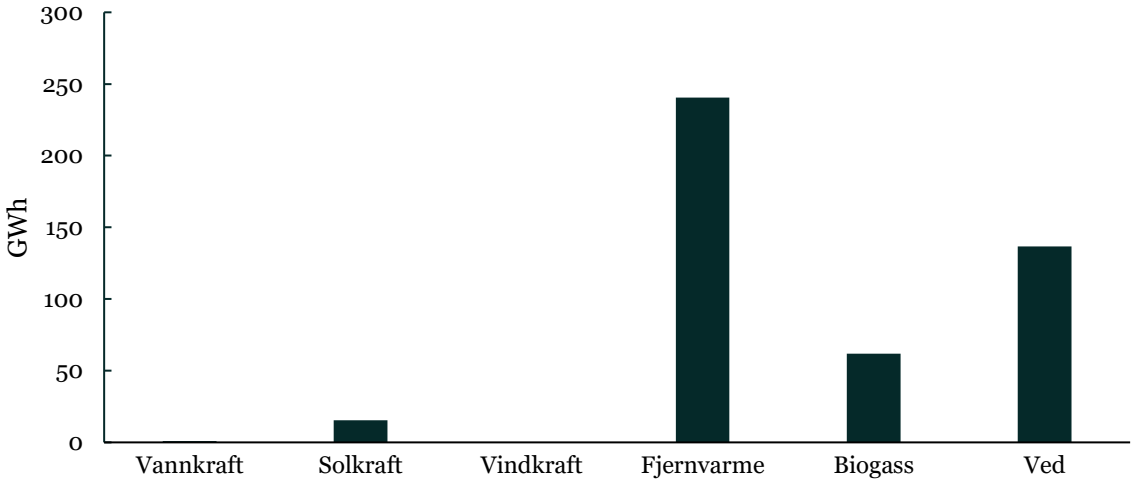
Kommunene i Asker og Bærum brukte til sammen om lag 128 GWh energi i egen bygningsmasse i 2025, der strøm utgjorde 104 GWh og fjernvarme/fjernkjøling 21 GWh. Kommunene har faset ut fyringsolje, men bruker fortsatt en mindre mengde naturgass (om lag 0,2 GWh) og bioenergibasert fjernvarme (om lag ytterligere 2 GWh). Bærum er den største forbrukeren med 74 GWh totalt, mens Asker står for 54 GWh. Av bygningstyper er skolelokaler den største enkeltposten for energibruk med 42 GWh strøm, etterfulgt av kommunale idrettsbygg og institusjonslokaler med henholdsvis 28 og 27 GWh.

[4] Tall for øvrig energi er estimerte 2024-tall. Tallene tar utgangspunkt i Energidashbordet, som viser 2023-tall.
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. For Bærum mangler det data for 2022 og 2023. Vi har derfor antatt at produksjonen er lik det siste året med tilgjengelige data, noe som også innebærer at justeringen av forbruket ikke blir vesentlig.
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.

2.3 Energiproduksjon

Den lokale energiproduksjonen i Asker og Bærum utgjør om lag 460 GWh, fordelt på strøm (vann- og solkraft), fjernvarme og bioenergi (biogass og ved). Den lokale kraftproduksjonen på om lag 16 GWh dekker under 1 prosent av regionens strømforbruk.

Figur 2-5: Energiproduksjonen i Asker og Bærum. ***Kilde: NVE, SSB, Biogass Norge, Norsk Fjernvarme, Menon Economics.***



Vannkraft bidrar med om lag 1 GWh i Asker og Bærum, tilsvarende om lag 6 prosent av den lokale kraftproduksjonen og under 1 prosent av den samlede energiproduksjonen.

Solkraft bidrar med en estimert normalårsproduksjon på om lag 15 GWh, fordelt på et betydelig antall takmonterte anlegg på private boliger og næringsbygg i 2024. Dette utgjør om lag 94 prosent av den lokale kraftproduksjonen.

Fjernvarme utgjør om lag 53 prosent av den samlede energiproduksjonen i Asker og Bærum. I 2024 lå produksjonen av fjernvarme i regionen på om lag 241 GWh[5], sett opp mot om lag 810 GWh i fylket som helhet. Produksjonen baserer seg hovedsakelig på bioenergi og omgivelsesvarme, og en mindre andel fleksibel elektrisitet (2,5 prosent). Gitt en forutsetning om at én GWh energi fra fjernvarme tilsvarer én GWh elektrisitet og en andel på 2,5 prosent fleksibel elektrisitet som energikilde, frigjør fjernvarmeproduksjonen per i dag om lag 235 GWh elektrisk kraft.[6]

Biogassproduksjonen i 2024 var om lag 62 GWh i Asker og Bærum, basert på biogassproduksjon tilknyttet ett regionalt anlegg. 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 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 137 GWh. Ved brukes i hovedsak til oppvarming av eneboliger og fritidsboliger.

[5] Data på fjernvarme produksjon er hentet fra Norsk Fjernvarme, som oppgir tall rapportert fra norske fjernvarmeprodusenter. For Bærum spesifikt er det mangler i rapporterte tall for 2023 og 2024. Vi har derfor antatt at produksjonen er lik som i det siste året med tilgjengelige data. Dette gjelder for Sandvika og Fornebu/Lysaker/Lilleaker.
[6] Frigjort elektrisk kraft beregnes som total fjernvarmeproduksjon fratrukket den delen av produksjonen der det benyttes elektrisitet (2,5 prosent), under forutsetningen av at én GWh fjernvarme tilsvarer én GWh elektrisitet.

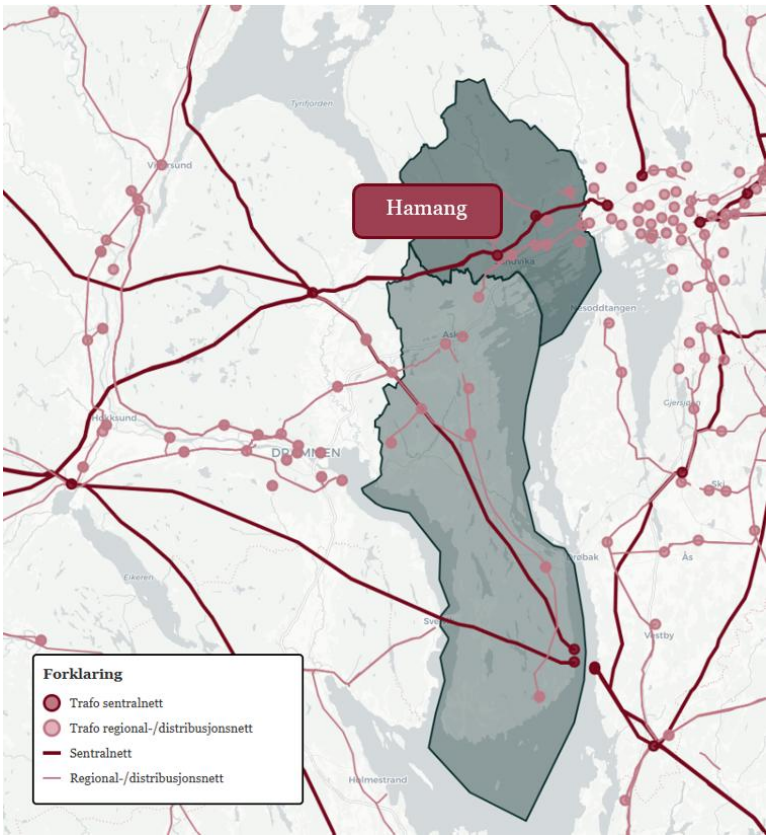
2.4 Nettstatus og effektbehov

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 Forsynes fra Hamang transformatorstasjon

Asker og Bærum forsynes primært fra Statnetts transmisjonsnett via Hamang transformatorstasjon i Bærum kommune, med ytterligere bidrag fra Smestad stasjon i Oslo. I figuren under viser vi nettsystemet i Asker og Bærum og tilgrensende områder.

Figur 2-6: Transmisjonsnett og regionalnett i Asker og Bærum (markert i grått). *Kilde: Menon Economics*



Transformatorstasjonene sørger for at kraften som overføres gjennom transmisjonsnettet, fordeles videre ut i regional- og distribusjonsnettet. De har derfor stor betydning for hvor mye effekt som kan tas inn i området.

2.4.2 Etterspørselen er knyttet til ett industrimiljø, men begrensninger i dagens nett kan binde handlingsrommet for ny næringsutvikling

Til forskjell fra øvrige delregioner i Akershus er volumene i Statnetts reservasjons- og kapasitetskø i Asker og Bærum dominert av ett enkelt industrimiljø. Det er reservert om lag 24 MW: 8 MW ved Hamang trafostasjon i Bærum, knyttet til Oslofjord Varme, og 16 MW til Chemring Nobels fabrikk i Asker, hvorav 10 MW allerede er tildelt den eksisterende fabrikken, men ikke tatt i bruk, og 6 MW er

omsøkt og til behandling. I tillegg ligger det om lag 100 MW i kø, som gjelder Chemring Nobels planer om en ny fabrikk i samme område. Det er ikke registrert produksjonssaker i regionen.[7]

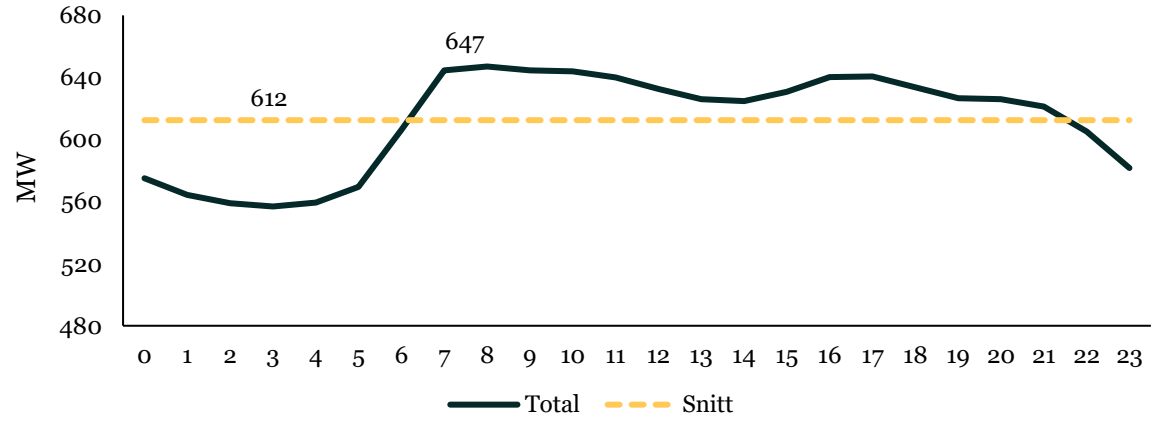
2.4.3 Store nettinvesteringer vil sikre videre vekst i regionen

