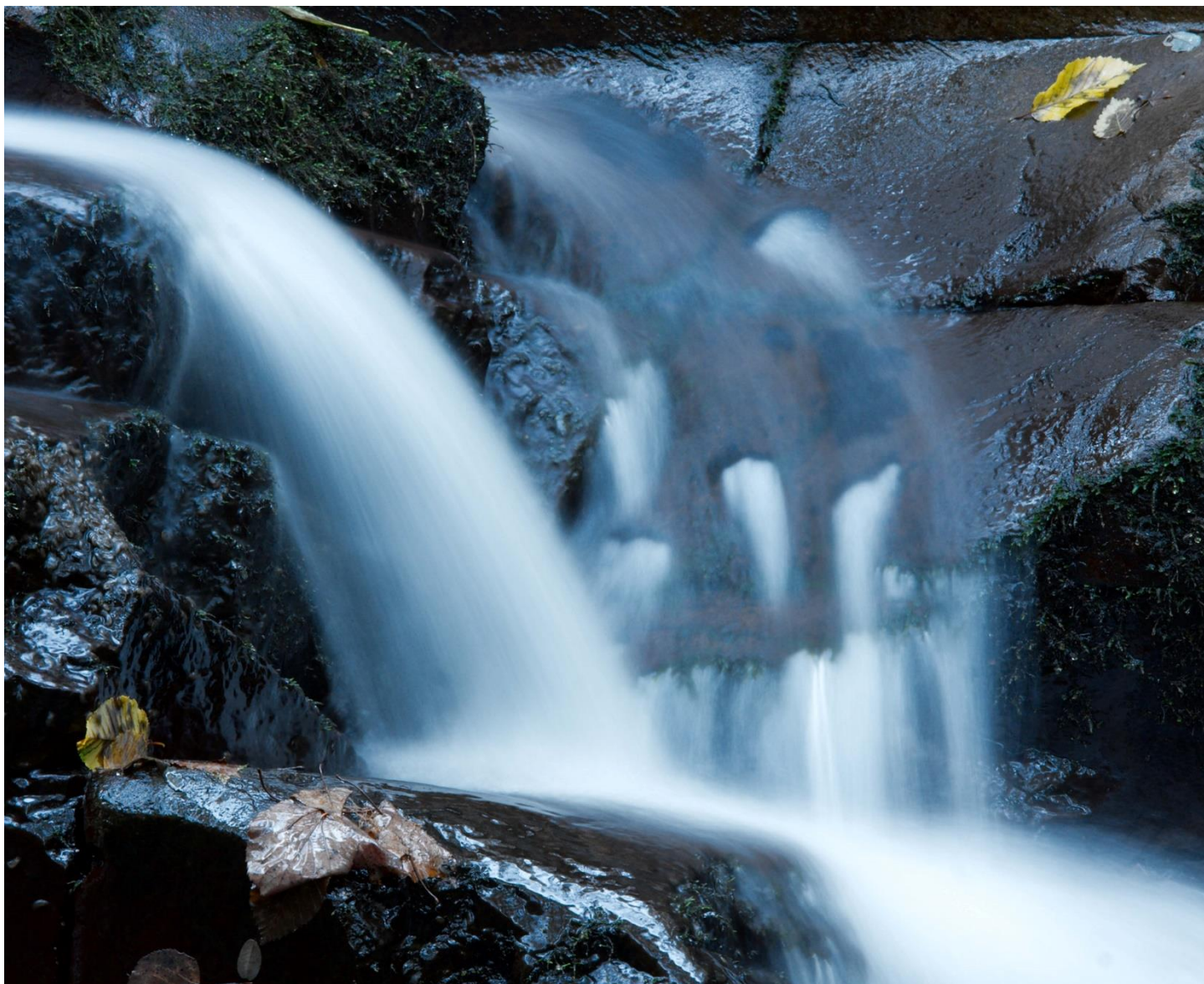


Grenlandssamarbeidet

► **Ny energiproduksjon og energieffektivisering i Grenland**

Estimater for utvikling på kort (2030) og lang (2050) sikt

Oppdragsnr.: 52407711 Dokumentnr.: Versjon: J03 Dato: 2025-02-03



Oppdragsgiver: Grenlandssamarbeidet
Oppdragsgivers kontaktperson: Arve Høiberg
Rådgiver: Norconsult Norge AS, Kjørboveien 22, NO-1337 Sandvika
Oppdragsleder: Morten Gleditsch
Fagansvarlig: Morten Gleditsch
Andre nøkkelpersoner: Andreas Tveita Nesje, Åsmund Breie, Irene Cabanis

J03	2025-02-03	Mindre oppretting etter tilbakemelding fra oppdragsgiver	MorGle		
J02	2025-01-31	Til kunde	AasBre/MorGle/AndNes	AliHje/IreCab	MorGle
B01	2025-01-17	1. utkast til kommentar oppdragsgiver	AasBre/MorGle/AndNes	AliHje/IreCab	MorGle
Versjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontrollert	Godkjent

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult som del av det oppdraget som dokumentet omhandler. Opphavsretten tilhører Norconsult. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

► Sammendrag

Grenlandssamarbeidet ønsker å samle kunnskap om energiutfordringene i regionen og hvordan disse kan løses på kort (2030) og lang (2050) sikt. I den forbindelse har Norconsult utarbeidet denne rapporten, som er et faktagrunnlag om energiforbruk, ny energiproduksjon og energieffektivisering i Bamble, Drangedal, Kragerø, Porsgrunn, Siljan og Skien kommune.

Grenlandsområdet har i dag kraftunderskudd, og det forventes en betydelig forbruksvekst gjennom elektrifiseringen av samfunnet, ny industrietablering m.m. som vil forverre situasjonen. I rapporten presenteres estimater for både forbruksveksten og ny kraftproduksjon i kommunene frem mot 2030 og 2050. Forbruksveksten er langt sterkere enn forventningene til vekst i energiproduksjon og kraftbalansen vil derfor forverres ytterligere.

Kommunene har mulighet til å påvirke denne utviklingen, og i rapporten trekkes det frem mulige tiltak som kan bidra til å begrense den negative utviklingen i kraftbalanse gjennom tilrettelegging av mer ny kraftproduksjon og tiltak for energieffektivisering. Rapporten presenterer også estimater for klimagasspåvirkning og skatteinntekter knyttet til ny kraftproduksjon, og mot slutten av rapporten presenteres alle funnene kommunevis.

Innholdsliste

Forkortelser og definisjoner	8
1 Innledning	11
1.1 Rapportens formål og oppdragets ramme	11
1.2 Avgrensinger	11
1.3 Detaljnivå	12
1.4 Definisjon av ordet «potensial» for ny energiproduksjon i denne rapporten	13
1.5 Rapportens oppbygning	13
2 Metode	14
2.1 Dagens energiforbruk og estimater for fremtidig energiforbruk	14
2.2 Estimater for ny energiproduksjon	14
2.3 Estimater for klimagassutslipp	15
2.4 Estimater for inntekter	15
2.5 ENØK-tiltak	16
3 Fremtidig energibehov i Norge	18
3.1 Innledning	18
3.2 Framskrivninger	18
3.3 Usikkerhet	19
4 Energiproduksjon	20
4.1 Kjernekraft	20
4.2 Solenergi	22
4.3 Termisk energi	27
4.4 Vannkraft	28
4.5 Vindkraft	30
5 Inntekter og ringvirkninger	34
5.1 Skatter	34
5.2 Ringvirkninger	35
6 Utslippsfaktorer for klimagassutslipp	37
7 Energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet	38
7.1 Barrierer og virkemidler	38
7.2 Potensial for energireduksjon ved ENØK-tiltak	39
7.3 Forbrukerfleksibilitet	40
7.4 Tillatelser	40
7.5 Påvirkning på natur og miljø	41
7.6 Tidshorisont og realisme	41
7.7 Økonomi, lønnsomhet og kostnader	41

8	Oppsummering og drøfting	42
8.1	Oppsummering	42
8.2	Drøfting	44
8.3	Konkrete tiltak	46
9	Bamble kommune	52
9.1	Energiforbruk	52
9.2	Energiproduksjon	54
9.3	Inntekter til kommune	56
9.4	Klimaeffekt	57
9.5	Energieffektivisering	57
9.6	Anbefalte tiltak	58
10	Drangedal kommune	59
10.1	Energiforbruk	59
10.2	Energiproduksjon	61
10.3	Inntekter til kommune	64
10.4	Klimaeffekt	65
10.5	Energieffektivisering	65
10.6	Anbefalte tiltak	66
11	Kragerø kommune	67
11.1	Energiforbruk	67
11.2	Energiproduksjon	69
11.3	Inntekter til kommune	72
11.4	Klimaeffekt	72
11.5	Energieffektivisering	73
11.6	Anbefalte tiltak	73
12	Porsgrunn kommune	75
12.1	Energiforbruk	75
12.2	Energiproduksjon	77
12.3	Inntekter til kommune	80
12.4	Klimaeffekt	80
12.5	Energieffektivisering	81
12.6	Anbefalte tiltak	81
13	Siljan kommune	83
13.1	Energiforbruk	83
13.2	Energiproduksjon	85
13.3	Inntekter til kommune	87
13.4	Klimaeffekt	88
13.5	Energieffektivisering	88
13.6	Anbefalte tiltak	89

14	Skien kommune	90
14.1	Energiforbruk	90
14.2	Energiproduksjon	92
14.3	Inntekter til kommune	96
14.4	Klimaeffekt	96
14.5	Energieffektivisering	97
14.6	Anbefalte tiltak	97
15	Referanser	98

Forkortelser og definisjoner

Forkortelse	Forklaring
CO ₂	Karbondioksid
Daa	Dekar
GWh	Gigawatttime
Ha	Hektar
LCOE	Levelized cost of energy
LMA	Statnetts langsiktige markedsanalyse
Km ²	Kvadratkilometer
kWh / MWh / GWh / TWh	Kilowatttime / Megawatttime / Gigawatttime / Terrawatttime
W _p /kW _p /MW _p /GW _p	Watt peak / Kilowatt peak / Megawatt peak / Gigawatt peak
kW / MW / GW	Kilwatt / Megawatt / Gigawatt
MVA	Megavolt ampere
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
PV	Photovoltaic (Fotovoltaisk på norsk)
STC	Standard Test Conditions
V	Volt

Begrep	Forklaring
Areal (km ² , ha, daa, mål)	1 km ² = 1 000 000 m ² = 100 ha = 1 000 daa = 1 000 mål
Effekt (kW, MW, GW, TW)	Momentan effekt; 1 GW = 1 000 MW = 1 000 000 kW
Energi (kWh, MWh, GWh, TWh)	Energimengde; energien som brukes i en time. 1 TWh = 1 000 GWh = 1 000 000 MWh = 1 000 000 000 kWh
ENØK-tiltak	Energiøkonomisering, eller energieffektiviserende tiltak som gjennomføres i bygg eller industri for å redusere energiforbruk og/eller effektbehov.
Fallhøyde	Høydeforskjell mellom vanninntak og utløpet i et vannkraftverk.
Falleie	Kompensasjon som betales til eiere av fall i elver som er utnyttet til vannkraft. Inntekt for lokale innbyggere og kostnad for kraftprodusent.
Levelized cost of energy (LCOE)	Kostnad for energiproduksjon, målt ved summen av investerings- og driftskostnadene for et kraftverk, delt på summen av energiproduksjon over analyseperioden
Fullasttimer/brukstimer	Hvor mange timer av et år et kraftverk ville ha vært i drift med full effekt for å oppnå den faktiske årsproduksjonen. Fullasttimer regnes ut ved å dele

	årsproduksjon på installert effekt, for eksempel 14 GWh (14 000 MWh) delt på 4 MW = 3500 fullasttimer.
kW_p/MW_p	Energiproduksjon fra et solcelleanlegg under standard testbetingelser (STC), dvs. under innstrålings- og temperaturforhold som er sammenlignbare og omforent i bransjen.
MVA	Tilsynelatende effekt
Nærområdet, vindkraft	Utenfor planområdet ligger en sone som ofte inkluderer den nærmeste bebyggelsen, eller ligger tett opp mot denne. Avgrensningen av nærområdet tilsvarer det vi kan kalle naboskap til anlegget. Inkluderer sone for støyfølsom bebyggelse og der vindturbinene er visuelt dominerende.
Planområde, solkraft	Areal innenfor gjerdet rundt solkraftverket. Planområdet til et solkraftverk vil være avstengt for publikum.
Planområde, vindkraft	Et avgrenset areal, som vindkraftverket med veier, oppstillingsplasser og vindturbiner skal plasseres innenfor. Planområdet til et vindkraftverk vil normalt være åpent for publikum i driftsfasen.
Småkraftverk	Vannkraft under 10 MVA / MW
Solcelleanlegg	Solcelleanlegg benyttes om anlegg for elektrisitetsproduksjon fra solcellemoduler som er montert på bygg.
Solkraftverk	Solkraftverk benyttes om solcelleanlegg som er bakkemontert og selger strøm i kraftmarkedet på samme måte som vannkraftverk og vindkraftverk.
Vannkraftverk, oppgradering	Endring i eksisterende vannkraftverk der endringen ikke innebærer nye naturinngrep.
Vannkraftverk, utvidelse	Endring i eksisterende vannkraftverk der endringen innebærer nye naturinngrep.

Del A: Innledning og metode



1 Innledning

1.1 Rapportens formål og oppdragets ramme

Grenlandssamarbeidet ønsker å bygge mer kunnskap om hvordan regionen kan bidra til å løse energiutfordringene samfunnet står overfor på mest mulig skånsom måte. For å kunne lage gode strategier og ta gode beslutninger trenger kommunene et faktabasert beslutningsunderlag som beskriver aspekter og muligheter knyttet til fremtidig energiforbruk, energieffektivisering og ny energiproduksjon.

I den forbindelse har Norconsult blitt engasjert av Grenlandssamarbeidet til å innhente og sammenstille datagrunnlag som kan benyttes av kommunene til å svare på spørsmål fra ulike aktører, og for å fatte gode strategiske og politiske beslutninger.

Denne rapporten beskriver dagens og fremtidens energiforbruk i Grenlandsområdet, potensialet for ny kraftproduksjon, mulig energisparingstiltak (ENØK) og ser på konsekvenser av disse tiltakene når det gjelder effekt på klimagassutslipp og skatteinntekter m.m. Rapporten presenterer også konkrete tiltak og anbefalinger som rangeres etter gjennomførbarhet og effekt for hver av kommunene. Rapporten presenteres resultater for både kortsiktige (2030) og langsiktige (2050) muligheter innen ny energiproduksjon og energieffektivisering.

1.2 Avgrensinger

Det er lagt til grunn at rapportens vurderinger og framskrivninger skal utarbeides med bakgrunn i informasjon fra kjente og troverdige kilder som Miljødirektoratet, NVE, Skatteetaten, Statnett osv. Vurderinger av denne typen kilder og egne større analyser faller utenfor rapportens arbeidsbeskrivelse.

Teknologiene som er vurdert i rapporten vises i Tabell 1 under; tabellen beskriver kort hvorfor teknologier er eller ikke er inkludert i rapporten.

Tabell 1 Oversikt over vurderte teknologier for energiproduksjon, energilagring og energieffektivisering.

Teknologi	Inkludert / Ikke inkludert	Begrunnelse for å inkludere eller ikke inkludere
Batterier	Ikke inkludert	Batterier kan bidra til å løse utfordringer i nettet og/eller være mer kostnadseffektivt enn å bygge nytt nett. Batterier er imidlertid ikke inkludert siden de ikke <i>tilfører</i> produksjon, men bare <i>flytter</i> produksjon fra et tidspunkt til et annet.
Energieffektivisering i bygg	Inkludert	Den beste og billigste energien er den som ikke brukes. Energieffektivisering handler om tiltak som reduserer energibruk, f.eks. etterisolering av et hus.
Fjernvarme	Inkludert	Fjernvarme er en fleksibel kilde der varmeproduksjonen kan komme fra ulike kilder som restvarme, elektrisitet og bioenergi. Fjernvarme kan også bidra til å redusere fremtidig elektrisitetsforbruk. Fjernvarme inkluderes i rapporten, spesielt for de kommunene som allerede har et fjernvarmeanlegg, eller betydelig industri som kan bidra med restvarme.
Fossil produksjon	Ikke inkludert	Fokuset i denne rapporten ligger på fornybare energikilder, og fossile energikilder er derfor ikke vurdert. Utslippsfaktorer for fossile kilder gis i rapporten for sammenligningsformål, men benyttes ikke.