Statnett har varslet betydelige nettinvesteringer i Stor-Oslo-området i sin områdeplan for Oslo, Akershus og Østfold,[8] som også vil styrke kapasiteten i Asker og Bærum på sikt. Flere viktige tiltak er allerede gjennomført, som ny Hamang stasjon som ble satt i drift i 2024, mens stasjonene på Smestad og Sogn er klargjort for 420 kV-drift og kabelen Smestad–Sogn er satt i drift. I trinn 1 med planlagt ferdigstillelse innen 2030 er det gitt konsesjon på en ny 420 kV-kabel mellom Hamang, Bærum og Smestad, som vil øke kapasiteten internt i området og bedre forsyningssikkerheten frem mot spenningshevingen. Bærum stasjon planlegges utvidet og forberedt for 420 kV-drift, og det er også planlagt økt transformeringskapasitet på Hasle stasjon. I trinn 3 med planlagt ferdigstillelse innen 2040 gjennomføres spenningshevingen til 420 kV i hele Stor-Oslo-området, inkludert forbindelsene som forsyner Asker og Bærum. Dette vil samlet kunne forsyne 8 500–9 000 MW nytt forbruk i Stor-Oslo. Elvias områdestudie for Asker og Bærum bekrefter at det også gjøres omfattende regionalnett-tiltak. Samlet vil disse tiltakene legge til rette for alminnelig forbruksvekst, mens store enkeltuttak som datasentre og batterifabrikker kan kreve egne tiltak i regionalnettet.[9]

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.[10] Figuren under viser lastprofilen[11] for døgnet med det høyeste effektuttaket i perioden 2022 til 2024, og illustrerer topplasten i strømnettet i Asker og Bærum.[12]

Figur 2-7: Døgnet med det høyeste enkelttimeforbruket av kraft i Asker og Bærum i perioden 2022–2024. 8. januar 2024. Kilde: Elhub, NVE.



[7] Uttrekk fra Statnett sin oversikt over reservert kapasitet og kapasitet i kø fra Mai 2026. Volumene for Chemring Nobel er opplyst av selskapet i september 2026 og kom til etter uttrekket.
[8] Statnett (2024), Områdeplan Oslo, Akershus og Østfold. Tilgjengelig her.
[9] Elvia i PlanNett (2025). Områdestudie – Asker og Bærum. Tilgjengelig her.
[10] 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.
[11] «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.
[12] En reell profil ville trolig vært spissere enn profilen vi viser i figuren, ettersom lastprofilen i figuren er estimert med utgangspunkt i aggregerte data.

Topplasten dette døgnet ble registrert med et effektuttak på 647 MW i enkelttimen klokken 8 om morgenen, mot et gjennomsnitt på 612 MW gjennom døgnet. Lastprofilen viser et typisk forløp for en region som Asker og Bærum, 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 i Asker og Bærum.

2.5 Oppsummering

Asker og Bærum er Akershus' klart største delregion med om lag 235 000 innbyggere, tilsvarende 31 prosent av fylket, og har siden 2000 hatt en moderat befolkningsvekst på 34 prosent, høyere enn landet for øvrig, men klart lavere enn Akershus samlet. Næringsstrukturen er dominert av kunnskaps- og kapitalintensive næringer som finans, IKT, petroleum og maritim virksomhet, og er lite energiintensiv per krone verdiskaping. Dagens strømproduksjon dekker under 1 prosent av regionens kraftforbruk på 2,8 TWh. Kraftunderskuddet er med andre ord over 100 ganger så stort som den lokale produksjonen. Regionens forsyningssikkerhet er derfor direkte avhengig av overføringskapasiteten fra omkringliggende nett.

Til forskjell fra de øvrige delregionene er forespørslene om stort nytt forbruk i Statnetts kø dominert av ett industrimiljø, og fremtidig vekst drives av dette sammen med alminnelig forbruksvekst og klimaomstilling, ikke av datasentre. Selv om planlagte nettforsterkninger vil styrke energitilgangen over tid, vil et vedvarende underskudd av Asker og Bærums 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 med 0,15 TWh i 2040, en vekst på om lag 4 prosent fra dagens nivå. I det kraftintensive næringsscenarioet vokser forbruket med ytterligere 0,8 TWh. Kombinert med en akselerert klimaomstilling gir dette en samlet vekst på 31 prosent, tilsvarende et strømforbruk på 3,6 TWh. Til forskjell fra de øvrige delregionene har Asker og Bærum i praksis ingen datasenteretterspørsel i Statnetts kø. Veksten i næringsscenarioet er i stedet drevet av Chemring Nobels planer om utvidelse og ny fabrikk i Asker.

Vi har utarbeidet tre scenarioer for utviklingen i kraftforbruket i Asker og Bærum 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. Alle scenarioene tar utgangspunkt i en felles referansebane for utviklingen i kraftsystemet i Norge og Norden, som er basert på NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse[13] og energibruksrapport,[14] og Miljødirektoratets utslippsbaner mot 2050.[15] 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 i Asker og Bærum, 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. For transportsektoren har vi benyttet Miljødirektoratets referansebane for vedtatte klimatiltak samt regionspesifikke utviklingstrekk. Analysen dekker tre sektorer:

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

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

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, noe som illustrerer effekten av denne typen tiltak i boliger og næringsbygg. For Asker og Bærum har befolkningsveksten det siste tiåret vært noe sterkere enn i Norge samlet. Byggrelatert kraftforbruk har imidlertid vært tilnærmet uendret. Dette synliggjør at effektene av energisparende tiltak, boligbygging og rehabilitering har vært sterkest i sentrale strøk. Frem mot 2040 har vi imidlertid valgt å legge til grunn at utviklingen i Asker og Bærum konvergerer mot nasjonale utviklingstrekk, ettersom det er usikkert om de relative forskjellene vil vedvare de neste 15 årene. Dette innebærer at vi legger til grunn at vedtatt energisparings- og klimapolitikk rettet mot bygg motvirker økningen i kraftforbruket som følge av videre befolkningsvekst. En slik utvikling er i tråd med utviklingen som legges til grunn i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 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 for Asker og Bærum reduseres med fem prosent mot 2040, det vil si om lag 120 GWh fra dagens nivå.

Samlet har kraftforbruket tilknyttet **industrisektoren** på nasjonalt nivå hatt en svak vekst de siste 10 årene.[16] 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. For Asker og Bærum legger vi til grunn den nasjonale historiske trenden for industri i vårt referansescenario. Utviklingen regionalt kan likevel avvike betydelig fra nasjonale trender, ettersom enkeltetableringer kan få stor betydning.

Asker og Bærum har etablert næringsplaner og strategier for utviklingen av næringslivet i årene fremover. Disse viser at næringsutviklingen i regionen i stor grad er knyttet til kunnskapsintensive næringer, innovasjon og teknologiutvikling, gründerskap og grønn omstilling. På tvers av kommunene vektlegges bærekraftig vekst, internasjonal konkurransekraft, attraktive by- og næringsmiljøer og sterke koblinger mellom næringsliv, forskning og offentlige aktører. Dette understøtter at fremtidig vekst i kraftforbruket i regionen, utover Chemring Nobels planer i Asker, i større grad vil være knyttet til generell elektrifisering, transport og næringsvekst i kunnskaps- og tjenestebaserte næringer, snarere enn større kraftintensive etableringer som datasentre og annen tung industri.

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

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

Asker og Bærum har flere tydelige fellesprioriteringer innenfor sine strategier for næringsutvikling. Begge kommunene legger stor vekt på kunnskapsintensive næringer, innovasjon, teknologiutvikling, gründerskap og grønn omstilling, samt tett samarbeid mellom næringsliv, forskningsmiljøer og offentlig sektor. Kommunene fremhever også utviklingen av attraktive by- og næringsmiljøer, bærekraftig mobilitet og rollen som del av den større kunnskaps- og arbeidsmarkedsregionen rundt Oslo. Samtidig er det et tydelig fokus på internasjonal konkurransekraft, høykompetansearbeidsplasser og utvikling av innovative næringsklynger.

Det finnes samtidig enkelte forskjeller i hvordan kommunene profilerer seg. I Bærum kommunes Temaplan næring vektlegges særlig utviklingen av Sandvika, Lysaker og Fornebu som strategiske tyngdepunkter for kunnskapsintensiv næringsvirksomhet, med høy konsentrasjon av teknologi- og kompetansearbeidsplasser og nærhet til forsknings- og utdanningsmiljøer. Bærum legger videre vekt på rollen som vertskommune og behovet for systematisk samarbeid med næringsliv og akademia gjennom blant annet partnerskapsavtaler og arenaer som SmartCity Bærum. Asker kommune fremhever i Temaplan næring 2020–2032 i større grad grønn omstilling og sirkulærøkonomi som egne innsatsområder, med internasjonalt ledende bedrifter som Tomra, Cambi og VEAS som fortrinn. Planen peker også på utvikling av nye næringsområder i blant annet Heggedal og Dikemark, og vektlegger gründerskap og styrking av innovasjonsmiljøer som sentrale drivere for fremtidig næringsvekst.

Kommunene omtaler i liten grad datasentre eller annen kraftintensiv industri som strategiske satsingsområder. Næringsutviklingen er i større grad orientert mot kunnskaps- og tjenestebasert virksomhet med høy verdiskaping per ansatt og relativt lavere kraftintensitet enn det som preger flere av scenarioene for Follo, Gardermoregionen og Nedre Romerike. Dette samsvarer også med at Asker og Bærum har få prosjekter i Statnetts reservasjons- og kapasitetskø sammenlignet med andre deler av Akershus, og at volumet der er knyttet til industri fremfor datasentre.

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 Asker og Bærum utgjør av de samlede nasjonale utslippene fra transport. Dette gir en økning på om lag 80 GWh mot 2040.

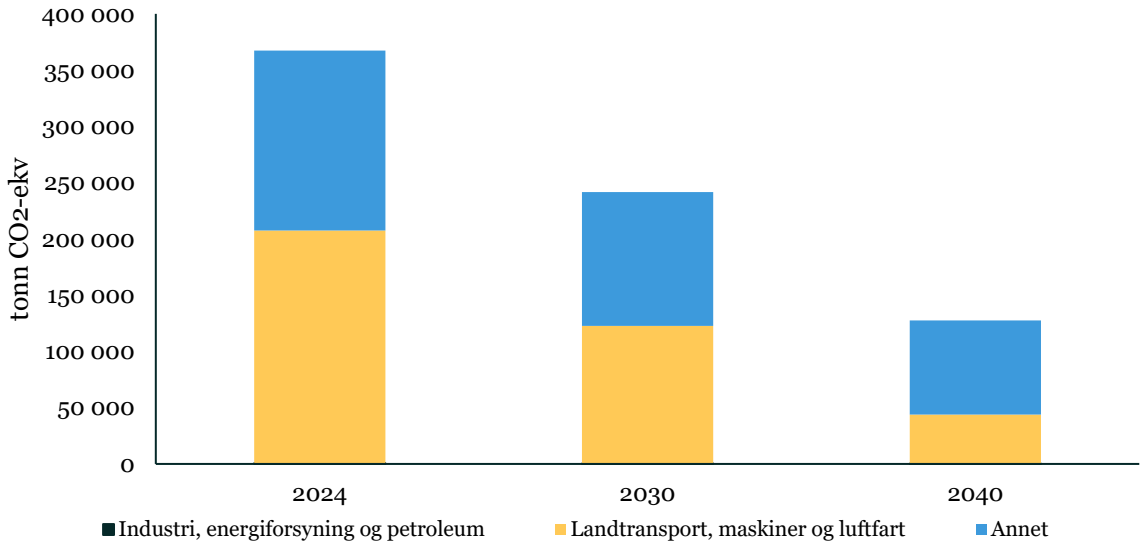
Scenarioet for akselerert **klimaomstilling** viderefører utviklingstrekkene i referansescenarioet, både med hensyn til befolknings- og næringsutvikling (historisk trend). Forskjellen ligger i at der referansescenarioet baserte seg på vedtatt politikk, legger vi her til grunn en akselerert klimaomstilling 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.[17] 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 Asker og Bærum beregner vi det sektorvise kraftbehovet ut fra delregionens andel av nasjonale utslipp. Konkret legger vi til grunn at Asker og Bærum følger den nasjonale tiltaksbanen per sektor og

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

at sammenhengen mellom utslippsreduksjon og kraftbehov er den samme som Miljødirektoratet har estimert for Norge. Siden næringsstrukturen i Asker og Bærum skiller seg fra landsgjennomsnittet, vil den samlede utslippsreduksjonen og det tilhørende kraftbehovet i delregionen følge en annen profil enn for Norge under ett. Tilnærmingen sikrer likevel at Asker og Bærum bidrar forholdsmessig til den nasjonale klimaomstillingen innenfor hver enkelt sektor. I figuren under viser vi utslippsbanen for Asker og Bærum som følger av disse forutsetningene.

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



Frem mot 2040 legger vi til grunn at delregionens samlede klimagassutslipp reduseres med om lag 65 prosent fra dagens nivå. Landtransport, maskiner og luftfart står for det største bidraget til reduksjonen, med en nedgang fra om lag 207 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2024 til om lag 44 000 tonn i 2040. Utslippsbanen vi legger til grunn øker det regionale kraftforbruket med 146 GWh i 2040 sammenlignet med referansescenarioet.

Scenarioet for kraftintensiv næringsutvikling bygger på de øvrige scenarioene, men legger til grunn en økt vekst i industriaktiviteten i regionen. Asker og Bærum skiller seg fra de øvrige regionene ved at etterspørselen kommer fra industri og ikke fra datasentre. I Statnetts reservasjonskø står Oslofjord Varme med 8 MW ved Hamang trafostasjon. I tillegg har Chemring Nobel i Asker nylig fått tildelt 10 MW til dagens fabrikk, har en utestående søknad på 6 MW og har søkt om 100 MW til en mulig ny fabrikk. Basert på informasjon om prosjektets realisme som er innhentet gjennom arbeidet med kartleggingen, legger vi til grunn at planene realiseres frem mot 2040, og har derfor inkludert alle 116 MW i scenarioet. Medregnet Oslofjord Varme gir dette et påslag på om lag 750 GWh relativt til klimascenarioet.

Selv om Chemring Nobel per i dag dominerer på etterspørselssiden, kan også nye sektorer og bedrifter komme til når vi ser frem mot 2040. Kraftbehovet fra øvrige næringer vil typisk være i en mindre størrelsesorden enn det som følger av datasentre og annen kraftintensiv industri, men vil fortsatt kunne ha betydelig påvirkning på fremtidig kraftbehov. Eksempelvis vil en vekst på 20 prosent utover referansescenarioet innen tjenesteyting og øvrig industri gi om lag 250 GWh, altså rundt en tredel av påslaget i høyscenarioet. Fremtidig utbygging av ladeinfrastruktur og logistikkhubber kan også gi en betydelig økning. Eksempelvis vil en storskala logistikkhubb kunne gi et økt kraftbehov på 150 GWh (se vedlegg for nærmere beskrivelse). Ettersom det ikke er noen konkrete planer for dette per i dag, har

vi imidlertid ikke modellert dette eksplisitt i scenarioet. I tekstboksen under beskriver vi hvilke typer prosjekter som ligger i Statnetts kø, og hvordan køsystemet fungerer, i nærmere detalj.

Tekstboks 3-2: Statnetts reservasjons- og kapasitetskø og hvilke prosjekter som står i kø

Alle prosjekter over 5 MW som har behov for kraft må søke Statnett om nettilknytning, og Statnett plasserer prosjektet i én av to kategorier basert på modenhet og tilgjengelig nettkapasitet. Prosjekter med reservert kapasitet har fått tildelt nettilknytning med en planlagt tilknytningsdato, fordi det enten finnes ledig kapasitet i dag eller foreligger modne planer om nettutbygging som vil frigjøre kapasitet. Disse er de mest modne prosjektene. Prosjekter i kapasitetskø mangler både tilgjengelig kapasitet og konkrete utbyggingsplaner, og har derfor ikke fått tildelt tilknytningsdato. Disse prosjektene anser vi som samlet sett mindre modne og mer usikre.

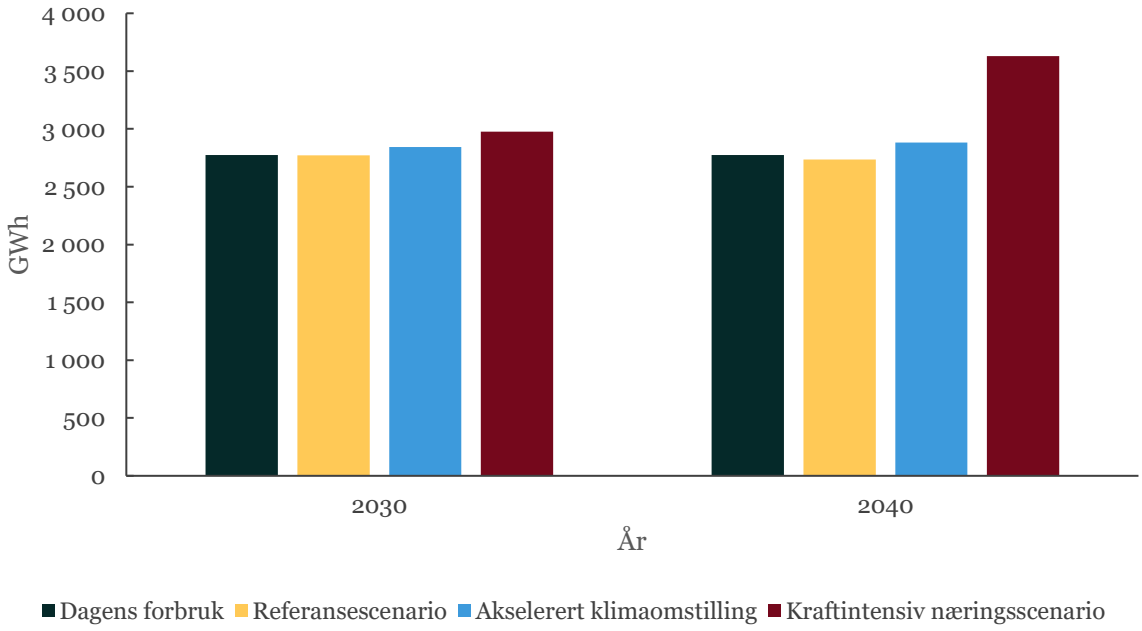
Reservert nettkapasitet for Asker og Bærum utgjør per i dag om lag 24 MW, fordelt på Oslofjord Varme AS med 8 MW via Hamang trafostasjon og planlagt oppstart i 2026, og 16 MW til Chemring Nobel i Asker. Av Chemring Nobels volum er 10 MW allerede tildelt den eksisterende fabrikken, men ikke tatt i bruk, mens 6 MW er omsøkt og til behandling. Dette tilsvarer om lag 4 prosent av dagens topplast i regionen.

I kø ligger om lag 100 MW, som gjelder Chemring Nobels planer om en ny fabrikk i samme område. Det er ikke registrert produksjonssaker. Etterspørselen i regionen er dermed konsentrert om ett industrimiljø, og ikke om datasentre slik tilfellet er i de øvrige delregionene. Statnett planlegger oppgradering av Bærum stasjon mot 2030, samt forsterkning av ledningen mellom Smestad, Bærum og Hamang, som vil tilgjengeliggjøre ny kapasitet for større etableringer.

3.2 Fremtidig kraftforbruk under ulike scenarioer

Dagens kraftforbruk i Asker og Bærum er om lag 2 780 GWh. Figuren under viser hvordan forbruket utvikler seg i de tre scenarioene frem mot 2030 og 2040.

Figur 3-2: Fremtidige forbruksscenarier i Asker og Bærum. Kilde: Menon Economics



I **referansescenarioet** endres kraftforbruket marginalt frem mot 2040. Samlet reduseres forbruket med om lag 38 GWh innen 2040, sammenlignet med dagens nivå. Reduksjonen drives i hovedsak av at energieffektivisering i bygg motvirker økt forbruk som følge av elektrifisering av transport og befolkningsvekst.

Klimascenarioet legger som nevnt til grunn en utslippsbane i tråd med de langsiktige nasjonale klimamålene. For Asker og Bærum innebærer dette en omfattende elektrifisering av transportsektoren og deler av jordbruket. Den isolerte klimaeffekten av denne omleggingen, målt som økt kraftbehov utover referansebanen, utgjør 72 GWh i 2030 og 146 GWh i 2040. Samlet kraftforbruk i kommuneregionen blir 2 843 GWh i 2030 og 2 883 GWh i 2040. Klimascenarioet øker dermed forbruket i Asker og Bærum med rundt 2 prosent sammenlignet med dagens nivå i 2030 og om lag 4 prosent i 2040.

I det kraftintensive næringsscenarioet øker kraftforbruket i Asker og Bærum med ytterligere om lag 750 GWh som følge av økt industriell aktivitet. Samlet kraftforbruk i Asker og Bærum ender da på om lag 2 980 GWh i 2030 og om lag 3 630 GWh i 2040. Dette tilsvarer en vekst på om lag 31 prosent fra dagens nivå. Vi legger til grunn at utvidelsen av dagens fabrikk er på plass innen 2030, mens en ny fabrikk først kommer i drift mot 2040.

3.3 Oppsummering

Våre tre scenarioer belyser konsekvensene av ulike veivalg for kraftforbruket i Asker og Bærum 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 og industriell vekst vil forsterke presset på det regionale kraftsystemet uten tiltak på produksjonssiden eller andre avlastende energiløsninger.

Asker og Bærum er allerede i dag en betydelig nettoimportør av energi, med et energiunderskudd på om lag 3,8 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.