Geotermisk kraft	Ikke inkludert	Geotermisk kraft er utbredt i land med særlig høy konsentrasjon av varme i bakken og som samtidig har noe mindre potensiale for annen kraftproduksjon, som f.eks. på Island og New Zealand. I Norge anses det ikke som hensiktsmessig å benytte geotermisk energi til energiproduksjon, men heller til varme, som omtales i neste punkt.
Omgivelsesvarme	Inkludert	Ved bruk av varmepumper kan man utnytte omgivelsesvarme til oppvarming og/eller kjøleformål. Omgivelsesvarmen kan komme fra luften, elver, vann, sjø og bakken. En varmepumpe med 5 i COP-faktor vil kunne produsere 5 kWh varme fra 1 kWh strøm.
Kjernekraft	Inkludert	Kjernekraft har den siste tiden fått mye oppmerksomhet som en mulig løsning på flere av utfordringene med annen energiproduksjon. Regjeringen varslet nylig at det skal gjøres en offentlig utredning av kjernekraft, og Grenland har tidligere blitt lansert som en mulig lokasjon for eventuell kjernekraft i Norge.
Solkraft (Solenergi)	Inkludert	Solkraft er en skalerbar teknologi som de siste årene har blitt aktuell lenger og lenger nord, og det finnes i dag en rekke solcelleanlegg på bygg i Grenland. Bakkemonterte solkraftverk på gråareal og solcelleanlegg på bygg er blant de minst konfliktfylte måtene å skape ny energiproduksjon.
Termisk solkraft	Ikke inkludert	Solfangeranlegg er relativt lite utbredt i Norge da det ofte ikke kan konkurrere med andre former for termisk energi som varmepumper, fjernvarme, omgivelsesvarme osv. når det gjelder energimengder eller kostnadseffektivitet.
Vannkraft	Inkludert	Det er mange vannkraftverk i Grenlandsområdet og det innebærer at det er potensial for større energiproduksjon gjennom opprustning eller utvidelse av eksisterende kraftverk. Det finnes også noen utnyttede vannkraftressurser i området.
Vindkraft	Inkludert	Landbasert vindkraft er en av de mest kostnadseffektive måtene å bygge ut større mengder fornybar kraft på. I og med at tidsperioden som denne rapporten vurderer løsninger for strekker seg helt til 2050, kan også havbasert vindkraft bli en aktuell teknologi. I Skagerak ligger det allerede et prosjekt i svensk-økonomisk sone [1], og et prosjekt med foreslått tilknytning til Bamble eller Porsgrunn [2].

1.3 Detalnivå

Detalnivået er tilpasset det som er nødvendig for å kunne gi gode og konkrete anbefalinger for fremtidige tiltak. Når det gjelder ny energiproduksjon gir ikke denne rapporten anbefalinger til spesifikke lokasjoner eller prosjekter som bør utvikles, men det trekkes frem områder som på et generelt nivå skiller seg positivt ut, f.eks. med tanke på ressursgrunnlag eller at de tidligere har blitt vurdert eller trukket frem som aktuelle for de respektive teknologiene.

I og med at arbeidet berører mange temaer, teknologier og kommuner blir rapporten nødvendigvis ganske omfattende. For å gjøre rapporten mer tilgjengelig (enklere beskrivelser og begrense lengde mest mulig) er det gjort en rekke forenklinger. Dette fører både til noen unøyaktigheter og til at noen temaer ikke blir behandlet med den dybden de fortjener, men denne tilnærmingen er valgt med tanke på både tilgjengelighet og oppdragets budsjett.

1.4 Definisjon av ordet «potensial» for ny energiproduksjon i denne rapporten

«Potensial» er ikke et entydig definert ord. I denne rapporten er det valgt å fokusere på det vi kaller et *teknø-økonomisk* potensial, altså hva som vurderes som teknisk mulig å bygge og samtidig har et ressursgrunnlag som tilsier at prosjektene kan bli lønnsomme. Det vil som regel ikke være mulig eller ønskelig å realisere alt teknø-økonomisk potensial. Eksempelvis vil det når et prosjekt konkretiseres og det gjennomføres grundigere undersøkelser som konsekvensutredninger o.l. kunne dukke opp hindringer knyttet til for eksempel kulturminner, naturverdier e.l. som innebærer at prosjektet ikke kan utvikles som planlagt eller at omfanget må reduseres.

På generelt grunnlag er ny energiproduksjon kontroversielt, men det viser seg også at konfliktnivå varierer fra teknologi til teknologi og at det kan variere i tid og fra sted til sted. Eksempel på dette kan være at enkeltkommuner fatter prinsippvedtak mot enkeltteknologier, mens andre kommuner ønsker den samme teknologien velkommen. På samme måte kan store hendelser og trender som krig, naturkriser, teknologiske nyvinninger, kraftbalanse, etablering eller utflagging av industri, og lignende, føre til at det brått blir større positivitet eller negativitet knyttet til ny kraftproduksjon eller spesifikke produksjonsteknologier. To eksempler på dette er bråstopp i konsesjonsbehandling av vindkraft i 2019 og plutselig aktualisering av kjernekraft etter strømkrisen i 2022.

Rammen for dette oppdraget er at det skal vurderes potensial for ny produksjon og effektiviseringstiltak frem mot 2050. I lys av beskrivelsene i avsnittet over og at ingen kjenner fremtiden, er dagens holdninger blant innbyggere og politikere derfor ikke vektlagt ved vurdering av langsiktig potensial. Samtidig tar det noe tid for holdninger å snu, og prosjektutvikling og -realisering er tidkrevende; disse to aspektene er tatt inn i vurderingene av hva som er gjennomførbart innen 2030.

Med bakgrunn i beskrivelsene over er det denne rapporten presenterer som et realistisk potensial for ny produksjon, basert på antagelsen om realisering av 50 % av konkrete utbyggingsplaner og teknø-økonomisk potensial innen 2050. Åpenbare hindringer, herunder naturvernområder er også tatt hensyn til. Merk at tallet på 50 % er valgt både for enkelhetsskyld og for å unngå å skape et inntrykk av at det er gjort en nøyaktig og kalkulert vurdering av potensialet.

1.5 Rapportens oppbygning

Denne rapporten består av tre deler.

I Del A presenteres rapportens formål, avgrensninger og metode for de ulike beregningene av energiproduksjon, inntekter m.m.

Del B inneholder grunnleggende fakta om de ulike produksjonsteknologiene, aktuelle kilder til inntekter for kommunene, faktorer for beregninger av klimagassutslipp, og generell informasjon om ENØK og forbrukerfleksibilitet, samt mulige tiltak for å tilrettelegge for mer ny energiproduksjon og energieffektivisering.

I Del C presenteres de ulike estimatene for energiforbruk, potensial for energiproduksjon med tilhørende inntekter og klimaeffekter for hver av de seks kommunene.

2 Metode

Formålet med dette kapittelet er å presentere metodikken som er benyttet for å komme fram til fremtidig forventet energiforbruk, potensialet for energiproduksjon og konkrete ENØK-tiltak for energieffektivisering for hver kommune. Kapittelet beskriver også metoden for beregning av netto klimaeffekt og vurderinger av mulige inntekter til vertskommunene.

2.1 Dagens energiforbruk og estimater for fremtidig energiforbruk

Dagens elektriske energiforbruk for hver av kommunene er hentet fra Elhub. Tall for fjernvarmeproduksjon er hentet fra Norsk Fjernvarmes fjernkontrollen.no. Annet energiforbruk (bla. fossile kilder) er hentet fra [Energidashboard for norske kommuner og fylker](#). Det er benyttet nyeste tilgjengelige data, fra 2023 og 2022. Dataen er sammenstilt i flytdiagrammer for hver av kommunene som beskriver hvor andelen av energiforbruket kommer fra, herunder private boliger, industri, transport osv.

For å lage scenarioer for fremtidig energiforbruk i 2030 og 2050 er det tatt utgangspunkt i innmeldt behov og planer for spesielt industrien. For noen av kommunene utgjør industriplanene såpass stor andel av fremtidig energiforbruk at annet forbruk er neglisjert. Her utgjør usikkerhetene for industriforbruket en større andel enn hva som kan forventes av nytt forbruk for annen næring og husholdninger. Hvor det ikke foreligger spesifikke planer for økt energiforbruk fra industrien, er det tatt utgangspunkt i utviklingstempoet fra Statnetts analyser. I forhold til 2023 er det anslått 15% og 45% økning av elektrisk energiforbruk i henholdsvis 2030 og 2050. I Statnetts analyser er det hensyntatt omkring 10% energireduksjon grunnet energieffektivisering.

2.2 Estimater for ny energiproduksjon

De nyeste tilgjengelige dataene (som er 2023 og 2024) for dagens energiproduksjon er hentet fra NVE og Statnett og presenteres for hver kommune.

For beregning av fremtidig potensial for energiproduksjon er det gjort en nedbryting av nasjonalt forventet volum, konkrete konsesjonssøknader hos NVE, samt andre prosjekter som er annonsert av investorer og utbyggere. Framskrivningene av ny energiproduksjon for 2030 og 2050 gjøres kommunevis i Del C. Det er lagt til grunn at hver av kommunene opprettholder dagens andel av energiproduksjon, for solkraft og vannkraft, i Norge, samt gjort kommunespesifikke vurderinger. Teknologier som ikke forventes å kunne bidra med ny produksjon på kort sikt kommenteres ikke i kapitlene for 2030 i Del C.

Det er mest aktuelt å utvikle prosjekter som er konkurransedyktig på pris. For å sammenligne kostnader ved ulike produksjonsteknologier er det vanlig å benytte såkalt LCOE (Levelized cost of energy). LCOE er teknologinøytralt og tar hensyn til blant annet investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, og energiproduksjon gjennom levetiden. Denne parameteren er mest aktuelt for private utbygginger, og betraktes der som en faktisk kostnad for all strømmen som produseres av anlegget i løpet av levetiden. LCOE er i realiteten prosjektspesifikk, men gjennomsnittlige verdier fra NVE vises i kapittel 4.

For solkraft er det forventet at den største andelen av ny produksjon kommer fra bakkemontert solkraft. Fordelingen mellom bakkemontert og bygningsmontert baseres på forventninger til total utbygging av solkraft fra NVE og tekno-økonomisk potensiale for solcelleanlegg på bygg, og det legges til grunn en omtrentlig 60/40 andel i favør av bakkemonterte anlegg i 2030 og en 80/20 fordeling i favør av bakkemontert i 2050. Dette varierer i noe grad mellom kommunene avhengig av dagens installerte kapasitet, og det faktiske potensialet på bygg for hver kommune som presenteres i 4.2.1.

For vannkraft følger vurderingene NVEs estimat på økning basert på en forventning til oppgradering og utvidelse av dagens kraftverk, effektivisering og økt tilsig. For kommuner som ikke har vannkraft i dag, er det antatt at det heller ikke er realistisk med store nye vannkraftverk, da disse i stor grad allerede hadde vært

utbygd. Her er det heller sett på eventuelt potensiale for småkraft gjennom NVEs database over småkraftpotensial.

For vindkraft henger potensialet tett sammen med gjennomsnittlig vindhastighet. Dersom vindhastighetene ikke er høye nok, vil det altså ikke være mulig å etablere lønnsomme prosjekter. I vurderingene av fremtidig potensial per kommune er det derfor lagt mer vekt på vindhastighetskart og kjente prosjekter.

Vurderinger rundt vindkraft til havs i 2050 kommenteres kun under Bamble kommune. Dette er basert på en annonsert prosjektmulighet utenfor Bamble, men det kan også trekkes paralleller til f.eks. Porsgrunn.

Vurderinger rundt kjernekraft i 2050 kommenteres kun under Skien kommune og Porsgrunn kommune, men det kan også trekkes paralleller til de andre kommunene. Valget er basert på nærhet til energiforbruk og næring, samt nettsituasjonen.

Det legges til grunn at tilgang til nett ikke vil begrense det kartlagte potensialet. Vurderingen henger sammen med at det forventes flere større forsterkninger på lang sikt, at regionen er et underskuddsområde og at lanserte prosjektplaner normalt har tatt et visst hensyn til nærhet til nett og/eller kan forsvare nødvendige forsterkninger. Nett er heller ikke fokus for denne rapporten.

Avslutningsvis er aktørbildet også relevant i diskusjon av fremtidig energiproduksjonspotensial, da privatpersoner som vurderer å installere et solcelleanlegg på garasjetaket har andre interesser enn kraftselskap. Denne rapporten går ikke inn i dette temaet da markedskrefter (og ev. støtteordninger) i utgangspunktet vil sørge for at lønnsomme utbygginger eller ENØK-tiltak realiseres uavhengig av hvem som er tiltakshaver.

2.3 Estimater for klimagassutslipp

Faktorer for klimagassutslipp forbundet med hver enkelt teknologi presenteres i kapittel 6. Disse faktorene benyttes til å beregne årlig netto klimaeffekt for hver av kommunene i 2030 og 2050.

Etablering av ny kraftproduksjon gir utslipp gjennom produksjon av utvinning av råmaterialer, produksjon av komponenter, transport i byggefasen osv. Når kraftverkene settes i drift vil de til gjengjeld produsere ny, utslippsfri kraft som fortrenger annen (delvis fossil) kraft. Utslippsgevinsten fra den nye kraftproduksjonen minus forbruket ifm. bygging av kraftverkene vil gi en netto klimaeffekt som er beregnet i denne rapporten.

Norsk kraft er svært klimavennlig siden den produseres med regn og vind som innsatsfaktorer, og netto klimaeffekt av all nybygd kraft vil derfor være negativ mot dette sammenligningsgrunnlaget. Samtidig vil ikke eksisterende norske kraftverk kunne dekke den forventede forbruksveksten som beskrives i kapittel 3 alene, og da blir importert kraft fra Europa alternativet. I Europa produseres fremdeles kraften delvis med fossilt brensel. Fra dette perspektivet gir ny fornybar og lokal kraftproduksjon i Norge en positiv netto klimaeffekt.

I tråd med gjeldende praksis for klimagassberegninger er det gjort to beregninger for å se på hvordan regnestykket blir dersom kraften som fortreges er norsk og dersom den er europeisk. Faktorene for europeiske og norske forbruksutslipp er hentet fra programvaren «One Click LCA», som er en anerkjent programvare for LCA-beregninger [3].

2.4 Estimater for inntekter

Relevante skatter og avgifter for hver energiteknologi presenteres i kapittel 5. Dette benyttes videre for å beregne fremtidige årlige inntekter til hver enkelt kommune basert på estimatene for fremtidig energiproduksjon i 2030 og 2050.

Grunnlaget for eiendomsskatt for vannkraft beregnes med utgangspunkt i investeringskostnad for vannkraftverket. Dette vil variere fra prosjekt til prosjekt og er vanskelig å estimere. Det er derimot, av Skatteetaten, satt minimum og maksimumsverdier for grunnlaget. Disse er benyttet i beregningene for eiendomsskatt i denne rapporten. Inntektsskatten vil derfor gis i et spenn fra minste til største estimerte verdi, avhengig av faktisk eiendomsskatt fra vannkraft. Satsen for eiendomsskatt varierer for hver kommune, og denne variasjonen er det også tatt høyde for.

Når det gjelder vannkraft vil verdien av konsesjonskraft beregnes med utgangspunkt i Statnetts forventede strømpris i 2030 og 2050. Kostnadsdifferansen mellom forventet markedspris og konsesjonskraftpris, med utgangspunkt i konsesjonskraftpris for 2025, gir verdien av konsesjonskraft. Dette er regnet inn som en del av inntektene fra vannkraft, for kommunene der det er relevant.

For vindkraft og solkraft er tallgrunnlaget for faktiske skattesatser lite. Beregningene er i hovedsakelig basert på forutsetninger som er lagt til grunn i Fornybar Norge, som har tall fra eksisterende prosjekter. Kjente verdier og forutsetninger fra disse prosjektene er regnet om, slik at de blir relevante for av hver de aktuelle kommunene i Grenland, blant annet med hensyn på den varierende satsen for eiendomsskatt.