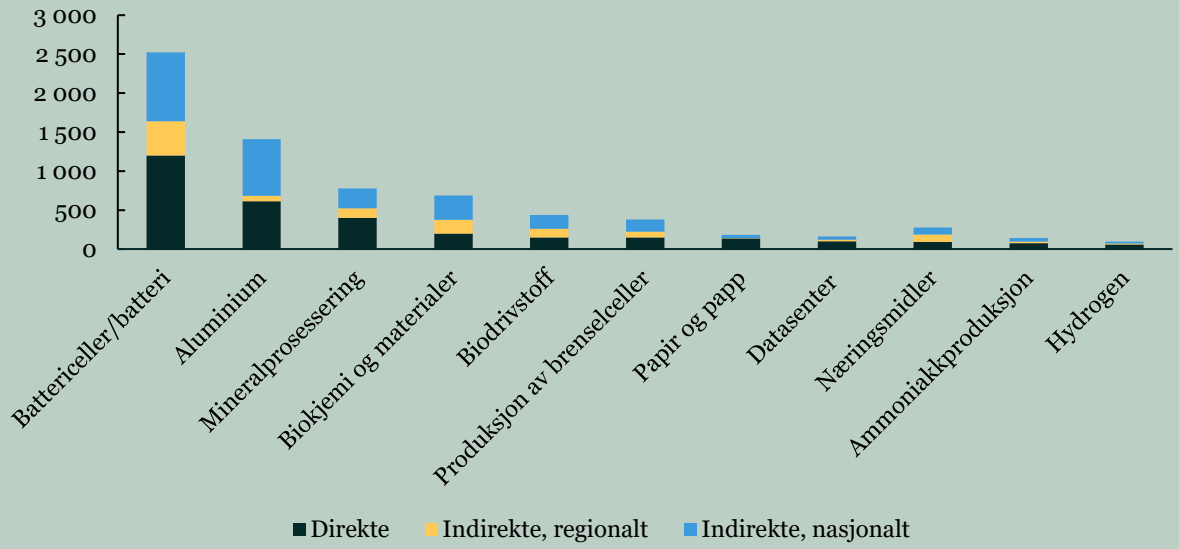
I neste kapittel gjør vi en nærmere vurdering av potensialet for ulike energi- og varmeproduksjonskilder i Asker og Bærum og hvordan dette kan bidra til å avlaste avhengighet av sentralisert infrastruktur og eventuelt frigjøre nett- og energiproduksjon til nye formål.

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. Figuren under viser sysselsettingseffekter for utvalgte industrier (årsverk) basert på studier gjennomført av Menon.

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



Hovedvekten ligger 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.[18] De indirekte effektene er fordelt mellom indirekte sysselsetting innad i regionen, og øvrige nasjonale

[18] *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.*

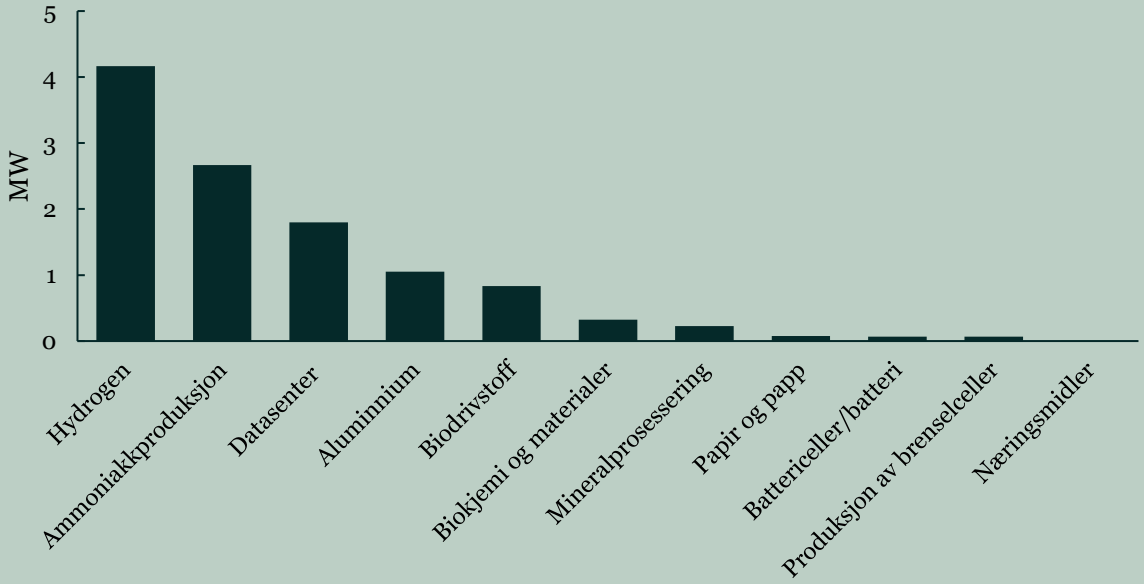
virkninger. Figuren viser betydelig spredning i hvor store sysselsettingseffekter man kan forvente på tvers av de utvalgte næringene. Til venstre i figuren finner vi de mest arbeidsintensive næringene, som trenger stor skala for å kunne konkurrere globalt. Dette gjelder blant annet battericelleproduksjon 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 tredel av de indirekte effektene igjen innenfor regionens grenser. Industrietableringer i én region kan dermed 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 i Asker og Bærum. Det finnes et stort handlingsrom for både energieffektivisering og ny lokal energiproduksjon basert på regionens egne ressurser. De største og mest realistiske bidragene ligger innen energieffektivisering (ENØK), fjernvarme og annen termisk varmeforsyning, samt solenergi på eksisterende takflater. Et viktig poeng med de to første teknologiene 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 har bedre lønnsomhet om man finner et egnet areal, men møter større barrierer enn de førstnevnte. Løsninger som vindkraft, vannkraft og kjernekraft vurderes som mindre relevante i et 2040-perspektiv. Samlet sett estimerer vi at de mest lovende teknologiene har et teknisk potensial på om lag 2,5 TWh frem mot 2040. For å lykkes med dette er man imidlertid avhengig av å adressere de økonomiske og kunnskapsmessige barrierene. Tar vi utgangspunkt i dagens investeringstrend, vil lokale løsninger sannsynligvis kun bidra med en økning på om lag 0,15 TWh, noe som kun vil dekke 6 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 i Asker og Bærum, 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:

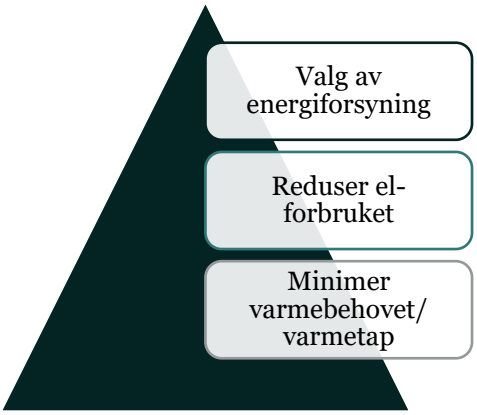
- **Teknologiens relevans for kommuneregionen:** Kort beskrivelse av energiteknologien og hvordan den kan bidra til å frigjøre energi og nettkapasitet til annet forbruk.
- **Dagens status og framtidig potensial:** Overordnet gjennomgang av eksisterende utbredelse og omfang, samt hvilket teknisk og realistisk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

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 Energieffektivisering

4.1.1 Energiløsningens relevans og rolle

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.



Figur 4-1: Kyotopyramiden forenklet

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 i Asker og Bærum

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

Tabell 4-1: Status og potensial for energieffektiviseringstiltak i Asker og Bærum

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Enøk	Avlaster strømnettet og styrker energibalansen	390 GWh/år ~150 MW[19]	Nei	1–25 år	Mange mindre barrierer, men stor påvirkning	Sentral rolle

I hovedsak har energieffektiviseringstiltak potensial til å redusere energibruken i bygg for å frigjøre elektrisitet til andre formål. Tabellen over oppsummerer potensialet innen energieffektivisering for å frigjøre elektrisitet i strømnettet i Asker og Bærum. Bygningsmassen i regionen er dominert av boliger, der om lag 60 prosent av arealet er boligbygg (småhus og boligblokker), og en betydelig andel av disse

[19] 280 GWh/120 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.

er eldre enn 1990. Eldre bygg har gjennomgående størst potensial for energieffektivisering. Det største tekniske potensialet for enøk og frigjort elektrisitet er derfor i husholdninger, men potensialet er også betydelig i private næringsbygg. Offentlige bygg utgjør en mindre andel av bygningsmassen og har et mer begrenset potensial. Energieffektivisering i industribygg dreier seg primært om utnyttelse av spillvarme og er ikke inkludert i disse vurderingene, som fokuserer på potensialet i vanlige husholdninger og næringsbygg. Totalt teknisk potensial for frigjort elektrisitet som følge av energieffektivisering er beregnet til om lag **390 GWh** for Asker og Bærum.

- **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 **200 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 **160 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 **30 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:

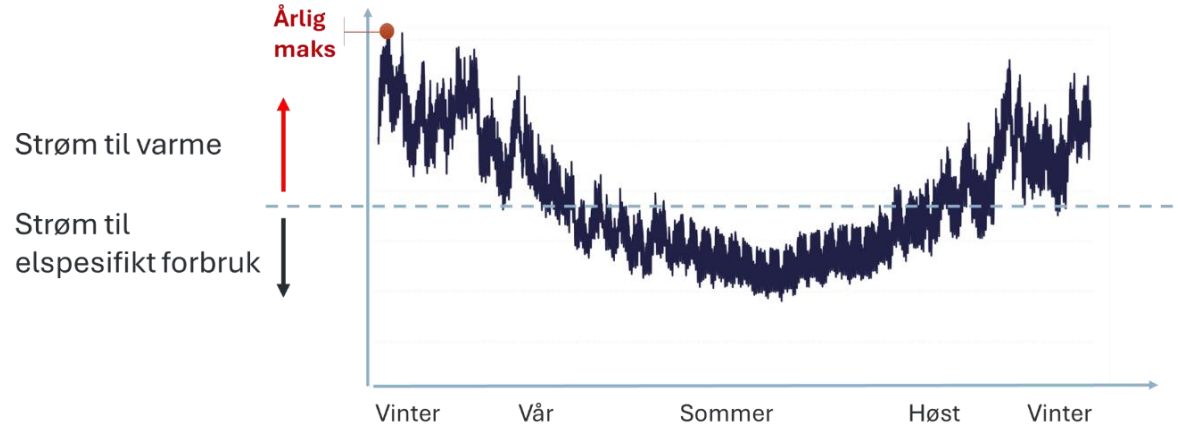
- Skape samarbeidsarenaer med gårdeiere og næringsliv
- Innføre virkemidler som styrker lønnsomhet og/eller krav om energiklasse

4.2 Fjernvarme og andre løsninger for varmeforsyning

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. I Asker og Bærum 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. Potensialet for termiske løsninger er særlig stort i tettbygde strøk, og Asker og Bærum – med sin høye befolkningstetthet og store konsentrasjon av næringsbygg – er godt egnet for utvidet fjernvarme og andre termiske løsninger. I Danmark, Sverige og Finland dekkes over halvparten av varmebehovet av fjernvarme, i motsetning til 10–15 prosent i Norge. Dette illustrerer det uutnyttede potensialet i norske byregioner.