2.5 ENØK-tiltak

Det er laget en felles oppsummering av barrierer, virkemidler og konkrete tiltak for økt energieffektivisering og fleksibilitet. For hver av kommunene er det gjort en vurdering av mest hensiktsmessige tiltak for energieffektivisering. Dette er basert på kommunens sammensetning av areal, bebyggelse, befolkning, energiforbruk og industri. Forventninger til disse faktorene, innen 2030 og 2050, er medtatt og påvirker prioriteringene og anbefalingene.

Del B: Energiforbruk og -produksjon



3 Fremtidig energibehov i Norge

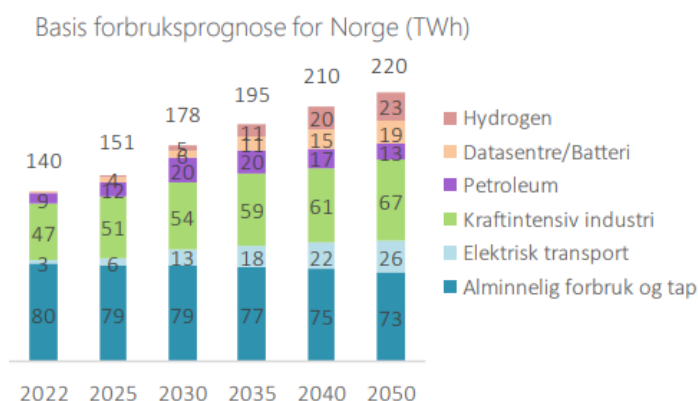
3.1 Innledning

Behovet for elektrisk energi i Norge og globalt er forventet å øke i fremtiden. Dette skyldes i stor grad elektrifiseringen av store deler av samfunnet, inkludert transportsektoren og den eksisterende industrisektoren. For sektorer som er utfordrende å elektrifisere direkte, kan andre energibærere som hydrogen være aktuelle. Hydrogenproduksjon er svært energikrevende og kan i fremtiden kreve mye elektrisk energi.

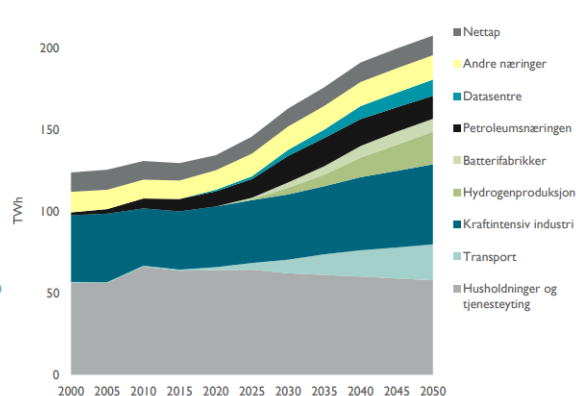
Fremtidig elektrisitetsbehov avhenger av mange faktorer, inkludert politiske føringer, industrietablering og -utflagging, teknologisk utvikling, kostnader for elektrisitet og fossile brensler, CO₂-utslipp, med mer. I denne rapporten har vi basert oss på analyser fra NVE og Statnett for å gi en oversikt over de forventede rammene for utvikling i energibehov i Norge. Det understrekes at tallene fra begge aktører er usikre framskrivninger og ikke må sees på som fasit. Selv om NVE og Statnett har ulik kategorisering så er konklusjonen den samme: Elektrisitetsbehovet i Norge vil øke frem mot 2050.

3.2 Framskrivninger

Figur 1 og Figur 2 viser framskrivingene for norsk elektrisitetsforbruk fra henholdsvis Statnett og NVE. Merk at begge aktører anslår en betydelig og rask forbruksvekst mot 2030. Statnetts prognose viser på sin side et forbruk på 210 TWh i 2040, som er betydelig høyere enn tidligere antatt, og også høyere enn det som er antatt av NVE [4] [5].



Figur 1 Basisprognose for norsk kraftforbruk [6].



Figur 2 Historikk og forventet utvikling av strømforbruk i Norge mot 2040 [7].

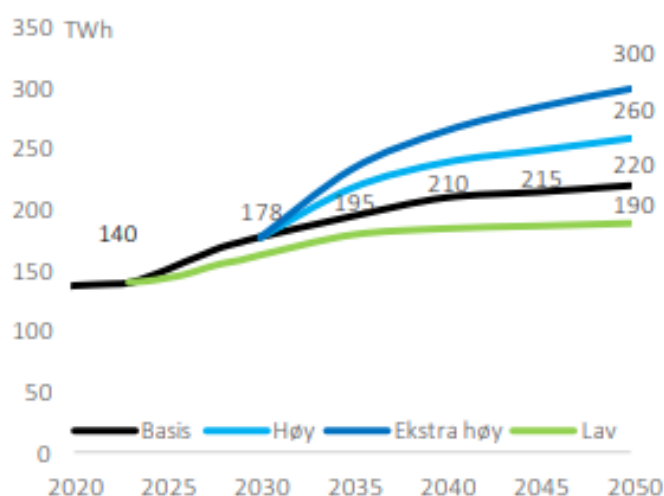
Det er flere likheter mellom framskrivingene, blant annet at husholdningsforbruket synker utover i analyseperioden. Dette skyldes i stor grad energieffektivisering i eksisterende bygninger og at nye bygninger generelt har lavere energiforbruk på grunn av strengere tekniske krav.

Elektrisk transport er beregnet å øke forbruket i begge rapporter. Ny industri som datasentre og batteriproduksjon bidrar også til økt strømforbruk i analysene. Selv om fremtidens totale energibehov for disse industriene er usikkert, er det flere store planer for å etablere slik industri i Norge, for eksempel fra Google i Skien eller Morrow Batteries i Arendal. Flere politiske partier ønsker også å elektrifisere deler av norsk sokkel, dette kan gi en betydelig økning i elektrisitetsbehov fra petroleumsnæringen.

3.3 Usikkerhet

Statnett har også vurdert alternative scenarier for energiforbruket fremover, som vist i Figur 3. Scenariet med ekstra høy forbruksvekst forutsetter kraftigere vekst i alle sektorer unntatt husholdningsforbruket, som er likt som i basisscenarioet.

I basis-scenariet stiger energibehovet raskt mot 2040 før endringen flater noe ut frem til 2050. Dette skyldes færre elektrifiserte petroleumsinstallasjoner og betydelig energieffektivisering i husholdningene. De høye scenariene stiger raskere, og fortsetter å stige vesentlig også etter 2040. Også for det lavest estimerte forbruket, som anslår 190 TWh i 2050, er forbruket over 30 % høyere enn i dag.



Figur 3 Alternative scenarier for norsk forbruk. Langsiktig markedsanalyse (LMA) 2022 er forrige versjon av analysen.

Det er også noe usikkerhet på kort med utgangspunkt i energisituasjonen i Europa som ble utfordrende i 2022, blant annet på grunn av redusert tilgang på russisk gass. Dette er allerede i stor grad erstattet, men økte energikostnader har likevel gjort det mer attraktivt å investere i energieffektiviseringstiltak i bygg. Økte kostnader kan også føre til at elektrifiseringen av enkelte sektorer går saktere enn forventet og at industriprosjekter blir satt på vent eller avlyst på grunn av høyere strømpriser.

4 Energiproduksjon

Formålet med dette kapitlet er å kommunisere grunnleggende faktabasert informasjon om de aktuelle energiproduksjonsteknologiene. Kapitlet inneholder også en kort beskrivelse av varmeproduksjon som kan erstatte deler av elektrisitetsbruken i kommunene. For utfyllende informasjon om de ulike teknologiene henvises det til NVE [8], Energifakta Norge [9] og annen litteratur.

Som beskrevet i kapittel 2.2 går ikke rapporten inn i ulike typer tiltakshavere da det forventes at lønnsomme investeringer gjennomføres. Imidlertid er det slik at kraftutbygging krever så stor kapitaltilgang at større prosjekter kun er relevant for profesjonelle organisasjoner som ønsker å selge strøm i kraftmarkedet. Unntaket er mindre utbygginger som solcelleanlegg på tak, små vindturbiner og småkraft (vannkraft) som kan gjennomføres av privatpersoner, eiendomsselskaper eller kommuner med støtte fra kompetente installatører.

4.1 Kjernekraft

Kjernekraft har siden 2021 flyttet inn i den offentlige debatten. En offentlig utredning av kjernekraft ble annonsert juni 2024, og resultatene fra denne forventes publisert innen april 2026 [10]. Kjernekraft er kontroversielt, og motstandere og forkjempere er sterkt uenige om hva som er «fakta». I denne rapporten behandles kjernekraft på samme måte som andre teknologier: planer og verdier hentes fra offentlige kilder som NVE og Statnett, se kapittel 1 og 2 for mer informasjon om rapportens rammer, metode m.m.

Det finnes to hovedtyper kjernekraft: fisjon og fusjon. Fisjon er den vanligste formen for kjernekraft brukt i de fleste kjernekraftverk i dag, og derfor det som omtales videre i denne rapporten. Fusjon er den "motsatte" prosessen av fisjon hvor det dannes energi når lette atomkjerner, f.eks. hydrogen, smelter sammen [11]. Denne teknologien er fremdeles på forskningsstadiet og ikke kommersielt tilgjengelig, og derfor ikke videre vurdert i denne rapporten.

4.1.1.1 Ressursgrunnlag og energiproduksjon

Kjernekraft benytter radioaktive atomer med spaltnbar kjerne, fissil, for å fremstille varmeenergi som kan drive en dampturbin gjennom fisjon. Det eneste naturlige fissile er uran, og det er derfor i dag denne som benyttes i kjernekraft. Teknologien er ikke fornybar, men fossilfri. En av fordelene med kjernekraft er at det er en stabil produksjonsteknologi som produserer energi kontinuerlig ved tilførsel av brensel. Ulempen derimot er at reststoffet er radioaktivt.

Uran finnes i uranmalm i bergarter over hele verden. De største produsentene er Canada, Australia, Kasakhstan, Russland og Namibia, som i dag har opparbeidet gruveindustri for å utvinne uran [12]. I tillegg er bruken av thorium som brensel under utvikling, med Kina som største pådriver, men utviklingen forventes å komme i mål langt frem i tid [13]. Dersom det blir aktuelt, er Fensfeltet et mineralrikt område i nærheten av Grenland. Det er per januar 2025 ikke vurdert at området inneholder store nok forekomster av thorium til å tas ut som primærmål, men det kan være et biprodukt ved utvinning av andre sjeldne mineraler [14].

4.1.1.2 Teknologi

Kjernekraft fungerer på samme måte som vanlige varmekraftverk, der varme og damp driver dampturbiner. Forskjellen kommer av måten varmen blir framstilt på. I et kjernekraftverk foregår dette gjennom fisjon, altså spalting av atomkjerner, i en kjedereaksjon. Prosessen starter med at uranbrenselstaver settes inn i en reaktor, hvor kjernene i uranatomer spaltes ved hjelp av nøytroner, som så frigjør varme som brukes til å produsere damp. Etter at kjedereaksjonen er satt i gang vil den løpe så lenge det tilføres brensel.

Moderne kjernekraftverk bruker avanserte reaktorer som trykkvannsreaktorer (PWR) og kokvannsreaktorer (BWR). Små modulære reaktorer (SMR) er en ny teknologi som tilbyr fleksibilitet og potensielt lavere kostnader, og som er under utvikling for kommersiell bruk. Disse har en størrelsesorden på rundt 300 MW per reaktor, sammenlignet med den typiske kraftverkstørrelsen på rundt 1 500 MW. Vattenfall i Sverige jobber blant annet mot å erstatte normale kjernekraftverk med SMR innen 2035 [15]. De bemerker i en forstudie at lønnsomheten fortsatt er utfordrende, og at det for å oppnå lønnsomhet er behov for en større prosjektportefølje på minst 3 GW [16].

4.1.1.3 Tillatelser

For å bygge kjernekraftverk i Norge kreves konsesjon fra Kongen i statsråd, og Stortinget må gi samtykke. Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) behandler søknader og gir tillatelser. Ved eventuell satsing på kjernekraft i Norge vil regelverket sannsynligvis bli endret [17].

4.1.1.4 Sikkerhet

Kjernekraftsikkerhet omfatter forebygging av ulykker og beskyttelse mot strålingsfare. Ettersom en ulykke ved et kjernekraftverk har potensialet til å gi store og alvorlige konsekvenser, blir kjernekraft generelt strengt regulert. Moderne reaktorer har flere sikkerhetssystemer for å forhindre nedsmelting og lekkasje av radioaktive stoffer [18]. Ulykker som Tsjernobyl er svært lite sannsynlig med dagens teknologi, men ulykken i Fukushima i 2011 minnet om at det alltid vil finnes restrisiko, og ulykken var bakgrunnen for at Tyskland bestemte seg for å fase ut kjernekraft [19].

Kjernekraftverk kan påvirke miljøet gjennom utslipp av radioaktive stoffer ved ulykker og håndtering av radioaktivt avfall. Sammenlignet med fossile kraftverk har kjernekraft relativt liten miljøpåvirkning fra selve energiproduksjonen, men langsiktig lagring av avfall er en betydelig utfordring.

4.1.1.5 Påvirkning på natur og miljø

Kjernekraft krever areal på samme måte som et industriområde, men krever generelt mindre areal enn mange andre energikilder i forhold til hvor mye energi som produseres. Med unntak av radioaktivt avfall, som må lagres forsvarlig i lang tid, er det lite utslipp forbundet med kjernekraft. Deler av det radioaktive avfallet må lagres i flere tusen år [20].

4.1.1.6 Tilhørende infrastruktur

Kjernekraftverk krever omfattende infrastruktur, inkludert kjølesystemer, avfallshåndteringsanlegg av radioaktivt avfall, sikkerhetsinstallasjoner og transportinfrastruktur for uran. Kjøleløsningen er avhengig av stabil vannforsyning, og et kjernekraftverk krever derfor store mengder vann. Det vil si at det i praksis bør ligge i nærheten av elv eller ved havet. SMR er ifølge Vattenfall forventet å kunne utnytte samme infrastruktur som dagens kjernekraftverk, og krever ingen nyvinning og endring på det punktet [16].

Det er per i dag dårlig infrastruktur og system for håndtering av radioaktivt materiale i Norge. Dette gjelder både avfall fra den nedlagte Haldenreaktoren og annet radioaktivt avfall fra industri og sykehus [21]. Dette lagres i dag i Halden og på Kjeller, men oppfyller ikke dagens internasjonale krav til lagring [22]. Det er tidligere vurdert at avfallet bør sendes til Frankrike eller Sverige, men en slik avtale er ikke på plass, og vil medføre betydelige kostnader. Det er inngått en avtale om å sende noe ubrukt brensel fra Halden til Storbritannia [23].

4.1.1.7 Tidshorisont

Utvikling og bygging av kjernekraftverk tar lang tid, ofte 10-15 år fra planlegging til drift. Dette inkluderer konsesjonsprosesser, miljøundersøkelser, bygging og testing. Teknologiske og regulatoriske utfordringer gjør at kjernekraft derfor kun kan være en løsning på lang sikt.

Det er per i dag ingen kjernekraftverk i Norge etter at forskningsreaktoren i Halden ble lagt ned. Det er heller ikke lagt til rette politisk for utvikling av kjernekraft i Norge, og dermed også lite nasjonal erfaring innenfor fagfeltet. Det er med andre ord få utviklere med praktisk erfaring med utvikling av kjernekraft, men det finnes interesseorganisasjoner, herunder Norsk Kjernekraft, som jobber for etablering av kjernekraft i Norge. Dersom kjernekraft blir aktuelt i Norge er det sannsynlig små modulære kjernekraftverk som blir prioritert [24] [25].

4.1.1.8 Investering og lønnsomhet

Kjernekraft har en svært høy investeringskostnad. NVE estimerer kostnaden til å ligge på 160 øre/kWh. Dette gjelder både i dag, men også fremskrevet til 2030 [26]. Investeringskostnaden utgjør 80 % av de totale kostnadene med å bygge og drive kjernekraftverk, mens drift og vedlikehold utgjør ca. 13 % og brensel de resterende 7 % av kostnadene. Kostanden for brensel avhenger av prisen på uran og er med det noe usikker.