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 i Asker og Bærum

I tabellen under gir vi en samlet vurdering av potensial, inngrep, tidshorisont og barrierer for fjernvarme i Asker og Bærum.

Tabell 4-2: Status og potensial for fjernvarme i Asker og Bærum

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial[20]	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Fjernvarme / termiske løsninger	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	580 GWh/år 250 MW	Nei	1–15 år	Lønnsomhet og ramme-betingelser	Betydelig potensial om barrierene blir løst

Energibruken i Asker og Bærum 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 i Asker og Bærum er i størrelsesorden 579 GWh per år, tilsvarende rundt 21 prosent av dagens samlede strømforbruk. Videre kan om lag 251 MW effektkapasitet frigjøres, tilsvarende nær 44 prosent av dagens høyeste effekttopp i strømnettet på 576 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 250 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 105 MW.
- **Næringsbyggene – fra individuell belastning til felles løsning:** I næringsbyggene, inkludert store boligbygg, ligger potensialet i størrelsesorden 300 GWh og forutsetter at eksisterende bygg i større grad går over fra elektrisk oppvarming til fjernvarme eller lokale bioløsninger. Dette tilsvarer en tilgjengelig effektreduksjon på 130 MW. I et tett utbygd område som Bærum og Asker sentrum er systemgevinstene av fjernvarme særlig store, ettersom mange bygg kan betjenes fra felles infrastruktur.
- **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 40 GWh og 15 MW effekt. Nybygg representerer et viktig, langsiktig bidrag: når varmebehovet i nye bygg dekkes av fjernvarme, reduseres presset på strømnettet ytterligere i tiår fremover.

Satt i et større perspektiv tilsvarer 580 GWh frigjort elektrisitet en betydelig andel av regionens samlede strømforbruk, og er på linje med produksjonen fra et mellomstort vannkraftverk eller en større landbasert vindpark. Forskjellen er at dette «kraftverket» ikke bygges i naturen, men i eksisterende

[20] 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.

bygninger – gjennom smartere valg av oppvarmingsløsninger. Et bidrag på 251 MW effektreduksjon tilsvarer nær halvparten av effekttoppen i strømnettet og vil alene kunne frigjøre betydelig kapasitet til næringsutvikling og nye forbrukere.

Asker og Bærum har allerede etablert fjernvarmeinfrastruktur med leveranser på 240 GWh per år. Å realisere det tekniske potensialet for større bygg vil innebære mer enn en dobling fra dagens nivå knyttet til transformasjon, i tillegg til vekst innen nybygg. Dette er ambisiøst, men gjennomførbart over en mellomlang tidshorisont dersom rammebetingelsene legges til rette.

4.2.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Analysen viser at fjernvarme og andre termiske energiløsninger kan gi et vesentlig bidrag til å styrke energibalansen i Asker og Bærum. 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 – anslått til rundt 330 GWh. 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 kapittel 6.

4.3.1 Vannkraft i Asker og Bærum

Tabell 4-2: Status og potensial for vannkraft på Asker og Bærum4

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tidshorisont	Barrierer	Samlet vurdering
Vannkraft	Ikke relevant	0 GWh	Ikke relevant	Ikke relevant	Lavt ressurs-grunnlag	Ikke aktuelt

I Asker og Bærum er det ingen større vannkraftverk eller uutnyttet potensial ifølge NVEs databaser. Vannkraft vurderes derfor ikke som en aktuell teknologi i regionen.

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.[21] 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 frilufts- 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 års perspektiv 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.

[21] https://www.nve.no/media/19307/nasjonalramme-for-vindkraft.pdf

4.4.2 Status og potensial i Asker og Bærum

Tabell 4-3: Status og potensial for vindkraft på Asker og Bærum

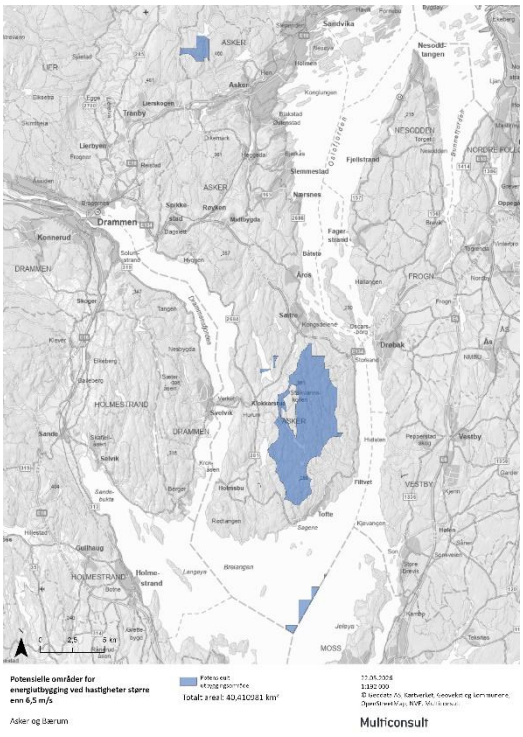
Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Vindkraft	Strøm-produksjon	600 GWh	Store plan-arealer	7–15 år	Lokal og kommunal motstand, arealer	Teknisk potensial med lav realisme

GIS-analysene identifiserer et aktuelt areal på 40 km² med vindhastigheter over 6,5 m/s i Asker og Bærum og 9 km² over 7 m/s. Det tekniske potensialet er beregnet til om lag 600 GWh/år. Dette tilsvarer om lag 50 turbiner med en navhøyde på 150–180 m. Selv om dette er et høyt potensial, er det ikke ansett som en sentral løsning for regionen. Det er ellers få egnede områder, som gjenspeiler at regionen i stor grad er tett bebygd og at det er lite tilgjengelig areal som tilfredsstiller de satte kriteriene for vindressurser og arealbruk.

4.4.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Det teknisk mulige arealet anses som lite realistisk på grunn av plasseringen. Det er heller ikke avdekket gjennom intervjuer at dette er et aktuelt område for utbyggere. Selv om teknisk potensial er beregnet, vil utbygging i tillegg møte de generelle barrierene som gjelder for vindkraft i Norge: krav om kommunal områderegulering etter plan- og bygningsloven før NVE kan behandle en konsesjonssøknad, behov for lokal aksept og forankring, og lange planleggingsprosesser på minimum syv år. I Asker og Bærum kommer disse barrierene i tillegg til at arealene er rett ved fjorden og man kan forvente stor motstand.

Figur 4-3: Område med teknisk potensial for vindkraft



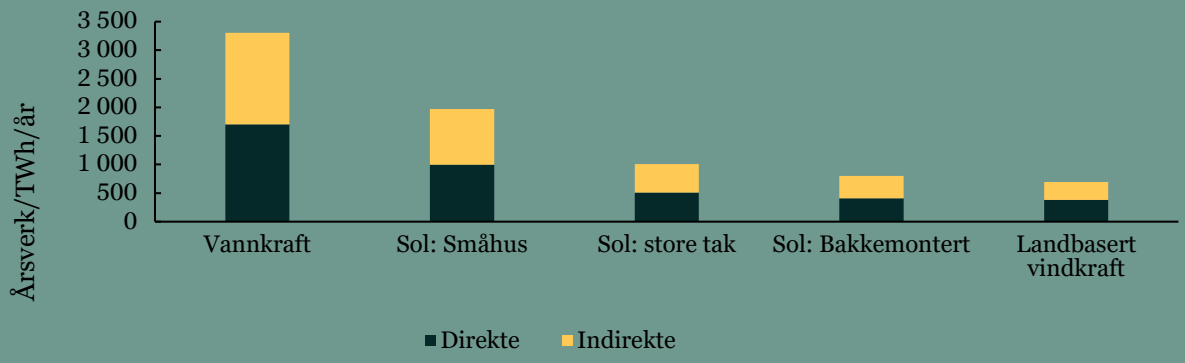
Lokale ringvirkninger av kraftproduksjon

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.

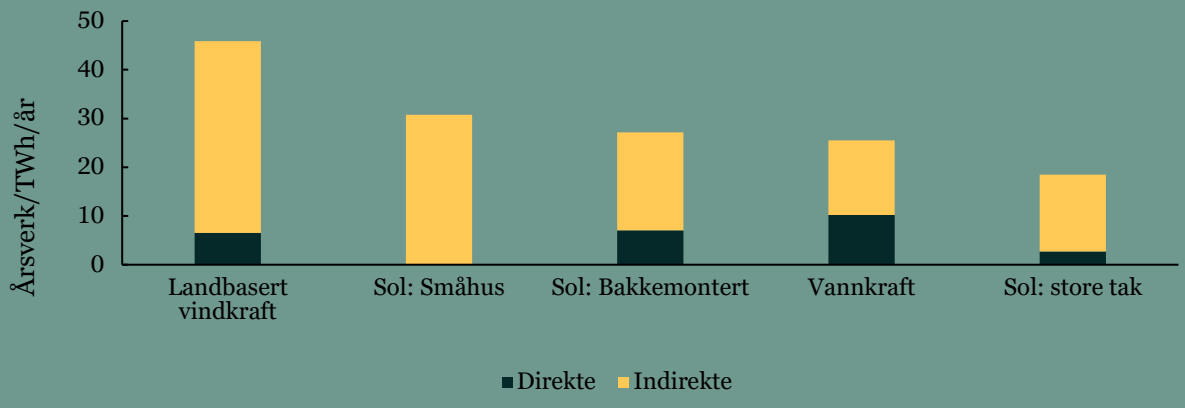
Figur 4-4: Nasjonale ringvirkninger av utbyggingen av kraftproduksjon. Kilde: Menon Economics



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.

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



Referanseprosjekt: Odal vindkraftverk

Odal vindkraftverk ligger i Nord-Odal kommune på grensen mellom Innlandet og Akershus fylke.[22] Anlegget eies av Akershus Energi Vind (33,4 %), Cloudberry (33,4 %) og KLP (33,2 %).[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]



Figur 4-6: Odal vindkraftverk. Kilde: energiwatch.no

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 for- 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.