4.2 **Solenergi**

Her presenteres både solkraftverk på bakken og solcelleanlegg på bygg. Forenklet kan en si at hovedforskjellene mellom de to typene er plassering (bakke kontra tak) og eierskap (kommersielle kraftselskaper som selger strøm til nettet kontra byggeiere). Kapittelet omfatter i hovedsak solenergi til produksjon av elektrisk energi, på land, og ikke flytende solkraft eller termisk solfangeranlegg. Solfangeranlegg er mindre utbredt enn solcelleanlegg som følge av høyere priser, flere komponenter, mer utfordrende installasjon m.m. Flytende solkraft er en mindre moden teknologi. Her installeres solcellemoduler enten på flytende brygger, eller på en flytende membran. Kostnaden er naturlig nok høyere enn solkraft på land, og energiproduksjonen avhenger av installasjonsmetode.

4.2.1 **Solcelleanlegg på bygg**

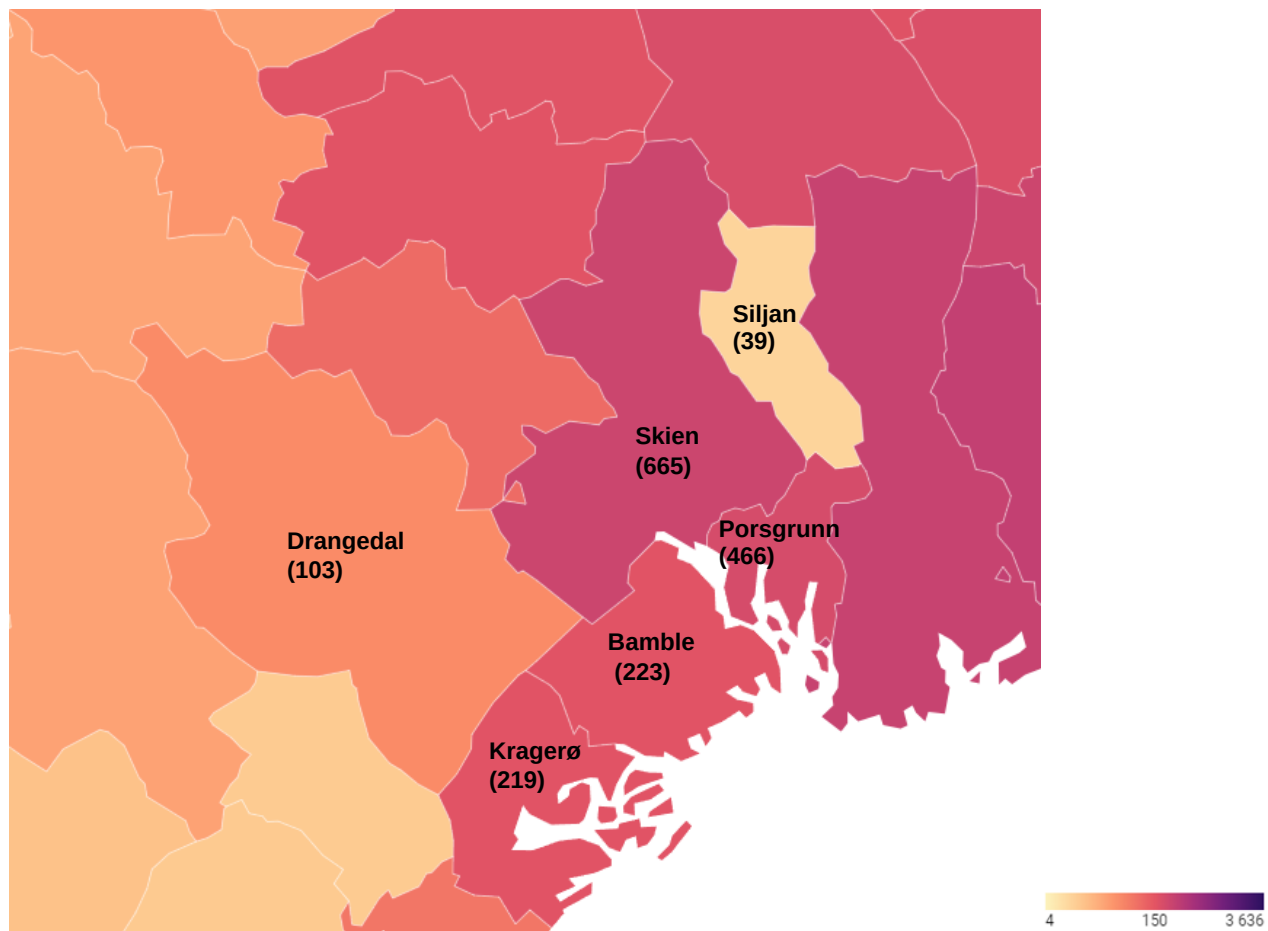
Ifølge tidligere publiserte rapporter er det anslått at solcelleanlegg på all bygningsmasse i Norge har teknisk potensialet til å kunne bidra med 87 GW_p installert effekt og 66 TWh kraftproduksjon [27]. Av dette er 0,6 GW_p (0,4TWh/år) og 8 GW_p (6 TWh/år) beregnet å være lønnsomt med utgangspunkt i henholdsvis Statnetts Basis- og høyprisscenario [28]. Disse tallene er basert på kostnadsnivået for strømprisen i 2023.

4.2.1.1 Ressursgrunnlag og energiproduksjon

Solceller omdanner solenergi til elektrisk energi gjennom den fotovoltaiske (PV) effekten. Dette er en moden og skalerbar teknologi, som globalt er den raskest voksende og ofte den rimeligste formen for ny elektrisitetsproduksjon.

Elektrisitetsproduksjonen fra et solcelleanlegg avhenger av solressursen på stedet, orientering, skyggekast og teknisk løsning. Teknologien er en ikke-regulerbar energikilde ettersom energiproduksjonen avhenger av værforhold, ikke krafttettsspørsmål. Ressursmessig er innstrålingen i Grenland nesten på nivå med land som Tyskland hvor det er installert store mengder solkraft.

Som tommelfingerregel produserer solcelleanlegg i Sør-Norge rundt 800-1000 kWh/kW_p/år. Fasadeintegreerte anlegg produserer opp mot 80% av takmonterte anlegg på grunn av lave solhøyder om vinteren, og produserer med det mer om vinteren, mens sørvendte skråtak har høyest produksjonspotensial.



Figur 4 Estimert antall GWh (i parentes bak navnene) mulig på eksisterende bygg i de ulike kommunene [29].

4.2.1.2 Teknologi

En solcellemodul er flere solceller koblet sammen til solcellemoduler, som igjen kobles sammen i strenger. En samling av strenger utgjør et solcelleanlegg. Solcelleanlegg inkluderer også vekselrettere (invertere) som konverterer likestrøm til vekselstrøm, samt utstyr for innfesting og tilkobling til strømmettet.

I Norge installeres solcelleanlegg hovedsakelig på to måter: På sør/sørøst/sørvest-vendte skråtak installeres anlegget i flukt med taket. På flate tak installeres halvparten av modulene mot øst og halvparten mot vest (øst/vest-anlegg) for bedre arealutnyttelse og jevnere produksjon gjennom dagen. En annen type installasjon er integrerte solcellemoduler i bygningskroppen (tak og/eller fasade), som erstatter annet bygningsmateriale.

4.2.1.3 Tillatelser

Solcelleanlegg regnes som bygningsteknisk installasjon etter Plan- og bygningsloven (PBL §20-1 f). For nybygg er installasjon søknadspliktig, samt spesielle/vernede bygg eller store fasadeendringer. Installasjon på eksisterende bygg kan være både søknadspliktige og det anbefales å avklare direkte med den aktuelle kommunen.

4.2.1.4 Sikkerhet

Solcelleanlegg utgjør i utgangspunktet ingen spesiell økt risiko for et bygg, men bør alltid vurderes med hensyn til byggets konstruksjon (påfører ekstra vekt) og brannkonsept (brannrisiko på linje med alle elektriske installasjoner). Det har oppstått enkelte branner i forbindelse med solcelleanlegg de siste årene. Primærårsaken til dette har vært bruk av DC-bryter, og ikke solcelleanlegget i seg selv. Hensikten med bruk av slike brytere har bl.a. vært rettet mot å gi brannvesen mulighet til å bryte strømtilførselen fra solcelleanlegget, på utsiden av bygget, dersom de må slå seg inn i bygget. Det har imidlertid vist seg å være tekniske utfordringer med selve DC-bryterne som har medført at disse har tatt fyr. Det er nå gått bort i fra å anbefale DC-bryter av denne grunn.

4.2.1.5 Påvirkning på natur og miljø

Solcelleanlegg krever lite drift og vedlikehold, men bør overvåkes og undersøkes jevnlig. Solcelleanlegg på tak og fasade bidrar ikke til ytterligere nedbygging av natur. Det finnes også løsninger som benytter parkeringsplasser, noe som gir både tak for parkerte biler og energiproduksjon. Utover klimagassutslipp fra produksjonen av komponentene og visuelle påvirkninger, har solcelleanlegg minimal ytre påvirkning på omgivelsene.

4.2.1.6 Tilhørende infrastruktur

En stor fordel med solcelleanlegg på bygg er at de benytter allerede bebygde arealer. Energien som produseres brukes hovedsakelig i samme bygg, noe som reduserer behovet for ytterligere nettinfrastruktur. Ved ettermontering kan det være behov for oppgraderinger i det elektriske anlegget, men hvis solcelleanlegg planlegges i oppføringsfasen eller ved annen oppgradering, er tiltakene som kreves små.

4.2.1.7 Tidshorisont

Installasjonstiden for solcelleanlegg er kort, men varierer med markedets ledighet. For små anlegg på boliger tar installasjonen normalt 1-2 arbeidsdager, mens hele prosessen fra bestilling til drift tar ca. 1-2 måneder. For større takanlegg på næringsbygg kan prosessen være mer tidkrevende, inkludert mulighetsstudier og entreprenørkonkurranser, samt avklaringer mot plan- og bygningsloven.

4.2.1.8 Investering og lønnsomhet

Solcelleanlegg på større flate tak har en kostnad (LCOE) på 66 øre/kWh. Drift- og vedlikeholdskostnaden for solcelleanlegg er svært lav, og utgjør omtrent kun 5-6 % av LCOE. For mindre hustak ligger LCOE svært mye høyere, på 128 øre/kWh [26].

4.2.2 **Solkraftverk på bakke**

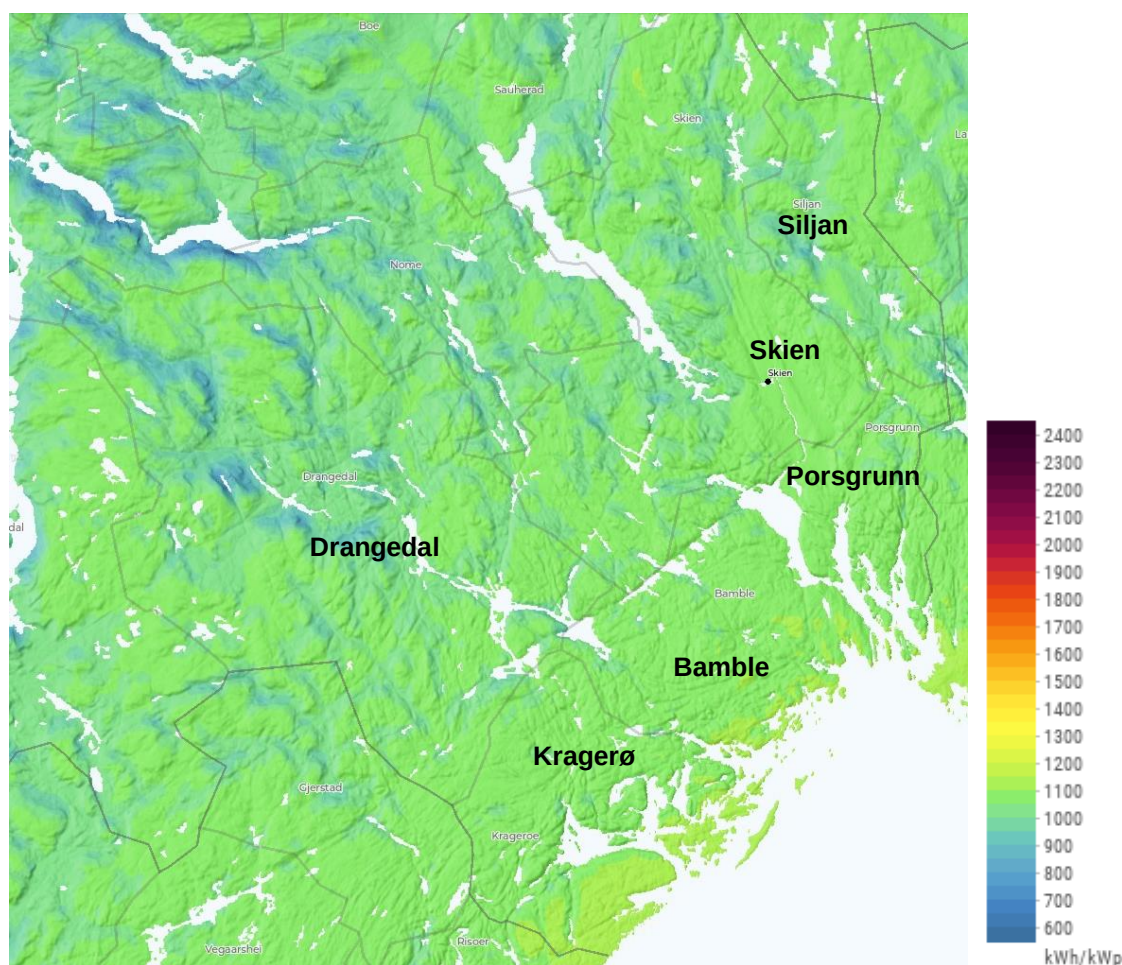
4.2.2.1 Ressursgrunnlag og energiproduksjon

Grunnprinsippet og ressursgrunnlaget for bakkemontert solkraft er likt som for takmonterte solcelleanlegg. Elektrisitetsproduksjonen fra et solcelleanlegg avhenger av solressursen på stedet, orientering, skyggekast og teknisk løsning. Et sørvendt bakkemontert solkraftverk på det sentrale Østlandet produserer typisk over 1000 MWh per installerte MW_p.

For bakkemonterte anlegg benyttes det normalt moduler som også kan produsere fra baksiden. Det fører til at man kan utnytte refleksjon fra snø, og med det produsere strøm også i perioder det ligger snø på modulene. Refleksjon fra snø bidrar til å øke solinnstrålingen som treffer solcellemodulene, og dermed

høyere energiproduksjon. Høyere vinkel på modulene vil også bidra til at større andel av energiproduksjonen produseres om vinteren, men vil redusere den totale energiproduksjonen gjennom året noe.

Figur 5 viser estimert produksjon i Grenlandsområdet i kWh/kW_p. Grønne og gule områder, altså med produksjon på 1 000 kWh/kW_p og oppover, anses i Norge som gode områder for etablering av solkraft.



Figur 5 Estimert energiproduksjon per installerte effekt i Grenlandsområdet [30].

4.2.2.2 Teknologi

En solcellemodul som typisk brukes i et solkraftverk (per oktober 2024) er typisk 600 – 700 W_p. Et solkraftverk består av et stort antall moduler som til sammen utgjør kraftverkets installerte effekt, som måles i MW_p. Bakkemonterte solkraftverk installeres i rader på et reisverk som ofte påles ned i bakken. Radene plasseres med noe avstand for å minimere skygge mellom modulene, hvor stor avstand varierer fra prosjekt til prosjekt. Tosidige («bifacial») PV-moduler kan brukes for å øke energiproduksjonen ved å utnytte solinnstråling som reflekteres fra bakken.

Designet av solkraftverk varierer. De mest modne prosjektene i Norge har en fast sørvendt installasjonsvinkel på mellom 25-40 grader, men vinkelen og avstanden mellom radene tilpasses lokale forhold. Modulene kan også plasseres øst/vest, som for takmonterte solcelleanlegg, for jevnere produksjon. Alternativt kan modulene monteres med «trackere» (av og til kalt solfølgere) som justerer vinkelen etter

solens posisjon. *Trackere* øker ytelsen, men er dyrere og introduserer bevegelige deler som kan føre til dyrere vedlikehold og mer nedetid.