---

[22] https://odalvind.no/fakta-om-vindkraftverket/
[23] https://odalvind.no/om-odal-vindkraftverk/
[24] https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak/?id=228&type=A-1
[25] https://odalvind.no/om-odal-vindkraftverk/
[26] https://odalvind.no/fakta-om-vindkraftverket
[27] https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/?ch=2

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 4-3: 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 i Asker og Bærum

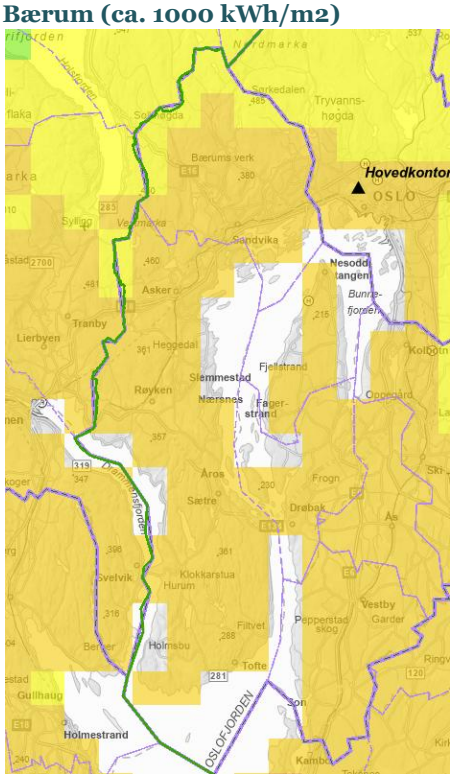
Dagens status og uforløst potensial

Tabell 4-4: Status og potensial for solkraft i Asker og Bærum

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Storskala solkraft	Strømproduksjon	Begrenset teknisk potensial. 26 GWh konsesjonssøkt	Store arealer kreves	5–10 år	Lokal og kommunal motstand, nettsituasjon, lønnsomhet	Begrenset potensial

Asker og Bærum er en tett befolket og infrastrukturrik region, med varierte landskapstyper fra fjordnære områder i vest til skogkledde åser i øst. Solressursene er gode etter norsk målestokk; Akershus mottar typisk 1 000–1 100 kWh per installert kWp per år, noe som er sammenlignbart med nordlige deler av Mellom-Europa.

Figur 4-7: Solinnstråling i Asker og Bærum (ca. 1000 kWh/m2)



Det er per i dag ingen kjente ferdigstilte storskalaprosjekter for bakkemontert sol i regionen, og ingen prosjekter har reservert kapasitet i nettet. Ett prosjekt i Asker har imidlertid søkt om konsesjon med en forventet årsproduksjon på 26 GWh. Dette er Oredalen solkraftverk med et planområde på om lag 270 dekar.

Økonomi og gjennomførbarhet

Realisering av solkraftpotensialet i Asker og Bærum avhenger i stor grad av lønnsomhet, arealtilgang, lokal aksept og kommunal tilrettelegging. I disse tett utbygde kommunene er mulighetene for bakkemontert solkraft begrenset av arealknapphet og potensielle konflikter med bebyggelse og friluftsliv. Basert på intervjuer av aktører i fylket, er flate, bearbeidede arealer å foretrekke for å oppnå lønnsomhet. Da er det gjerne snakk om landbruksarealer, som kan ha en høy alternativverdi.

Kostnadene for bakkemontert solkraft har falt de siste årene som følge av prisreduksjon, forbedret teknologi og økt erfaring med slike anlegg. I dag blir det bygd flere prosjekter under 10 MW i Norge som viser lønnsomhet, men disse har som regel en mer marginal lønnsomhet enn det man ser i større solkraftanlegg og ellers i Europa. Dette skyldes blant annet manglende stordriftsfordeler og lavere

strømpriser i markedet. Investeringsviljen begrenses videre av usikkerhet knyttet til fremskriving av spotpris og lavere forventet avkastning sammenlignet med andre prosjekter utbyggerne har i porteføljen. En tydelig konsekvens av dette er at selv om flere anlegg har fått konsesjon de siste årene, er det få som gjennomføres og velger å ta en investeringsbeslutning. Lønnsomhet er derfor en sentral faktor for gjennomførbarheten til solkraftverk i Norge i dagens marked.

Løsninger som kombinerer solkraft og landbruk kan redusere arealkonflikter, men er foreløpig mer kostnadskrevende enn konvensjonelle anlegg.

For å utløse potensialet må Asker og Bærum kommuner gi tydelige føringer i arealplanene og bidra til forutsigbarhet for utbyggere, mens de største barrierene rundt lønnsomhet må løses på nasjonalt nivå.

4.5.3 Sol på grå arealer i Asker og Bærum

Dagens status og uforløst potensial

Tabell 44-5: Status og potensial for sol på grå arealer på Asker og Bærum

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Sol på grå arealer	Strømproduksjon	120 GWh/år	Lite naturinngrep	5–10 år	Lønnsomhet	Begrenset potensial med god lønnsomhet

Basert på Hafslund Rådgivnings solscreening er det tekniske potensialet for sol på grå arealer i Asker og Bærum anslått til om lag 128 MWp, som tilsvarer rundt 0,12 TWh per år. Potensialet er et brutto teknisk potensial og er ikke korrigert for eksisterende utbygging eller lokale planmessige begrensninger. Potensialet er i stor grad knyttet til parkeringsarealer, næringsområder, transportinfrastruktur og masseuttak. For en nærmere redegjørelse av dette potensialet viser vi til Hafslunds utredning.

Økonomi og gjennomførbarhet

Selv om Akershus har et betydelig teknisk potensial for solkraft på grå arealer, er det i praksis krevende å finne prosjekter med god prosjektøkonomi i dagens marked. Mange av arealene med lavt konfliktnivå er fragmenterte, små eller teknisk krevende å bygge ut, noe som gir høye investeringskostnader per produsert kWh. Dette bidrar til at store deler av det teoretiske potensialet ikke realiseres. Hafslunds screening estimerer at 35 prosent av potensialet på grå areal har en LCOE[28] under 1 NOK/kWh. Dette er i seg selv ikke tilstrekkelig for å sikre lønnsom utbygging. Med andre ord, vil i praksis kun en mindre del av dette være aktuelt for realisering uten supplerende støtteordninger.

Parkeringsplasser utgjør et betydelig teoretisk potensial, men er blant de dyreste arealtypene å bygge ut. Carport-løsninger krever omfattende fundamentering og konstruksjoner, noe som gir klart høyere kostnader per produsert kWh enn solkraft på større, sammenhengende flater. Tilsvarende gjelder arealer langs vei og bane, hvor tekniske krav, sikkerhetshensyn og komplisert nettilknytning ofte

[28] Levelized Cost of Energy viser hva kostnaden for å produsere 1 KWh strøm koster over hele levetiden til anlegget (inkl. investering, drift og vedlikehold) og kan derfor sammenlignes med strømprisen man ellers ville betalt som sluttbruker.

svekker lønnsomheten.[29] Samlet innebærer dette at solkraft på grå arealer har et høyt teoretisk potensial, men lav praktisk gjennomførbarhet, og at realisering ofte forutsetter offentlig tilrettelegging eller særskilte virkemidler.

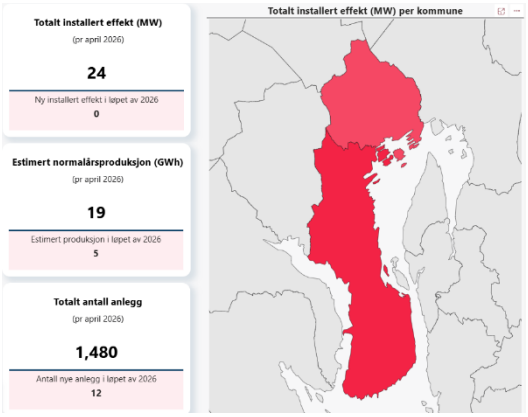
4.5.4 Sol på tak i Asker og Bærum

Dagens status og uforløst potensial

Tabell 44-6: Status og potensial for sol på tak i Asker og Bærum

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Sol på tak	Strømproduksjon	990 GWh/år	Nei	1–15 år	Lønnsomhet	Betydelig potensial som kan forløses

Basert på Hafslund Rådgivnings screening av solkraft på gråareal og tak er det tekniske potensialet for takmontert sol i Asker og Bærum anslått til om lag 1,1 GWp, som tilsvarer rundt 1 TWh per år. Potensialet er fordelt mellom de to kommunene, med betydelige bidrag fra både boliger, næring og offentlige bygg. Rundt 25 prosent av det samlede potensialet for tak (i 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.



Figur 44-8: Utbygd solkraft i Asker og Bærum. Kilde: NVE

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.

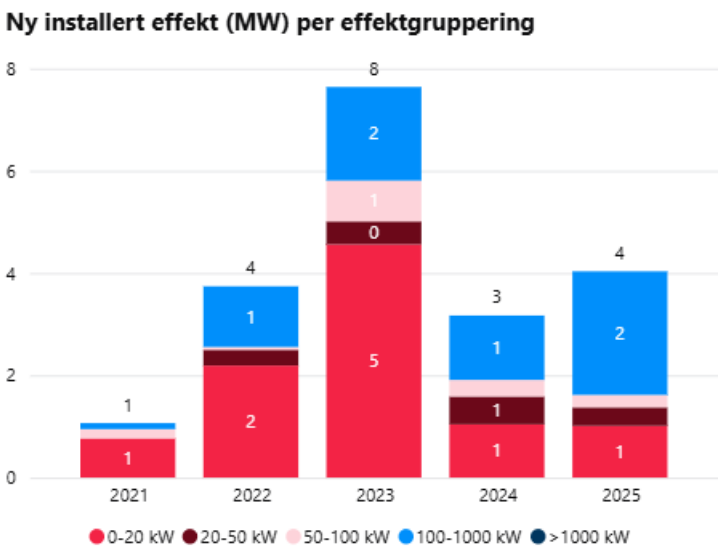
Basert på NVEs statistikk er det bygd ut 24 MW i Asker og Bærum, altså rundt 2 prosent av det tekniske potensialet som Hafslund anslår[30].

[29] Solkraftpotensial på nedbygd arela i Norge – tilgjengelig her
[30] https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraftanlegg-i-norge/

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.

Figur 44-9 Antall nye anlegg per effektgruppering i Asker og Bærum



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[31]. 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.

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. Blant aktuelle segmenter er kjøretøy knyttet til renovasjon, landbruk og tunge kjøretøyer med lange kjørelengder/tunge laster. Dette kapitlet er utformet likt for alle kommuneregionene i Akershus, ettersom de teknoøkonomisk hensiktsmessige løsningene for biogass i stor grad går på tvers av kommune- og regionsgrenser.

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

4.6.2 Dagens status og uforløst potensial

Tabell 4-7: Status og potensial for biogass i Asker og Bærum

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Biogass	Avlaster strømnettet i forbindelse med elektrifisering av tung-transport	44 GWh/år (drivstoff)	Nei	Innen 2040	Lønnsomhet og ramme-betingelser, ressurstilgang	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 Asker og Bærum er det realistiske potensialet beregnet til om lag 44 GWh, som utgjør rundt 5 prosent av transportsektorens oljeforbruk i regionen på 871 GWh.

Råstoffgrunnlaget i Asker og Bærum skiller seg fra de mer landbruksdominerte regionene i Akershus. Det største bidraget kommer fra matavfall med et teoretisk potensial på 40 GWh, etterfulgt av avløpsslam med 13 GWh. Husdyrgjødsel og halm utgjør til sammen kun 10 GWh teoretisk potensial, noe som reflekterer regionens urbane og tettbygde karakter med svært begrenset landbruksareal. Samlet teoretisk potensial er 62 GWh, og med realistisk utnyttelsesgrad er potensialet anslått til 44 GWh. Biogasspotensialet er dermed i stor grad koblet til befolkningstetthet og næringsaktivitet – ikke landbruk – og råstoffet hentes primært fra kommunale avfallsstrømmer og avløpsrenseanlegg.

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.

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 4-8: 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	1700	3 %

Potensial (GWh)	Husdyr-gjødsel	Mat-avfall	Halm	Avløps-slam	Sum teoretisk	Sum realistisk	Olje-forbruk transport	Realistisk potensial
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	4589	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. For Asker og Bærum, der råstoffgrunnlaget nettopp er konsentrert om matavfall og avløpsslam, er dette særlig relevant: kommunene sitter på de viktigste ressursstrømmene og har derfor en direkte innflytelse over om potensialet realiseres.

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 tidligfaseprosjektutvikling og verdikjeden for biogjødsel.

Etterspørselen etter biogass er i dag konsentrert til kollektivtransport, avfallslogistikk og deler av tungtransporten, og er sterkt påvirket av offentlige anskaffelser og klimakrav. Asker og Bærum har en velutviklet kollektiv- og næringstransportsektor som kan utgjøre en stabil etterspørselsbase for biogass dersom det gjøres strategiske valg i kommunale anskaffelser. 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. For Asker og Bærum vil tydelige strategiske valg om håndtering av matavfall og avløpsslam, samt kommunale innkjøpskrav til drivstoff i transporttjenester, være avgjørende for om det realistiske potensialet på 44 GWh faktisk realiseres frem mot 2040.

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 4-9: Status og potensial for kjernekraft i Asker og Bærum

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tidshorisont	Barrierer	Samlet vurdering
Kjernekraft	Stor strøm-produksjon	350 GWh–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. 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 framtidig 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 og 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 Asker og Bærum 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 2,5 TWh. Som vist innledningsvis i rapporten tilsvarer dette om lag 90 prosent av dagens strømforbruk.

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. Solenergi fremstår som den viktigste kilden til ny lokal kraftproduksjon, med et stort teknisk potensial, særlig på eksisterende bygg, men utviklingen er sårbar for endringer i kraftpris, nettkapasitet og støtteregimer. 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 0,15 TWh frem mot 2040. Med de rette tiltakene kan dette bli

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 og fjernvarme realiseres, kan dette gi en betydelig reduksjon i regionens kraftunderskudd.

Tabell 4-10: Oppsummering av nøkkelresultater fra de mest aktuelle energiløsningene på Asker og Bærum

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Enøk	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	400 GWh/år 150 MW	Nei	1–25 år	Mange mindre barrierer, men stor påvirkning	Sentral rolle
Fjernvarme / termiske løsninger	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	580 GWh/år 250 MW	Nei	1–15 år	Lønnsomhet og ramme-betingelser	Betydelig potensial om barrierene blir løst
Solenergi	Strømproduksjon	1 100 GWh/år	Storskala har store inngrep	1–15 år	Lønnsomhet, arealtilgang og nettsituasjon	Betydelig potensial
Biogass	Avlaster strømnettet	44 GWh/år (drivstoff)	Nei	Innen 2040	Lønnsomhet	Avhenger av regional strategi for utfasing av fossilt drivstoff

4.9 Forbrukerfleksibilitet

Tabell 4-11: Status og potensial for fleksibilitet i Asker og Bærum

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Forbruks-fleksibilitet	Avlaster strømnettet	Inntil 7 % 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 4-4: Batterier og andre lagringsløsninger

I kapitelet ser vi nærmere på potensialet til forbrukerfleksibilitet som kilde til avlastning av kraftnettet i Asker og Bærum. 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 Asker og Bærum. 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 i Asker og Bærum, 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 Asker og Bærum er fleksibilitetspotensialet anslått til opp mot 7 prosent av topplasten, jf. omtale i kapittel om effektbehov.[32] 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.

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.

[32] 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.

5 Veivalg og anbefalinger

Asker og Bærum står overfor flere utfordringer knyttet til den lokale energisituasjonen. Regionen har det største energiunderskuddet i absolutte tall i Akershus, men skiller seg fra de øvrige delregionene ved at presset på nettet fra nye etableringer er lavere og knyttet til industri, ikke til datasentre Potensialet for lokal energiproduksjon er om lag på nivå med dagens kraftunderskudd. Om vi fremskriver den underliggende utviklingstrenden frem mot 2040, vil imidlertid kun 6 prosent av dette realiseres. Med bakgrunn i dette står Asker og Bærum overfor to sentrale veivalg: 1) hvor ambisiøs satsingen på lokal energiproduksjon og energifrigjøring skal være, og 2) hvilke næringer kommunene ønsker å tiltrekke seg og til hvilke vilkår. Det første handler om å avklare om Asker og Bærum 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 når ny næringsaktivitet med større kraftbehov kommer til, slik Chemring Nobels planer i Asker er et eksempel på.

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

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

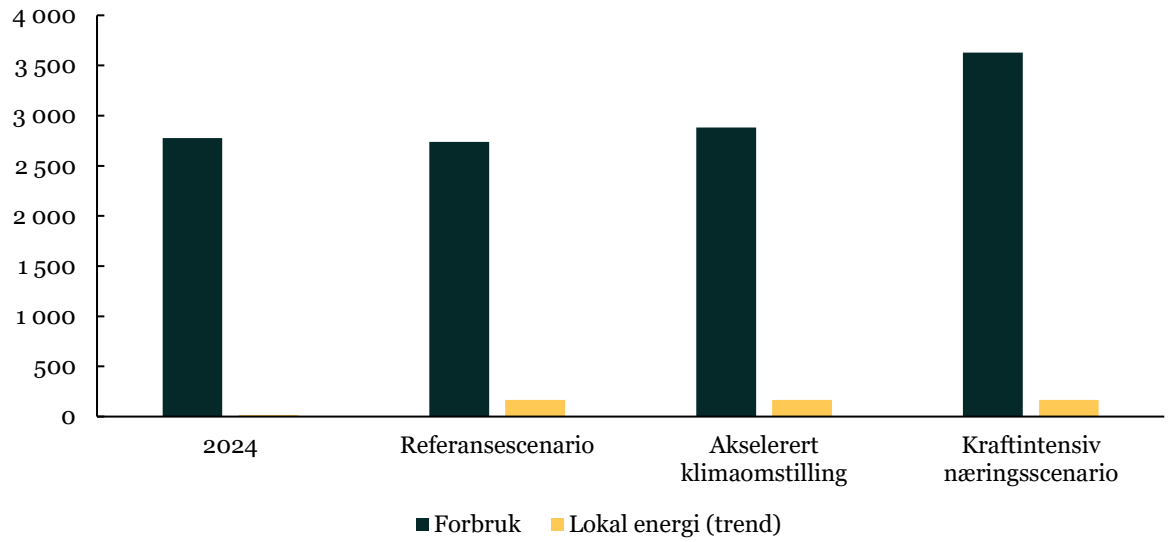
Asker og Bærum har et betydelig kraftunderskudd, det største i absolutte tall i Akershus. Lokal produksjon dekker under 1 prosent av regionens strømforbruk og om lag 11 prosent av samlet energiforbruk. Et kraftunderskudd av denne størrelsen er ikke uvanlig for tett befolkede områder i Norge, men innebærer at forsyningssikkerheten er direkte avhengig av overføringskapasitet fra omkringliggende nett.

Statnett har varslet og gjennomført betydelige nettforsterkninger i Stor-Oslo-området, blant annet nye Hamang stasjon som ble satt i drift i 2024, og ytterligere tiltak gjennom områdeplanen for Oslo, Akershus og Østfold. Disse 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 referansescenario med kun vedtatt politikk reduseres forbruket marginalt mot 2040, med om lag 38 GWh. I et klimascenario i tråd med nasjonale klimamål øker kraftbehovet med om lag 146 GWh, til om lag 2 880 GWh i 2040, tilsvarende en vekst på om lag fire prosent fra dagens nivå. Et scenario med økt industriell aktivitet gir imidlertid ytterligere om lag 750 GWh, noe som gir en samlet vekst på om lag 31 prosent. Påslaget er i all hovedsak knyttet til Chemring Nobels planer i Asker.

Kartleggingen av lokale energiløsninger viser et betydelig samlet teknisk potensial, fordelt på energieffektivisering, fjernvarme og termiske løsninger, solkraft, vindkraft og biogass. Potensialet tilsvarer om lag 90 prosent av dagens strømforbruk, og er særlig stort innen energieffektivisering, fjernvarme og solkraft på tak. 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 0,15 TWh frem mot 2040. Regionen vil derfor forbli et betydelig underskuddsområde uten nye energipolitiske tiltak både fra kommunene og fra nasjonalt

hold. Den regionale utviklingen står også i sterk kontrast til det samfunnsmessige behovet for å øke fornybar energiproduksjon både i landsdelen og Norge som helhet. 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.[33]



5.1.2 To veivalg peker seg ut for kommunene i Asker og Bærum

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 Asker og Bærum 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 de er villige til å gå. Det finnes en rekke enkle tiltak, særlig knyttet til informasjonstilgang om energieffektivisering og til arealplanlegging for fjernvarme i tettbygde 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, men denne typen tiltak har gjennomgående en lengre tidshorisont. Uavhengig av valgt tilnærming bør ambisjonsnivået være tydelig kommunisert og forankret hos kommunene.

[33] 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).

Utvikling av fremtidig kraftbehov: Det andre veivalget handler om hvordan regionen stiller seg til en fremtidig økning i kraftbehovet. I dag er presset på nettet fra nye etableringer knyttet til ett industrimiljø i Asker, men bildet 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 jo 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 i tillegg identifisert syv konkrete anbefalinger for det videre arbeidet med energiomstillingen i Asker og Bærum. 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 næringsvilkår. 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 og 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. Å spre kunnskap om støtteordninger fra Enova og om praktiske muligheter for energieffektivisering og lokal produksjon er et enkelt tiltak 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 effektive 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.

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 håndtere 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	400 GWh/år 160 MW	Nei	1-25 år	Mange mindre barrierer, men stor påvirkning	Sentral rolle
Fjernvarme / termiske løsninger	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	580 GWh/år 250 MW	Nei	1-15 år	Lønnsomhet og ramme-betingelser	Betydelig potensiale om barrierene blir løst
Vannkraft	Strømproduksjon	0 GWh	Oppgradering gjøres på eksisterende areal	Ikke relevant	Lavt ressurs-grunnlag	Ikke aktuelt i Asker og Bærum
Vindkraft	Strøm-produksjon	600 GWh	Store plan-arealer	7-15 år	Lokal og kommunal motstand, arealer	Teknisk potensial med lav realisme
Storskala solkraft	Strømproduksjon	Begrenset teknisk potensial. 26 GWh konsesjonssøkt	Store arealer kreves	5-10 år	Lokal og kommunal motstand, nettsituasjon, lønnsomhet	Begrenset potensial
Sol på grå arealer	Strømproduksjon	120 GWh/år	Lite naturinngrep	5-10 år	Lønnsomhet	Begrenset potensiale med god lønnsomhet
Sol på tak	Strømproduksjon	990 GWh/år	Nei	1-15 år	Lønnsomhet	Betydelig potensiale som kan forløses
Biogass	Avlaster strømnettet	44 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 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 års perspektiv 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 og så videre). 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 og lignende.