4.2.2.3 Tillatelser

Solkraftanlegg med spenning over 1000 V vekselstrøm eller 1500 V likestrøm krever konsesjon etter energiloven. Prosjektet må dermed utvikles, konsekvensutredes i henhold til NVEs krav og bli tildelt konsesjon. I løpet av denne prosessen åpnes det for flere høringer for berørte og interesserte [31].

Det er foreslått å innføre en grense for når konsesjon er nødvendig. Denne er foreslått til 5 MW, men det er også gjennomført en høring om innspill på en mulig grense på 10 MW [32]. Dersom dette innføres medfører det at solkraftverk i denne størrelsesordenen vil behandles av kommunen i henhold til plan og bygningsloven.

Det er per i dag (januar 2025) 9 solkraftverk som har fått konsesjon i Norge. Prosessen har tatt lang tid som følge av lærdom fra vindkraft, og ny teknologi. For solkraftverk over 10 MW anbefales det å sende inn melding til NVE, det samme gjelder også for prosjekter der det er indikasjoner om at det kan være kontroversielt eller gi store ringvirkninger å bygge kraftverket.

4.2.2.4 Sikkerhet

Solkraftverk øker forsyningssikkerheten ved å produsere energi lokalt, noe som reduserer behovet for import av energi. De kan også bidra til å stabilisere strømmettet, spesielt i kombinasjon med energilagringssystemer som batterier. Dette gjør energiforsyningen mer robust mot svingninger i energimarkedet og naturkatastrofer.

Solkraftverk medfører i utgangspunktet liten risiko for både arbeidere og publikum. Installasjon og vedlikehold av solcelleanlegg innebærer lav risiko for ulykker sammenlignet med andre energiproduksjonsanlegg. De viktigste sikkerhetsutfordringene inkluderer elektriske farer, men dette kan håndteres med riktig opplæring og sikkerhetsprotokoller. Det er også viktig å sikre at anleggene er godt vedlikeholdt for å unngå brannfare og andre tekniske feil. Solkraftverk har minimal risiko for store ulykker eller katastrofer, noe som gjør dem til en trygg energikilde for både samfunnet og miljøet.

4.2.2.5 Påvirkning på natur og miljø

Et solkraftverk krever areal som kunne vært brukt til andre formål, og miljøpåvirkningen avhenger av områdets natur. Kraftverket vil vanligvis gjerdes inn, noe som gjør området utilgjengelig for publikum, men dette er ikke et krav. Egnede områder er store, jevne flater, helst med sørvendt helning, der solkraftverket bygges lavt i høyden. Noe grunnarbeid kan være nødvendig for å fjerne steiner og røtter der påler skal monteres. Lite infrastruktur og anleggsveier er nødvendig, og mye av installasjonen og vedlikeholdet kan utføres med lette kjøretøy som ATV. Vegetasjonen under og rundt modulene kan påvirkes, og må ryddes jevnlig for å opprettholde produksjonen. Beiteområder for sau er en velprøvd løsning for å holde vegetasjonen nede andre steder i verden. Etter driftsperioden kan anlegget enkelt fjernes, og området kan tilbakeføres til sin opprinnelige tilstand. Totalt sett kan solkraftverk bygges ut slik at det tar hensyn til naturen, og planområdet for solkraft kan formes for å utelate områder med sårbar natur.

Solkraftverk er arealkrevende, og man kan forvente å installere rundt 0,7-0,8 MW_p per hektar avhengig av hvordan planområdet er utformet.

4.2.2.6 Tilhørende infrastruktur

Anleggsveier er nødvendig for å bygge og drifte solkraftverket. Transformatorer er de største komponentene som må transporteres, men markedstrenden i Europa er å bruke små transformatorer som kan fraktes med

vanlige lastebiler, noe som reduserer behovet for større veiutbedringer. Solkraftverk kan bygges nær eksisterende bebyggelse, og plassering nær annen infrastruktur kan redusere behovet for lange kraftledninger.

4.2.2.7 Tidshorisont

Utvikling av et solkraftverk krever prosjektutvikling for å skaffe nødvendige tillatelser, inkludert miljøundersøkelser, forprosjektering og prosesser med grunneiere og nettselskap. Disse aktivitetene utføres delvis med nasjonale eller lokale aktører. Prosjektutvikling kan variere, men det tar vanligvis rundt 2-3 år i Norge. Markedet for bakkemonterte solkraftverk er i oppstartsfasen, så tidsrammene kan endres.

For Norges første solkraftverk med konsesjon, Furuseth, tok det for NVE 6-7 måneder å behandle søknaden. Prosessen forventes å gå raskere etter hvert som både utviklere og NVE får mer erfaring. Installasjonstiden for solkraft er relativ kort, men varierer basert på markedets kapasitet. Avhengig av grunnforhold og sesong antas det at byggetid for et bakkemontert anlegg er under 6 måneder.

4.2.2.8 Økonomi og lønnsomhet

Bakkemontert solkraft har en kostnad (LCOE) på 66 øre/kWh. Drift og vedlikeholdskostnaden for solcelleanlegg er svært lav, og utgjør omtrent 20 % av dette. [26].

4.3 Termisk energi

4.3.1 *Termisk kraftverk*

Det anses generelt lite aktuelt å etablere termisk kraftproduksjon i Norge, og dette er derfor ikke vurdert i senere kapittel, men kun presentert overordnet her.

4.3.1.1 Ressursgrunnlag og energiproduksjon

Termiske kraftverk kan bruke ulike typer brensel, inkludert kull, olje, gass, biomasse, biogass og avfall. Turbiner beregnet på gass kan ofte utnytte ulike former gass, og er ikke bundet til f.eks. kun biogass [33]. Kjernekraftverk som beskrevet over er bygget på samme prinsipp som disse, men benytter grunnstoff. Biomasse krever på sin side store mengder materiale.

Biogass kan blant annet hentes som et restprodukt fra avfallsdeponi, slamrensing eller kompostering.

Potensialet for energiproduksjon i et termisk kraftverk avhenger av tilførselen av brensel. I Norge er det få varmekraftverk. Gassfyrte kraftverk er hovedsakelig knyttet til olje- og gassinstallasjoner og planlegges delvis avvirket. I Norge er det over 200 MW installert effekt i termiske kraftverk som bruker varmegjenvinning fra industri og avfallsforbrenning [34].

4.3.1.2 Teknologi

Et termisk kraftverk omdanner energien fra brensel, som gass eller biobrensel, til elektrisitet ved å brenne brenselet og varme opp vann som driver en dampturbin. Overskuddsvarmen kan brukes til oppvarming i næringsbygg eller boliger, og slike anlegg kalles da «*combined heat and power*» (CHP) anlegg. Overskuddsvarme fra andre industriprosesser kan også brukes til kraftproduksjon, eller brensel kan brukes direkte til oppvarming i fjernvarmesentraler, noe som reduserer elektrisitetsbehovet til oppvarming. Forholdet mellom termisk og elektrisk energi vil kunne variere fra løsning til løsning. Det finnes løsninger som installeres i egne ferdige containerløsninger.

De tradisjonelle formene for termiske kraftverk er kull, olje og gass, altså fossile brensler. I tillegg er kjernekraft termisk energi, som er presentert under eget kapittel. Mer fossilfritt er biomasse som skog, pelets og avfall.

4.3.1.3 Tillatelser, infrastruktur og tidshorisont

Termiske kraftverk krever konsesjon etter energiloven.

Forbrenningsanlegg krever infrastruktur for brensel-leveranser, ofte med betydelig lastebiltrafikk.

Byggetiden for termiske kraftverk varierer, og det er få slike kraftverk i Norge, noe som gir begrenset datagrunnlag.

4.3.1.4 Påvirkning på natur og miljø

Forbrenningsanlegg slipper ut klimagasser som CO₂, samt andre forurensninger som NO_x og svovelforbindelser, avhengig av brensel og renseteknologi. Det pågår forskning og subsidierte prosjekter for CO₂-fangst, som på avfallsforbrenningsanlegget på Klemetsrud i Oslo [35], som er Oslos største punktutslipp av CO₂.

Ved burning av avfall, biogass og biomasse benytter man i utgangspunktet kun materialer som naturen uansett ville brutt ned på et tidspunkt, og som med det naturlige ville tilført CO₂. Ren biomasse krever på sin side svært stort volum.

4.3.1.5 Økonomi og lønnsomhet

Lønnsomheten i termiske kraftverk avhenger av blant annet type og størrelse. For Gass-CHP-anlegg ligger forventningen til LCOE på 125 øre/kWh, men med et spenn fra 72 til 188 øre/kWh [26].

4.3.2 **Termisk varme**

Termisk energi altså varme og kjøling kan produseres fra ulike energikilder og fraktes med ulike energibærere. I Norge er elektrisitet (panelovner) og biobrensel (ved) ofte brukt i husholdningene. Ved hjelp av elektrisitet kan man også benytte omgivelsesvarme fra luft, bakken, sjø og elver med varmepumper for å produsere varme og/eller kjøling. I nærvarme- og fjernvarmenett er vann ofte brukt som energibærer. Fordelen med nær- og fjernvarmenett er at energikilden er fleksibel, at man kan benytte både biobrensler, men også elektrisitet for å produsere varme. I tillegg, kan varme transporteres fra sentraler til større områder uten større tap. Forbrukere som er tilknyttet et slikt termisk nettverk må ha systemer for vannbåren varme/kjøling.

4.4 **Vannkraft**

For vannkraftverk er det ulik praksis avhengig av om det planlegges nye kraftverk og utvidelse av eksisterende kraftverk eller opprustning av eksisterende kraftverk. Dette henger sammen med at opprustning av eksisterende kraftverk ikke innebærer nye naturinngrep.

4.4.1.1 Ressursgrunnlag og energiproduksjon

Norske vannkraftverk har potensial til å øke energiproduksjonen gjennom opprustning av eksisterende anlegg. Opprustning innebærer endringer med små eller ingen naturinngrep, som fornyelse av maskiner. I tillegg forventes økt tilsig i kraftverkene, noe som vil bidra til høyere energiproduksjon. På den andre siden kan nye konsesjonsvilkår med sterkere miljøhensyn redusere produksjonen noe.

Vannkraft utnytter energien i rennende vann ved å la det strømme gjennom en turbin. Både større vannmengder og høyere fallhøyde gir mer energi. NVE anslår at turbinoppustninger og økt tilsig vil øke norsk kraftproduksjon med henholdsvis 3 og 4 TWh, mens revisjon av konsesjonsvilkår vil redusere den med 1 TWh frem mot 2040. Dette vil øke dagens midlere årsproduksjon fra 138,4 TWh til 144,4 TWh, en økning på rundt 4,3 % [7]. Jo eldre turbiner som skiftes ut, desto større økning i virkningsgrad og energiproduksjon kan forventes.

Det er forventet økt tilsig frem mot slutten av århundret. Perioden mellom 2031-2060 har et gjennomsnitt på 4% økt forventet energitilsig, sammenlignet med perioden 1989-2018. Dette kan bidra til å øke produksjonen noe allerede i 2030 [36].

Videre er det anslått at nye kraftverk og utvidelser av eksisterende anlegg kan øke produksjonen i Norge med 5 TWh innen 2040, tilsvarende en økning på 3,6 % av dagens midlere årsproduksjon. Totalt har NVE anslått det teknisk-økonomiske potensialet til 216 TWh, hvorav 64 % allerede er utbygget og 23 % er vernet. Det gjenværende potensialet er dermed teoretisk beregnet til 23 TWh [37].

4.4.1.2 Teknologi

Vannkraft er svært anvendelig, og kan bygges både som småkraft under 10 MW og som svært store kraftverk, der Norges største har en installert effekt på 1240 MW.

Selv om prinsippet bak vannkraftverk er det samme, varierer utførelsen betydelig. De største kraftverkene har ofte store magasiner, betydelige fallhøyder, rørgater og turbinhaller dypt inne i fjellet. Kraftstasjonene kan også være plassert over bakken og demme opp hele elver, som flere steder i Glomma. På den andre siden finnes det små kraftverk som utnytter små vannmengder fra mindre elver.

4.4.1.3 Tillatelser

Vannkraftverk reguleres av vannressursloven, plan- og bygningsloven og energiloven, samt andre relevante lover. NVE har vedtaksmyndighet for alle kraftverk over 1 MW. Kraftverk under 1 MW trenger ikke alltid konsesjon, og behandles av kommunene iht. plan og bygningsloven. Hvis tiltaket ikke medfører betydelig skade eller ulempe for allmenne interesser i vassdraget, er det unntatt konsesjonsplikt. NVE gir råd og vurderer hvert enkelt tiltak ved behov [38].

4.4.1.4 Sikkerhet

Vannkraft er en stabil og pålitelig energikilde som kan reguleres, og med det raskt kan respondere på endringer i energibehov, noe som bidrar til forsyningssikkerhet. Vannkraft kan derimot medføre risiko for flom og skader på infrastruktur ved dambrudd. Sikkerheten for personell er viktig, spesielt ved vedlikehold og drift av anlegg.

4.4.1.5 Påvirkning på natur og miljø

Vannkraftverk påvirker vassdrag i varierende grad avhengig av utbyggingstypen. Større kraftverk har ofte store magasiner hvor volumet reguleres gjennom året. Ved avløpet kan vannføringen variere betydelig over døgnet og året, avhengig av kraftverkets energiproduksjon. Noen større kraftverk har flere magasiner hvor vann kan overføres mellom dem, og endringer i vannstand blir synlig i naturen. Mindre kraftverk påvirker vanligvis vassdraget i mindre grad. Alle vannkraftverk krever imidlertid at noe vann føres gjennom turbinene, og det etableres ofte en inntaksdam. Disse områdene kan være farlige for mennesker på grunn av sterke strømmen. Fisk og annet dyreliv kan påvirkes negativt av kraftutbygginger, men løsninger som fisketrapper kan redusere risikoen for skader.

4.4.1.6 Tilhørende infrastruktur

Et stort vannkraftverk krever omfattende infrastruktur, inkludert demninger og ofte store utgravinger i fjell for vannveier og maskinhaller. Ved inntaket finnes det luker og annet utstyr, samt ofte ett eller flere bygg. Store vannkraftverk har tunge maskiner som krever gode veier til maskinhallen. Mindre kraftverk har de samme komponentene, men vannveiene og maskinene er betydelig mindre. Dette mindre utstyret stiller også lavere krav til veinettet som benyttes. Små bygninger rundt inntaket og kraftverket kan være de eneste synlige sporene av annen infrastruktur.

Et etablert vannkraftverk som rustes opp vil i svært liten grad synes for publikum. Punktene beskrevet over for nye vannkraftverk kan i enkelte tilfeller være aktuelle.

4.4.1.7 Tidshorisont

Utviklingen av et vannkraftverk tar lang tid. De fleste prosjekter må gjennom en konsesjonsprosess som tar 2-4 år, og byggetiden er ofte ytterligere 2-4 år [39]. I tillegg kommer prosjektutvikling som miljøundersøkelser, forprosjektering og prosesser med tredjeparter som grunneiere og nettselskap. Disse aktivitetene utføres delvis med nasjonale eller lokale aktører. Ifølge Norconsults erfaring tar det minst 7 år fra et vannkraftverk blir planlagt til det er i drift.

4.4.1.8 Økonomi – Lønnsomhet

Vannkraft har en kostnad (LCOE) på 43 øre/kWh. Drift- og vedlikeholdskostnaden for vannkraft er svært lav, og utgjør omtrent 14-15 % av dette [26].

4.5 **Vindkraft**

Denne delen omhandler både vindkraft på land og vindkraft til havs, da flere av temaene har likhetstrekk.

4.5.1 **Vindkraft på land**

4.5.1.1 Ressursgrunnlag og energiproduksjon

Hvor mye elektrisitet som produseres av en vindturbin er direkte avhengig av vindhastigheten og vindturbinotypen. Enkelt sagt gir både sterkere vind og større vindturbiner høyere energiproduksjon, og man er avhengig av vind over et visst nivå for å effektivt kunne produsere energi. Middelvinden bør ligge over 6 til 9 m/s for å legge til rette for lønnsomme vindkraftprosjekt.

Basert på data fra 62 norske vindkraftverk (per desember 2024) anbefaler NVE at en legger til grunn at et vindkraftverk produserer 28-29 MWh/dekar planområde. Det er da antatt 3400 fullasttimer [40].

Vindkraftverk produserer energi gjennom hele året, har høyest energiproduksjon om vinteren, da det generelt blåser mer på denne tiden.

4.5.1.2 Teknologi

Vindkraft er en moden teknologi og landbasert vind er en av de mest effektive og rimelige måtene å bygge ut fornybar kraft i stor skala på. Det finnes flere typer vindturbiner, inkludert mikroturbiner, vertikale turbiner, 2-akse turbiner og 3-akse turbiner. Mikroturbiner er små og brukes ofte i urbane områder eller for individuelle bygninger. Vertikale vindturbiner har blader som roterer rundt en vertikal akse, noe som gjør dem mindre påvirket av vindretning og ideelle for urbane områder med varierende vindforhold. 2-akse turbiner kan justere seg etter både horisontal og vertikal vindretning, men er mindre vanlige på grunn av kompleksiteten.

3-akse vindturbiner er de mest kommersielt brukte. Disse turbinene har blader som roterer rundt en horisontal akse og er kjent for sin høye effektivitet og pålitelighet. De kan fange opp vind fra én retning og konvertere den til energi med høy effektivitet, noe som gjør dem ideelle for store vindparker. Deres design og teknologi er godt utviklet, noe som reduserer kostnadene og øker energiproduksjonen, og derfor er de det foretrukne valget for kommersielle vindkraftverk.

Dagens turbiner er typisk på rundt 5-7 MW, og har tårnhøyder på mellom 100 og 150 meter. Tar man høyde for lengden av rotorbladene som kan være i overkant av 70 meter, kan en vindturbin derfor bli opp mot 220 meter høy. Teknologien er avhengig av god planlegging i henhold til lokale forhold, herunder både turbin- og tårndesign, og plassering med tanke på lokale vindforhold.

For småskala vind i urbane områder vil man bli mer påvirket av lokal bebyggelse og områder rundt. Turbinene i disse områdene vil ofte bygges høyt for å unngå forstyrrelser i vinden, og ha en effekt på rundt 250 kW. En minste anbefaling er å plassere vindturbinen i en avstand som tilsvarer enten ca. 10 ganger høyden til objektet som dekker for vinden, eller ved en høyde som tilsvarer ca. 2 ganger høyden til objekter i nærheten. Merk at småskala vind i urbane områder er lite utbredt per i dag.

4.5.1.3 Tillatelser og konsesjonsprosess

Søknader om å bygge vindkraftverk med en totaleffekt på inntil 1 MW og inntil fem vindturbiner behandles av kommunen som en byggesak og eventuelt en plansak. For kommuner er det utarbeidet en veileder for dette [41]. For større utbygginger kreves konsesjon, som behandles av NVE i henhold til energiloven og andre relevante lover. Vindkraftverk må være i samsvar med kommunale planer og være områderegulert til vindkraft [42]. Konsesjon kan dermed ikke gis av NVE før kommunen har avklart tiltaket i henhold til plan og bygningsloven. Energikommisjonen har for øvrig lagt frem en rapport i 2023 som lanserer begrepet Nærvind [43].

4.5.1.4 Sikkerhet

Vindkraft er generelt trygg, men det er risiko for ulykker under bygging og vedlikehold. Om vinteren kan det fryse på vindturbinene. Når disse roterer, kan det føre til iskast fra turbinene, og med det skade dyr, folk, biler o.l. i nærheten [44].

Vindkraftverk øker forsyningssikkerheten ved å produsere energi lokalt, noe som reduserer behovet for import av energi. Det fungerer på sin side i mindre grad som stabil bunnlast.

4.5.1.5 Påvirkning på natur og miljø

Vindkraft bidrar som kjent blant annet til støy, skyggekast og visuell påvirkning, og er derfor også blitt kontroversielt. Skyggekast er i utgangspunktet et lite problem ettersom bebyggelse i de fleste tilfeller er langt unna. Vindkrafts visuelle uttrykk er svært subjektivt.

Når det gjelder støy, reguleres dette etter Forurensningsloven med grenseverdi mellom 40-45 dB. NVE oppgir at grenseverdien normalt oppnås 600-800 meter fra en vindturbin [45]. Teknologikutviklingen de siste årene har ført til redusert støy fra turbinblader og generatorer.

De 62 kraftverkene i Norge har et samlet planområde på 587 km² med gjennomsnittlig størrelse på 9,5 km² [40]. Planområdet til et vindkraftverk defineres i konsesjonen, og størrelsen og utformingen kan variere mye fra kraftverk til kraftverk. Planområdet vil normalt være åpent for publikum under driftsfasen av kraftverket. NVE opplyser videre om at et gjennomsnittlig norsk vindkraftverk vil ha installert 8,6 MW per km² planområde. Inkluderes nærområdet til vindkraftverket hvor vindturbinene er visuelt dominerende, er berørt

areal rundt det dobbelte av planområdet, altså rundt 1 100 km². Dette tilsvarer en installert effekt på 4,6 kW per dekar [46].

Når det gjelder Nærvind-prosjekter utnytter de i større grad områder som allerede er nedbygd til industri.

4.5.1.6 Tilhørende infrastruktur

Siden bygging og vedlikehold av vindkraftverk krever transport av komponenter, er det behov for god infrastruktur og veier for dette. Ifølge NVE er et typisk mål på bygd vei i et vindkraftverk ca. 240 meter per MW installert effekt. Et kraftverk på 100 MW gir dermed rundt 24 km vei. Gjennomsnittlig kjørebanebredde er oppgitt til 7 meter [47]. Veiene vil i hovedsak være innenfor planområdet. Vindkraftverk vil som regel ha egne transformatorer i utkanten av planområdet, og ofte en relativt lang overføring til eksisterende nettinfrastruktur. Dette skyldes blant annet avstandskrav til eksisterende bebyggelse. Nærvind utnytter på sin side i stor grad allerede eksisterende infrastruktur.

4.5.1.7 Tidshorisont

For å bygge et vindkraftverk må det gjennomføres prosjektutvikling for å skaffe nødvendige tillatelser, inkludert miljøundersøkelser, forprosjektering og prosesser med tredjeparter som grunneiere og nettselskap. Utviklingen av et stort vindkraftverk tar tid. Ifølge Norconsults erfaring kan det ta 8-12 år fra utviklingen begynner til vindkraftverket er i drift, avhengig av konfliktnivå. Det er ikke uvanlig at konsesjoner til vindkraftverk påklages. Selve anleggsperioden varer ofte rundt 2 år.

Nærvind-prosjekter kan ofte gjennomføres raskere. I Norge har vi eksempel på prosjekter som er blitt utviklet på 5-7 år fra oppstart, og satt i drift 4 år etter tildelt konsesjon [48].

4.5.1.8 Økonomi og lønnsomhet

Vindkraft er blant den mest kostnadseffektive teknologien for storskala energiproduksjon. Vindkraft hadde for 2021 en LCOE på 30 øre/kWh. Kostandene er ventet å reduseres ytterligere, og i 2030 er LCOE for vindkraft forventet å ligge på 22 øre/kWh, basert på kostnadsgrunnlag fra NVE [26]. I tallgrunnlaget benyttet i Statsbudsjettet 2023 er LCOE for 2025 beregnet til 45 øre/kWh og i 2040 til 34,2 øre/kWh i 2023-kroner. Dette gjenspeiler i størst grad investeringskostnaden som de siste årene har økt, i takt med resten av samfunnet, men som forventes å reduseres igjen frem mot 2040 [49].

Drifts- og vedlikeholdskostnader for vindkraft er estimert til å utgjøre omtrent 25 % av LCOE [50].

4.5.2 **Vindkraft til havs**

Vindkraftverk kan også installeres i vann, enten ved bunnfaste vindturbiner eller flytende. Vindkraft til havs gir generelt sett høyere energiproduksjon da vindressursen er høyere og mer uforstyrret, samtidig som turbinene er enda høyere enn på land.

Bunnfaste vindturbiner er en moden teknologi, men er likevel foreløpig betydelig dyrere enn å bygge på land. Bunnfaste vindturbiner kan plasseres på dybde opptil 60 meter. Disse har en noe høyere miljøpåvirkning enn flytende turbiner, da de er avhengig av komplekse fundamenteringsløsninger på havbunnen.

4.5.2.1 Økonomi og lønnsomhet

Bunnfast havvind har i dag en kostnad (LCOE) på 115 øre/kWh. Det vil si at investeringskostnaden er nesten tre ganger så høy som for landbasert vindkraft. Dette kommer av høye investeringskostnader. Drift- og vedlikeholdskostnaden utgjør omtrent 15 % av LCOE.

Flytende havvind har i dag en kostnad (LCOE) på 153 øre/kWh. Det vil si at investeringskostnaden nesten er fire ganger så høy som for landbasert vindkraft. Dette kommer av høye investeringskostnader. Drift- og vedlikeholdskostnaden utgjør omtrent 25 % av LCOE.

5 Inntekter og ringvirkninger

Satser og avgifter gjelder per januar 2025. Alle typer kraftproduksjon blir pålagt ordinær selskapsskatt, med vanlig skattesats på 22 %. Denne tilfaller i hovedsak staten. Utover det finnes det en rekke særegne skatter for de ulike teknologiene som beskrevet i dette kapittelet. Kjernekraft og fjernvarme er kraft og industri med lenger forventede levetid, og det er med det mer naturlig at eiendommene dette lokaliseres på er selveid, på lik linje med annen industri. Andre lokale ringvirkninger er også relevante og drøftes i kapittel 5.2.

Når det gjelder bakkemonterte solkraftverk så er det per i dag ikke offentliggjort spesifikk informasjon om beskatning. Selv om det ikke er noen tekniske prinsipper som hindrer beskatning av solkraft på samme måte som vann- eller vindkraft, forventes det generelt lavere lønnsomhet for solkraftverk. Dette kan tilsi at en eventuell produksjonsavgift bør være lavere for solkraftverk enn for vann- og vindkraft.

For alle teknologier vil deler av inntjeningen også tilfalle grunneiere i form av bortleie av areal til vind- og solkraft, eller som falleie for vannkraft. Som diskutert i kapittel 8.3.1 kan kommunene stille egne arealer til disposisjon for utbygging av for eks. solkraftverk, men evt. inntekter fra slike arrangementer er ikke medtatt i beregningene da rammen for dette oppdraget ikke omfatter vurderinger av hvor store og relevante eiendommer hver kommune sitter på, og fordi estimatene også ville vært svært usikre.

5.1 Skatter

5.1.1 Eiendomsskatt

Eiendomsskatt inntreffer for alle fornybare energikilder, bl.a. kjernekraft, solkraft, vindkraft og vannkraft, dersom kommunen kraftverkene er lokalisert i praktiserer det. Det er tilfelle for alle kommunene i Grenland [51]. Det inntreffer også for næring og industri, slik som fjernvarmeanlegg. Grunnlaget for eiendomsskatten beregnes på noe ulik måte for ulik kraftproduksjon.

Grunnlaget for beregning av eiendomsskatt fra solkraft er i utgangspunktet takseringsverdi av anlegget for året før, men her er det lite faktisk utbygd solkraft i Norge per i dag som gir eksempel på dette, og vurderinger fra bl.a. konsesjonssøknader, uttalelser fra myndighetene og vurderinger fra rådgivere er ikke enstemmige. Det finnes derimot noen prosjekter under utvikling som har forespeilet inntekter fra solkraft til vertskommuner [52], og det er forutsatt i beregningene i denne rapporten at det vil være eiendomsskatt på bakkemontert solkraft. Både prinsippet og nivået er også i tråd med konsesjonssøknaden til Fossum solkraftverk i Skien kommune.

Grunnlaget for vannkraft, beregnes normalt sett med utgangspunkt i lønnsomhetsvurderinger av kraftverket. Satsen kan ikke være lavere enn 0,95 kr/kWh eller høyere enn 2,74 kr/kWh per januar 2025 [53] [54].

For vindkraft kan verdien bestemmes på to måter. Enten kan grunnlaget beregnes basert på teknisk verdi, altså anskaffelsesverdi minus slitasje og alder. Metode to er å beregne grunnlaget basert på avkastningen. Fornybar Norge har også konkrete estimat på skatteinntekter per turbin [55] [56].

5.1.2 Grunnrente for vann- og vindkraft

Grunnrenteskatten som vannkraft over 10 MW omfattes av, har effektiv skattesats på 45 % fra 2024, og gir ingen direkte inntekter til kommunen. Etter økningen fra effektiv sats på 37 % til 45 % gis det fradrag for grunnrenteskatt i beregningen av grunnlag for eiendomsskatt [53]. Det vil si at en slik økning generelt har en negativ effekt på kommunens inntekt fra eiendomsskatt [55].

Grunnrenteskatten er utvidet for å også omfatte vindkraft over 5 MW. Den effektive grunnrenteskatten er 25 % og det er vedtatt at kommunene skal få utbytte av denne grunnrenteskatten, blant annet gjennom økte bevilgninger i år med særlig høy grunnrente [55].

5.1.2.1 Naturressursskatt for vannkraft

Til forskjell fra grunnrenteskatt betales naturressursskatten til kommuner og fylkeskommuner. Naturressursskatten omfatter vannkraft, og beregningsgrunnlaget baserer seg på den gjennomsnittlige produksjonen for de siste syv årene, med sats på 1,3 øre/kWh. Av denne satsen går 1,1 øre/kWh til kommune, og 0,2 øre/kWh går til fylkeskommunen [53] [54].

5.1.3 **Konsesjonsavgift og konsesjonskraft for vannkraft [54] [53]**

Til forskjell fra annen kraftproduksjon omfattes vannkraft av konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Dette skal dekke opp for lokale ulemper samtidig som kommunene garanteres rimelig kraft. Hvilke av disse ordningene et vannkraftverk omfattes av avhenger av hvilken lov kraftverket er regulert etter (vassdragsreguleringsloven, vannfallsrettighetsloven eller vannressursloven).

Konsesjonskraft gjelder vannkraftverk regulert etter vassdragsreguleringsloven og vannfallrettighetsloven, og innebærer at kraftverkene må levere kraft til en regulert pris til berørte kommuner og fylkeskommuner. Konsesjonshaver må avse inntil 10 % av kraftgrunnlaget, og dersom kommunens forbruk er lavere, går resten til fylkeskommunen. For 2025 er prisen satt til 12,89 øre/kWh [57], som er betydelig lavere enn forventet snittpris i markedet.

Konsesjonsavgift gjelder vannkraftverk med konsesjon etter vassdragsreguleringsloven og vannfallrettighetsloven, samt anlegg med konsesjon etter vannressursloven hvis årsproduksjonen er over 40 GWh [58]. Avgiften betales til staten og berørte kommuner, fordelt mellom magasinkommuner, elvekommuner og overføringskommuner. Den beregnes ut fra anleggets teoretiske produksjonskapasitet i hestekrefter, med en avgiftssats fastsatt av Olje- og energidepartementet: 24 kroner per hestekraft for kommuner og 8 kroner for staten [59] per januar 2025.

Både kraftskatteutvalget og skatteutvalget har anbefalt å avvike konsesjonsavgift og konsesjonskraft til fordel for en nøytral fordelingsmekanisme for berørte kommuner, men det finnes ingen forslag til behandling for en slik endring i dag.

5.1.4 **Produksjonsavgift for vindkraft [55] [60]**

Vindkraft bidrar på sin side med produksjonsavgift, som går direkte til kommunen(e). Formålet med denne avgiften er å fungere som et insentiv for kommuner til å bidra med tilrettelegging av vindkraft, og gjelder for alle vindkraftverk med over 5 turbiner eller over 1 MW produksjon, og som er konsesjonspliktige. Med bakgrunn i at grunnrenten for vindkraft skal tilfalle kommunene, ble produksjonsavgiften økt fra 1 øre/kWh i 2022 til 2 øre/kWh i 2023. For 2025 er den satt til 2,37 øre/kWh. Avgiften omfattes ikke av skatteutjevning [55] [60].

5.2 **Ringvirkninger**

I tillegg til de direkte ringvirkningene som presenteres videre i dette delkapittelet, bidrar etablering av mer fornybar energiproduksjon til bedre kraftbalanse og utnyttelse av dagens nett, og med det lavere strømpriser som er positivt for lokalt næringsliv.