6.3 Effektbehov og energibruk i en stor logistikkhub

6.3.1 Formål

For å illustrere hvilket effekt- og energibehov en fullskala hub for elektriske lastebiler kan utløse regionalt, har vi etablert et eksempelcase for fremtidige store logistikkhubber. Caset er ikke en prognose, men et regneeksempel basert på offentlig dokumenterte anlegg og standarder for ladeinfrastruktur. Det illustrerer hvordan elektrifisering av tungtransporten kan slå ut i krav til nett og kraftforsyning i regioner med gunstig beliggenhet langs hovedtransportkorridorene, og er relevant for flere delregioner i Akershus.

6.3.2 Caseforutsetninger

ASKO Vestby er Norges første kommersielle MCS-anlegg, levert av Kempower i 2025. Anlegget driftet om lag 100 elektriske lastebiler daglig på åpningstidspunktet, og er del av ASKOs plan om at 200 av flåtens 700 lastebiler skal være elektriske innen utgangen av 2025.[1] Andre referansepunkter på Østlandet inkluderer Oslobuss' tungbil-ladepark på Haugenstua (16 hurtigladere à 350–400 kW), åpnet i 2024 og omtalt som den største offentlige tungbilladestasjonen i Oslo.[2]

Som regneeksempel legger vi til grunn et fullt utbygd anlegg som håndterer 200 biler per dag i en region med nærhet til hovedtransportkorridorene. Dette tilsvarer om lag en dobling av dagens største anlegg i Norge, og er valgt for å illustrere størrelsesordenen på effekt- og energibehovet gitt en betydelig økning i elektrifisering innen transportsektoren[34]. Det er imidlertid viktig å påpeke at det per i dag ikke er tatt investeringsbeslutning på tilsvarende anlegg. Av de 200 bilene antas 60 prosent (120 biler) å være depotbiler i regional distribusjon, og 40 prosent (80 biler) å være gjennomgangsbiler på langtransport.

6.3.3 Ladeinfrastruktur og effektforutsetninger

Ladeeffekten per kjøretøy avhenger av lademønsteret. Vi skiller mellom to driftsregimer, der valg av ladeteknologi er styrt av sjåførens hviletid og bilens returmønster.

Depotlading (CCS2, opptil 350 kW) – om natten

Biler som returnerer til huben lader over natten, med god tid til å fordele lasten over flere timer. Volvo Trucks oppgir at hovedtyngden av tungtransporten forventes ladet ved hjemmebase utenfor kjøretid,

[34] Se eks. NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse -2025, miljødirektoratets fremskrivinger (2025) samt NVEs siste energibruksanalyse.

og at CCS2 HPC-ladere på opptil 350 kW gir 20–80 prosent lading på om lag 65 minutter[3]. Vi legger 350 kW per ladepunkt til grunn for depotbiler, med samtidighetsfaktor 0,6 over et 7–8 timers ladevindu.

Gjennomgangslading (MCS, 1,0–1,2 MW) – på dagtid

Biler på langtransport kan kun lade i de lovpålagte 45-minutters hvilepausene som EU-forordning 561/2006 krever etter 4,5 timer kjøring[4]. Det utelukker depotlading og gjør Megawatt Charging System (MCS) påkrevd. Standarden ble formalisert i IEC TS 63379 (februar 2026) og leverer inntil 1,2 MW ved 1500 A per ladepunkt[5]. ASKO Vestby benytter Kempower 1,2 MW MCS-enheter, og dette er forutsetningen for gjennomgangsbilene i basisscenarioet[1].

6.3.4 Dimensjonerende effektbehov

Den dimensjonerende effekttoppen oppstår på dagtid og er drevet av hvor mange gjennomgangsbiler som lader samtidig på MCS i den mest belastede totimersperioden. I tillegg kommer 5 MW fra lager-, kjøl-/frys- og kontordrift som overlapper med MCS-toppen. Depotladingen på om lag 25 MW skjer derimot om natten og overlapper i liten grad med dagtoppen, og inngår derfor ikke i dimensjoneringen mot nettet.

Tabell 6-5: Scenarioer for dimensjonerende effektbehov på dagtid (200 biler/dag totalt)

Scenario	Gjennomgangsbiler i topp	MCS-effekt	Bygg	Dimensjonerende effekt
Lavt	20 biler à 1,0 MW	20 MW	5 MW	om lag 25 MW
Basis	40 biler à 1,2 MW	48 MW	5 MW	om lag 53 MW
Høyt	50 biler à 1,2 MW	60 MW	5 MW	om lag 65 MW

6.3.5 Årlig energibehov

Det årlige energibehovet er styrt av flåtens totale kjørelengde og spesifikt energiforbruk per km. Volvos egen test av FH Electric (40 tonn) på Green Truck Route i Tyskland viste et forbruk på 1,1 kWh/km[6]. Scanias 40R-trekkvogn med semitilhenger (38 tonn) brukte 1,15 kWh/km i snitt over en 4 500 km lang reise fra Sverige til Tyrkia[7]. Vi legger 1,3 kWh/km til grunn for depotbiler (kortere ruter, mer stopp-og-start) og 1,4 kWh/km for gjennomgangsbiler (full last, motorvei, norsk vinter), med 300 driftsdager per år. Bygg, kjøl/frys og kontor antas å ha et snittforbruk på 3 MW, om lag 26 GWh årlig.

Tabell 6-6: Scenarioer for årlig energibehov (200 biler/dag i basisscenarioet)

Scenario	Ladeenergi biler	Bygg og kjøl/frys	Sum årlig energi
Lavt (kortere ruter, lavere utnyttelse)	om lag 25 GWh	om lag 20 GWh	om lag 45 GWh
Basis (200 biler/dag som beskrevet)	om lag 34 GWh	om lag 26 GWh	om lag 60 GWh
Høyt (lengre ruter, høyere utnyttelse)	om lag 45 GWh	om lag 30 GWh	om lag 75 GWh

I basisscenarioet utgjør anlegget alene om lag 0,5 prosent av samlet strømforbruk i Akershus, og tilsvarer årsforbruket til om lag 3 000 norske eneboliger. Forskjellen mellom scenarioene er først og fremst drevet av spesifikt forbruk per km, som ifølge produsentenes egne tester kan variere fra 1,1 til over 1,5 kWh/km avhengig av last, topografi og temperatur.

6.3.6 Kilder

Tabellen under viser hvilke konkrete påstander hver kilde dokumenterer. Det opphøyde tallet i teksten over peker direkte til radene under, slik at hver påstand kan spores til sin kilde.

Tabell 6-7: Kildeoversikt med direkte kobling til påstander i vedlegget

Nr.	Påstand i teksten	Kilde og URL
1	ASKO Vestby driftet om lag 100 elektriske biler daglig på åpningstidspunktet; 2 × 1,2 MW MCS og 4 × 560 kW CCS2 (totalt 2,4 MW); ASKO har 700 lastebiler totalt og målsetting om 200 elektriske innen utgangen av 2025.	Kempower (16. oktober 2025): "Kempower delivers distributed megawatt charging solution to Norway's largest grocery retailer ASKO's depot in Vestby". https://kempower.com/news/kempower-delivers-distributed-megawatt-charging-solution-to-norways-largest-grocery-retailer-askos-depot-in-vestby/
2	Oslobuss' tungbil-ladepark på Haugenstua har 16 hurtigladere à 350–400 kW og er omtalt som den største offentlige tungbilladestasjonen i Oslo (åpnet november 2024).	Norges Lastebileier-Forbund / Lastebil.no (22. november 2024): "Ny ladepark for tungbiler i Oslo – den største i sitt slag". https://lastebil.no/aktuelt/nyheter/2024/ny-ladepark-for-tungbiler-i-oslo-den-stoerste-i-sitt-slag
3	CCS2 HPC-lader på 350 kW gir om lag 65 minutter for 20–80 prosent ladning; hovedtyngden av tungtransporten ventes ladet ved hjemmebase utenfor kjøretid.	Volvo Trucks Norge: "Vanlige spørsmål om batterier og lading". https://www.volvotrucks.no/no-no/trucks/electric/faq/faq-batteries-charging.html
4	Krav om minimum 45 minutters pause etter 4,5 timer kjøring følger av EU-forordning 561/2006, gjennomført i norsk rett ved FOR-2007-07-02-877.	Lovdata: "Forskrift om kjøre- og hviletid for vegtransport i EØS" (FOR-2007-07-02-877), § 1 med henvisning til forordning (EF) nr. 561/2006. https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2007-07-02-877
5	Megawatt Charging System (MCS) leverer inntil 1,2 MW ved 1500 A per ladepunkt; standarden ble publisert som IEC TS 63379 i februar 2026.	CharIN: "Megawatt Charging System (MCS)" – inkludert pressemelding om IEC TS 63379 (februar 2026). https://www.charin.global/technology/mcs/
6	Volvo FH Electric (40 tonn) brukte 1,1 kWh/km på den uavhengige Green Truck Route-testen i Tyskland (343 km, snittfart 80 km/t).	Volvo Trucks (januar 2022): "Volvo's heavy-duty electric truck is put to the test: excels in both range and energy efficiency". https://www.volvotrucks.com/en-en/news-stories/press-releases/2022/jan/volvos-heavy-duty-electric-truck-is-put-to-the-test-excels-in-both-range-and-energy-efficiency.html
7	Scania 40R-trekkvogn (38 tonn brutto) brukte 1,15 kWh/km i snitt over 4 500 km Sverige–Tyrkia (Queen of the Road-turen, 2024).	Scania Group: "Sweden to Turkey: top insights from a 4,500 km BEV road trip". https://www.scania.com/group/en/home/electrification/e-mobility-hub/sweden-to-turkey-top-insights-from-a-4500-km-bev-road-trip.html
8	Elvias pågående regionalnettsprosjekter (Koksa/Fornebu, Liåsen sør-Oslo, Gjestad–Hovinmoen) har flerårige planhorisonter. PlanNett (NVE) gir offentlig oversikt over status i regionalnettet.	Elvia: "Utbygginger og prosjekter". https://www.elvia.no/drift-og-vedlikehold/utbygginger-og-prosjekter/

Menon Economics

Multiconsult

Menon Economics

Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo

+47 909 90 102

post@menon.no

menon.no

Menon Economics

Multiconsult

Menon Economics

Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo

+47 909 90 102

post@menon.no

menon.no