5.2.1 Utbygging

Norconsults ringvirkningsstudie fra 2016 [61] viser at den norske andelen av verdiskapningen i utbygging av vindkraftverk fra 2011-2013 var rundt en tredjedel av total verdiskapning. Dette er betydelig høyere enn for vindkraftverk bygget fra 2001-2008, hvor den norske andelen av verdiskapningen ble beregnet til rundt en fjerdedel. Årsaken til økningen er at andelen importerte vindturbiner utgjør av totalinvesteringen i vindkraftverkene har gått ned, ikke fordi vindturbinene har blitt billigere, men fordi kostnadene til bygge- og anleggsarbeider og elektrotekniske installasjoner har økt.

NVE har samlet mye informasjon om verdiskapning fra vindkraft, inkludert den nevnte studien. Informasjonen fra NVE viser blant annet at verdiskapningen fra vindkraft står for omtrent 2,2 millioner kroner per MW installert effekt. Av disse 2,2 millionene per MW, er andelen som tilfaller regionen estimert til 31 % og andelen som tilfaller kommunen til 20 % [62].

Markedet for solcelleanlegg på bygg har lengre historikk enn solkraftverk på bakken, og de siste årene har flere regionale og lokale aktører kommet på banen. Mange av betraktningene vil være felles for takmonterte og bakkemonterte solcelleanlegg. Ved etablering av et solkraftverk, eller solcelleanlegg på tak, kan man forvente at utstyr ofte utgjør i størrelsesorden 70-80 % av investeringen. Resten av kostnadene vil hovedsakelig gå til prosjektutvikling, rådgivning og prosjektering, grunnarbeider, fundamentering, montasjearbeider og nettilknytning, der en stor del av disse oppgavene normalt utføres av nasjonale eller lokale aktører.

Bakkemontert solkraft har såpass fersk historikk at det ennå ikke er klart hvordan dette vil ende opp. På den ene siden legger NVE til grunn at det er begrensede virkninger for lokalt og regionalt næringsliv når de behandler konsesjonssøknader per januar 2025. Dette avhenger imidlertid i stor grad av utbygger og deres valg av entreprenører, og erfaring fra de første prosjektene kan indikere at lokal verdiskapning er noe større. Eksempelvis skal et kommende solkraftverk i Alvdal bygges av lokale entreprenører, [63] mens Engene solkraftverk i indre Vestfold ble bygget av en organisasjon med tilhørighet til Larvik, og det samme gjelder solkraftverket Buer i Østfold.

5.2.2 Drift

Når det gjelder drift av kraftverk, forventes det at en stor andel av verdiskapningen vil være norsk. Dette skyldes delvis at norske aktører selv utfører både daglig og tyngre vedlikehold av vindturbiner og solkraftverk/solcelleanlegg, og delvis at utenlandske produsenter etablerer egne vedlikeholdsorganisasjoner i Norge og vedlikeholder kraftverk med norsk personell. Den norske andelen av verdiskapningen i driftsfasen av vindkraftverk har økt fra 60 % i 2009 til 90 % i 2016. Det siste året har man også sett at flere vindkraftverk har blitt kjøpt opp og fått norske selskaper som eiere [61].

I driftsfasen for solkraft er det behov for ulike drift- og vedlikeholdstjenester. Noen av disse, som gressklipping, tilsyn og feilsøking, krever fysisk oppmøte, mens andre, som fjernovervåkning og kontraktsoppfølging, ikke krever tilstedeværelse. Totalt sett forventes det at en stor andel av tjenestene som leveres til solkraftverk og solcelleanlegg kan utføres av nasjonale eller lokale aktører.

6 Utslippsfaktorer for klimagassutslipp

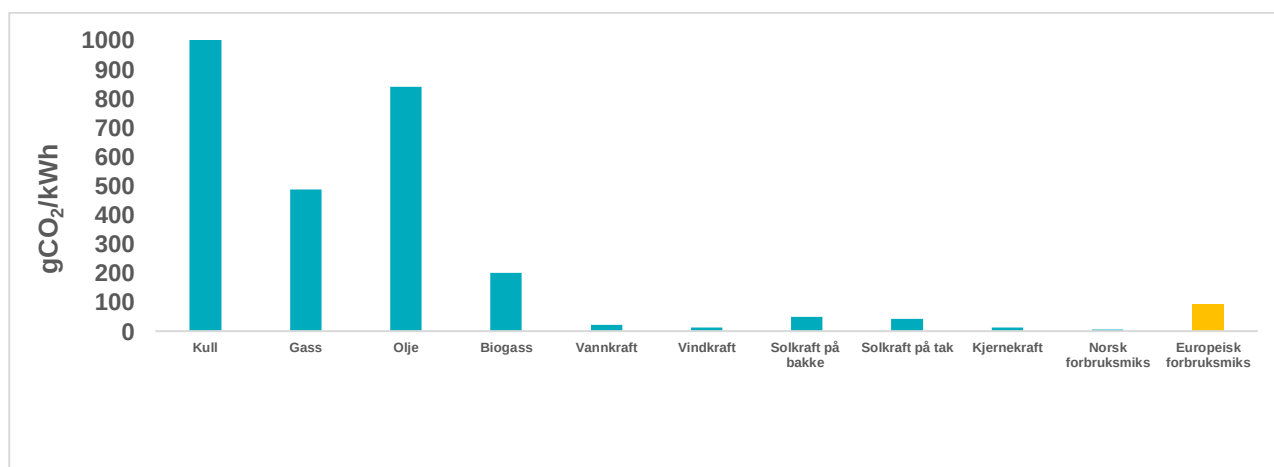
For hver kommune beregnes klimagasseffekten av ny energiproduksjon basert på gitte utslippsfaktorer. For ordens skyld nevnes det at klimagassutslipp ikke er den eneste natur- og miljøpåvirkningen fra kraftproduksjon, men rammen for denne rapporten er klimagassutslipp.

I utgangspunktet bidrar fornybare fossilfrie energikilder til å redusere CO₂-utslipp sammenlignet med fossile brennstoff. Hver energikilde har en beregnet utslippsfaktor som kan benyttes til å beregne totale utslipp eller sammenligne ulike teknologier. Dersom en energikilde med lavere utslippsfaktor erstatter en med høyere utslippsfaktor bidrar det til reduserte klimagassutslipp. For ny energiproduksjon gjøres det sammenligner med faktorer for både norsk og europeisk strømmiks, da det reelt sett er sistnevnte som erstattes.

Utslippsfaktoren tar hensyn til utslipp ved produksjon av materialer, transport, drift og vedlikehold, avhending og andre indirekte utslipp (herunder blant annet produksjon av innsatsfaktorer). Det er noe diskusjoner og kontroverser i faktorer for utslipp og metode for beregning av klimagassutslipp, og faktorene varierer derfor (betydelig) på tvers av kilder. Tabell 2 og Figur 6 viser tall for klimagassutslipp i gram CO₂-ekvivalenter per kWh produsert energi som er benyttet i denne rapporten [64] [65] [66], hentet fra NVE og One Click LCA. Som nevnt vil andre kilder altså kunne gi andre verdier.

Tabell 2 Klimagassutslipp, i gram CO₂ ekvivalenter per produserte kWh som er benyttet i beregningene videre.

Energikilde	Utslippsfaktor [g CO ₂ e/kWh]
Kull	1 001
Gass	486
Olje	840
Biogass	200
Vannkraft	21
Vindkraft	13
Solkraft på bakke	48
Solkraft på tak	43
Kjernekraft	13
Norsk forbruksmiks	4,8
Europeisk forbruksmiks	91



Figur 6 Klimagassutslipp (gCO₂/kWh) ved kraftproduksjon over livsløpet, i henhold til NREL [67].

7 Energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet

For å løse energiutfordringene i Grenlandsområdet er det valgt å ha fokus på å frigjøre kapasitet i strømmettet for å tilrettelegge til overgangen til et utslippsfritt samfunn. Tiltak for å frigjøre kapasitet i nettet kan enten være å redusere energiforbruk, eller å utnytte fleksible laster for å flytte forbruk fra perioder når strømmettet er anstrengt (topplasttimer), til perioder når nettet er mindre anstrengt.

Dette kapittelet tar for seg barrierer, virkemidler og konkrete tiltak som bidrar til å frigjøre elektrisk kapasitet i nettet.

7.1 Barrierer og virkemidler

For å gjennomføre effektive virkemidler for ENØK og fleksibilitet er det viktig å ha et bevisst forhold til de viktigste barrierene. Viktige barrierer og tilhørende virkemidler er gitt i Tabell 3 [68]:

Tabell 3: Barrierer og virkemidler for energieffektivisering og fleksibilitet.

Barrierer	Virkemidler
Manglende kunnskap og kompetanse	Kommunikasjon Rådgivning Informasjon
Økonomiske barrierer	Støtteordninger Energisparekontrakter
Regulatoriske barrierer	Planprosesser Krav til energieffektivitet (eksempelvis minimum energimerke)
Praktiske og strukturelle barrierer	Samarbeid og koordinering mellom ulike interessenter

Manglende kunnskap og kompetanse er en viktig barriere for energieffektivisering. Ved å informere og gi råd til kommunens bedrifter og privatpersoner kan det utløse gode prosjekter. Ta for eksempel Oslo kommune sin oversikt over tilgjengelige klimatilskudd [69]. Her er den en kategorisk oversikt over alle tilgjengelige og aktuelle støttemidler for bedrifter og privatpersoner i kommunen. Dette er noe som kan inspirere til gode prosjekter og bidra til mindre økonomisk risiko.

Enovas nye styringsavtale som kom i desember 2024, fører til at flere forbrukere kan få støtte, da både ny og etablert teknologi kan brukes til energieffektivisering. I statsbudsjettet for 2024 er det satt av 587 millioner til energieffektiviseringstiltak i husholdninger.

Mange kommuner i Norge tilbyr i dag gratis energirådgivning. Dette bidrar til at kommunens innbyggere og bedrifter kan få hjelp til å avdekke de gode og mindre gode energieffektiviseringstiltakene. Det finnes også mange gode råd på Enova sine sider som er tilpasset kommunens brukergrupper. Dette er noe som kan videreformidles på kommunens nettsider.

Økonomiske barrierer er noe som står sentralt hos de fleste. Lønnsomheten til energieffektiviseringsprosjekter er ofte avhengig av fremtidig strømpris og har gjerne små marginer. Varierende og uforutsigbar strømpris gjør at det er forbundet økonomisk risiko i prosjektene. For å minimere risikoen kan kommunen ha målrettede støtteordninger for å stimulere til økt energieffektivisering. Det finnes i dag mange gode ordninger via Enova, så det kan være lurt å ha støtteordninger som komplimenterer disse. Enova har egne svartjenester hvor man kan få god hjelp til å ta i bruk deres støtteordninger.

Regulatoriske barrierer er utfordringer knyttet til lover, regler og standarder som kan hindre eller forsinke gjennomføringen av energieffektiviseringstiltak. Kommunen kan gjennom krav og reguleringer, stimulere til

valg av løsninger som øker elektrisk kapasitet. Dette kan oppnås ved å innføre retningslinjer og reguleringer som prioriterer tiltak som fremmer energieffektivitet og fleksibilitet i energisystemet.

Praktiske og strukturelle barrierer som for eksempel krevende søknadsprosesser og interessekonflikter kan stoppe mange energieffektiviseringsprosjekter. Det er viktig at kommunen har gode og effektive prosesser, samt at igjennom eksempelvis Grenlandssamarbeidet kan skape en arena for å løfte de gode løsningene på energiutfordringene.

7.2 Potensial for energireduksjon ved ENØK-tiltak

Det er et stort potensial for energieffektivisering i norske bygninger. I 2020 var det totale energiforbruket i norske bygninger 84 TWh, hvorav rundt 80 % ble dekket av strøm. NVEs beregninger viser at det er mulig å redusere forbruket med ca. 13 TWh til en kostnad på 1 krone/kWh. Ved å øke kostnadene til 2 kroner/kWh, kan forbruket reduseres med ca. 18 TWh [70]. 13 TWh utgjør omtrent 10 % av Norges totale strømforbruk i 2023 og 15 % av energibruken i bygningsmassen.

Det finnes flere metoder for å redusere energiforbruket i en bygning. NVE har kartlagt potensialet i norske bygninger og identifisert 13 ulike tiltak med varierende kompleksitet. Energieffektivisering kan være så enkelt som å bytte ut tradisjonelle glødepærer med LED-pærer, eller så avansert som å installere et sentralt driftsanlegg (SD-anlegg) i en næringsbygning. Etterisolering er et annet eksempel som kan redusere energibehovet betydelig. NVEs liste over kartlagte tiltak følger under [71].

Tabell 4: Oversiktstabell av tiltak som inngikk i NVEs analyser. Uthevede tiltak er generelt sett mest lønnsomme.

Energieffektiviseringstiltak	
Etterisolering vegg	Behovsstyring ventilasjon (DCV)
Etterisolering tak/loft	Styringssystem belysning
Etterisolering gulv	Energieffektivt belysningsutstyr
Utskifting vinduer og dører	Automatisk solskjerming
Natt- og helgesenkning	Energioppfølgingssystem (EOS)
Forbedring varmegjenvinning ventilasjon	SD-anlegg
Forbedring vifteeffektivitet (SFP)	

Tiltak med LCOE under 1 kr/kWh er betraktet som *lønnsomme*, og er for småhus etterisolering av tak og loft, samt enkel energioppfølging. For boligblokker er det et mindre potensial for energieffektivisering hvorav, enkel energioppfølging, og i noen tilfeller etterisolering av vegger lønnsomme. For næringsbygg er det flere tiltak som er sett på som lønnsomme, hvorav disse er:

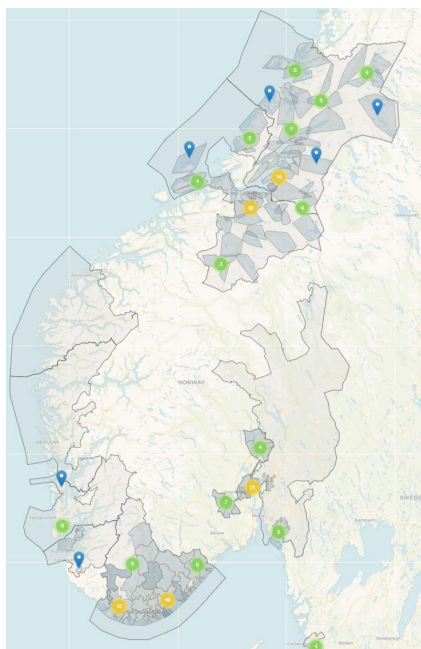
- Energioppfølging
- Forbedring av varmegjenvinning i ventilasjon
- Behovsstyrt ventilasjon
- Forbedret vifteeffektivitet i ventilasjon
- Natt - og helgesenkning av temperatur

For småhus på landsbasis starter kostnadene for ENØK tiltak på rundt 20 øre/kWh, og rundt 3 TWh kan oppnås til under 50 øre per kWh. De neste 2 TWh som kan reduseres i småhus koster fra 1,3 kroner til 2 kroner per kWh.

7.3 Forbrukerfleksibilitet

For å utnytte nettkapasiteten lokalt og nasjonalt bør forbrukerfleksibiliteten utnyttes i større grad. Forbrukerfleksibilitet er forbruk som for eksempel elbillading og varmtvannsberedere som har mulighet til å flyttes over tid. Dette gir mulighet til å trinne ned eller slå av forbruk i perioder hvor nettet er anstrengt. Forbrukerfleksibilitet gir en mulighet til eierne av lastene til å tjene penger i fleksibilitetsmarkedet, hvor nettselskap og/eller Statnett betaler forbrukerne til å stille lasten tilgjengelig.

Det er etablert fleksibilitetsmarked i store deler av Norge igjennom Euroflex og Statnett. Igjennom plattformen Nodes ble det handlet volum over 8,5 GWh i Norge. Figur 7 viser at nettselskapet i Grenlandskommunene, Lede, sitt område ikke er med i dette markedet. I et område som i Grenland, hvor nettkapasiteten er en begrensende faktor bør det vurderes om Lede burde delta i et slikt marked.



Figur 7: Skjermtutklipp av kart over Norge som viser hvor markedet for lokal forbruker fleksibilitet er etablert [72].

I løpet av høsten 2024 hadde Oslo kommune åpnet for søknader til støtte til at næringsbygg og boliger kunne oppgradere byggene sine til at de kunne bli med på markedet til Euroflex/Nodes. Resultatet ble at de ga 4 millioner kroner i støtte [73], som frigjør 4 MW fleksibelt forbruk. Dette er forbruk som nettselskapet Elvia kan frigjøre ved behov, mot at de betaler byggeierne. En slik støtteordning er noe Grenlandskommunene bør vurdere.

For større datasentre som har en stor reservekraftkapasitet har gode forutsetninger til å delta i de raskere fleksibilitetsmarkedene. Dette kan gjøres ved å øke kraftproduksjon fra egne aggregater og dermed senke sitt eget behov for strøm fra nettet i perioder når nettet er anstrengt. Grunnen til at de raske fleksibilitetsmarkedene er mer aktuelle enn de langsomme, er at datasentrene ikke bør bruke opp sin reservekraft i tilfelle de trenger den selv.

7.4 Tillatelser

Noen tiltak på bygningskroppen kan være søknadspliktige i henhold til Plan- og bygningsloven (PBL), spesielt hvis de innebærer endringer i fasaden.

7.5 Påvirkning på natur og miljø

Energieffektiviseringstiltak innebærer bruk av ulike materialer og kan generere noe avfall under utførelsen. Utover klimagassutslipp fra produksjonen av materialene og eventuelle visuelle påvirkninger, har energieffektivisering liten til ingen ytre påvirkning på omgivelsene.

7.6 Tidshorisont og realisme

Mange energieffektiviseringstiltak kan gjennomføres på relativt kort tid. Noen tiltak bør sees i sammenheng med rehabilitering og når utskiftninger skal gjøres på grunn av alder. Dette er ofte tiltak som omlegging til vannbåren varme, etterisolering av tak, vindu og vegger, og utskiftning lys til LED.

7.7 Økonomi, lønnsomhet og kostnader

Kostnadene for energieffektiviseringstiltak kan oversettes til reduksjon på strømrregningen for både privatpersoner og næringsbygg. Tiltak som koster 1 krone/kWh, er lønnsomme hvis du betaler mer enn 1 krone/kWh inkludert nettleie og avgifter. Med økte energikostnader blir energieffektiviseringstiltak mer lønnsomme og kan føre til reduksjoner i kraftbehovet fremover. Støtteordninger, strømstøtte og fastpris-avtaler på strøm er noe som kan sette premisser for lønnsomheten for energieffektivisering.

8 Oppsummering og drøfting

8.1 Oppsummering

Generelle bemerkninger og oppsummeringer knyttet til produksjonsteknologiene med utgangspunkt i Grenlandsområdet presenteres i Tabell 5. Formålet med tabellen er å samle informasjon på en lettfattelig måte, og fargene formidler derfor ikke at mange av temaene i realiteten er mer nyanserte. Det vises til kapittel 4, 5 og 6 for beskrivelser som forklarer hvorfor rutene er fargelagt som de er gjort, og for kildehenvisninger til tallene som presenteres.

Temaer der teknologier skiller seg positivt ut er markert grønt, og der de skiller seg negativt ut er markert rødt. De gule rutene indikerer at det hverken er utpreget positiv eller negative forhold, mens det for de hvite ikke er direkte sammenhenger mellom teknologi og tema. Tabellen viser at alle teknologiene har både positive og negative sider.

Tabell 5 Oppsummering av relevante temaer og kategorisering av positive og negative sammenhenger og resultat.

Tema	Undertema	Benevning	Teknologi							
			Solcelleanlegg på bygg	Solkraftverk på bakken	Vindkraft	Vannkraft - Nytt	Vannkraft - Oppgradering	Kjernekraft	Enøk	Termisk CHP
Energiproduksjon	Ressursgrunnlag		Godt	Godt	Begrenset	Begrenset	Begrenset	-	-	Godt
	Volum	GWh	Middels	Middels/Stort	Stort	Middels	Middels	Meget Stort	-	Ingen
Konflikt	Arealbruk (planområde)	MWh/daa	Utnytter eksisterende	70	29	-	Utnytter eksisterende	Lite - Ved kraftverk Middels - For avfallsagring	Utnytter eksisterende	Arealeffektivt, men ikke kvantifisert
	Behov for ny infrastruktur		Ingen	Potensielt noe vei, nettanlegg	Mye vei, nettanlegg	Potensielt noe vei, nettanlegg, dam	Ingen	Avfallshåndtering, vanntilførsel, nettanlegg	Ingen	Nettanlegg / fjernvarmerør, vei
	Fleksibilitet i plassering		Eksisterende bygg	Ja	Nei	Nei	Nei	Ja, men behov for vanntilførsel	Eksisterende bygg	Ja
	Konfliktpotensial		Ingen	Lite til middels	Middels til stort	Lite til middels for småkraft	Lite	Stort	Ingen	Kraftverk: Middels Fjernvarme: Lite
Tidslinje	Nyetablering - fra idé til energiproduksjon	år	0,1 til 2	1 til 5	8 til 12	5 til 10	1 til 5	10 til 15	1 til 2 avhengig av tiltak	1 til 3
	Anleggsperiode	år	0,1 til 0,5	0 til 2	1,5 til 2,5	2 til 4	1 til 3	6 til 8 for tradisjonelle 4 til 5 for SMR	Under 1	1 til 3
Lokalt	Skatt/avgift på produksjon		Ingen	Selskapskatt, eiendomsskatt	Selskapskatt, eiendomsskatt, grunnrente, produksjonsavgift	Selskapskatt, grunnrente, eiendomsskatt, produksjonsavgift, naturressursskatt	Selskapskatt, grunnrente, eiendomsskatt, produksjonsavgift, naturressursskatt	Selskapskatt, eiendomsskatt	Ingen	Selskapskatt, eiendomsskatt
Klimagassutslipp	Utslippsfaktor	g CO ₂ e/kWh	43	48	13	21	1 til 5	13	-	200+
LCOE	Kostnad	øre/kWh	53 til 79	59 til 72	34 til 50	29 til 57	-	142 til 179	-	72 til 188

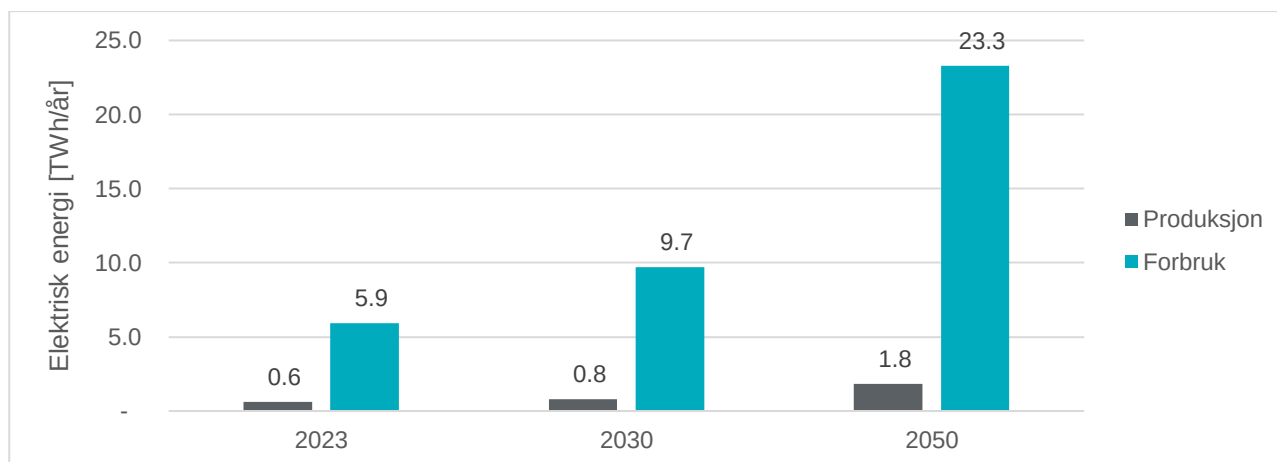
De to tiltakene som fremstår med minst konfliktpotensial – solcelleanlegg på tak og ENØK – har også nedsider utover det som vises i tabellen, blant annet knyttet til fleksibilitet (man kan ikke installere et sørvendt solcelleanlegg på et øst/vest saltak) og aktørbildet; mens profesjonelle aktører fokuserer på, har ressurser til og kompetanse på å utvikle for eks. solkraftverk på bakken, så gjelder solcelleanlegg og ENØK i større grad privatpersoner som kan ha begrenset kunnskap om-, interesse for- og fokus på energiproduksjon, og som dermed har andre behov og prioriteringer som gjør at realisering av potensial kan være mer utfordrende.

Tabell 6 viser nøkkelresultater fra rapporten gitt forutsetningene for framskrivninger av energiforbruk og utbygging av ny kraft som beskrevet i metodekapittelet og de ulike kommunekapitlene i Del C.

Tabell 6 Oppsummering av utvikling i energiforbruk og -produksjon og effekter av dette. Tallene er avrundet til nærmeste heltall.

	Bamble	Drangedal	Kragerø	Porsgrunn	Siljan	Skien
Forbruk 2023 [GWh]	2 428	50	187	2 580	24	662
Forbruk 2030 [GWh]	3 679	155	215	3 290	28	2 344
Forbruk 2050 [GWh]	5 256	541	271	10 648	35	6 549
Energiproduksjon I dag [GWh]	4	68	97	7	81	351
Energiproduksjon 2030 [GWh]	30	83	112	60	86	432
Energiproduksjon 2050 [GWh]	80	359	221	161	312	716
Utvikling energibalanse 2030	Negativ	Negativ	Nøytral	Negativ	Positiv	Negativ
Utvikling energibalanse 2050	Negativ	Negativ	Positiv	Negativ	Positiv	Negativ
Netto klimagasseffekt ny produksjon, europeisk strømmiks 2030 [tonn CO ₂ ekv.]	1 160	970	740	2 340	310	3 880
Netto klimagasseffekt ny produksjon, europeisk strømmiks 2050 [tonn CO ₂ ekv.]	6 270	32 970	8 470	9 620	16 900	23 200
Inntekter ny produksjon 2030 [mill. kr]	0,5	1,2 - 2,0	0,5 - 0,6	1,5	0,4 - 0,7	1,8 - 2,5
Inntekter ny produksjon 2050 [kr]	2,9	25,4 - 26,3	4,8 - 5,2	6,2	11 - 11,6	12,3 - 13,6

Figur 8 viser det samlede energiforbruket og produksjonen for 2023 og scenariene for 2030 og 2050. Figuren illustrerer hvilket energiunderskudd som det ligger an til å bli i området.



Figur 8: Energiforbruk og -produksjon for 2023, 2030 og 2050 for Grenlandskommunene samlet.

8.2 Drøfting

Alle kommunene har potensiale for økt energiproduksjon, men veien til målet og mulige volum varierer fra kommune til kommune. Det understrekes at det ikke er foretatt analyser av konsekvensene av de foreslåtte tiltakene i denne rapporten, utover estimater for skatteinntekter og klimaeffekt, og det er benyttet tall fra NVE og Statnett, samt kjente prosjekter, for estimering av fremtidig potensiale.

8.2.1 Framskrivninger energiforbruk

Det er stor usikkerhet i den fremtidige forbruksveksten, der Statnett selv har et avvik på hele 110 TWh mellom høyeste og laveste scenario nasjonalt. For Grenland vil det avhenge i stor grad av etablering av ny industri, utviklingen, lokasjonen og størrelsen på datasentre og andre faktorer. Globale og nasjonale faktorer som teknologiutvikling, støtteordninger og økonomiske sykluser vil også gjelde for kommunene i Grenland. Det er derfor stort utfallsrom, selv om analysen til Statnett presenterer konkrete tall. Det vises ellers til kapittel 3.3 for flere beskrivelser av usikkerhet knyttet til fremtidig utvikling i energiforbruk.

Store enkeltprosjekter utgjør en stor og egen usikkerhetsfaktor, der enkeltprosjekter alene kan doble forbruket for hele kommuner dersom de realiseres. Det finnes mange nærliggende eksempler som viser at det er svært utfordrende å lage prognoser, for eks. da Google først lanserte planene for et datasenter i Skien, nedleggelse av Freyrs satsning i Mo i Rana, eller at planene for en jernpellestfabrikk i Nordland ble lagt på is.

Lastfaktor eller forbruksmønster til nytt innmeldt behov kan også variere i stor grad og er avhengig av aktiviteten til industriprosessen. Datasentre vil ha relativt høyt og stabilt forbruk over året, mens andre prosesser har effektforbruk som varierer i større grad.

8.2.2 Ny energiproduksjon

Noen av kommunene har bedre forutsetninger enn andre for fremtidig energiproduksjon, og dette påvirker estimatene for de ulike teknologiene og kommunene. Generelt har de kommunene med positiv energibalanse i dag, har bedre muligheter til å opprettholde balansen, mens det naturlig nok er industrikommunene som er mest presset.

Med tanke på arealbruk og klimagassutslipp, er det svært gunstig å effektivisere og oppgradere allerede eksisterende vannkraft i den grad det er rom for det. Ved ny etablering av kraft er alle fornybare kilder gode

med tanke på klimagassutslipp, men vannkraft og vindkraft skiller seg ut som særlig positivt. All ny energiproduksjon vil likevel ha en negativ påvirkning på klimaet sammenlignet med dagens norske energimiks, men med begrenset volum av norsk kraft er det rimeligere å sammenligne med europeiske utslipp og da blir ny norsk kraftutbygging klimapositiv.

For vannkraft er ny produksjon svært avhengig av ressursgrunnlaget, og det er utfordrende å få til en vesentlig produksjonsøkning med mindre det finnes egnede vassdrag. Kommuner uten vannkraft i dag har derfor liten sannsynlighet for å etablere vesentlige mengder i fremtiden.

Kommunene kan legge til rette for sol- og vindkraft hvis de ønsker å realisere potensialet med tilhørende positive (og negative) effekter. Med tanke på tidslinje for realisering er solkraft viktigst på kort sikt, mens vindkraft er viktigst på lang sikt mtp. produksjonsvolum. Vindkraft er allerede i dag innarbeidet i skattesystemet og kan gi betydelige inntekter til kommunene. For solkraft forventes det sammen, men solkraft har generelt lavere lønnsomhet enn vindkraft, og det forventes at de kommunale inntektene vil gjenspeile det. Ser man derimot på LCOE kan solcelleanlegg på bygninger være svært interessant for privat næringsliv, da det kan gi forutsigbar strømproduksjon til en attraktiv pris.

Det tiltaket som har potensiale til å bidra med mest ny produksjon er kjernekraft. Det er derimot forventet stort konfliktnivå og utfordringer med å finne egnede, varige og lokalt akseptable løsninger for plassering og håndtering av radioaktivt avfall osv. Dersom Grenlandssamarbeidet ønsker etablering av kjernekraft i regionen så bør man forvente tidkrevende prosesser, og utredning, planlegging og tilrettelegging bør derfor begynne så tidlig som mulig, for eksempel med utgangspunkt i funn og anbefalinger fra den kommende nasjonale utredningen [10].

8.2.3 *Energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet*

Det er viktig å presisere at det ikke er en «one-size – fits all» løsning for energieffektivisering. Det er i første omgang viktig å hjelpe industrien, næringen og husholdningene til å identifisere de gode tiltakene. De gode tiltakene er tiltak som er teknisk gjennomførbare og passer risikoprofilen til aktørene. Noen har lav investerings – og risikovilje, og da bør tiltak som krever lav investering og kort inntjeningsstid på tiltaket prioriteres. Kommunen kan hjelpe aktørene med å identifisere de gode tiltakene gjennom kompetanseheving og energirådgivning, i tillegg til å senke risikoen i enkeltprosjekter ved å bidra med støtteordning.

Det er viktig at kommunen følger tett med på tilgjengelige ordninger fra Enova og bidrar med komplementerende støtteordninger. Det er også viktig å ta hensyn til endringer i strømmarkedet og mekanismer som strømstøtte. Et tiltak som reduserer energiforbruket i vintermånedene når det er høyere strømpriser kan være mer økonomisk enn tiltak som gir lavere energiforbruk i sommermånedene hvis det er lavere energipriser.

Strømprisen er ventet å bli noe lavere, men variere mer, i fremtiden. Bedrifter med lave marginer og som ønsker forutsigbarhet kan vurdere å kjøpe strøm med fastpris. Dersom aktørene har mulighet for å utnytte energifleksible løsninger kan dette være en måte å utnytte de lave (også negative) strømprisene ved å senke elektrisitetsforbruket i timer med høye priser. Dette kan være med å bruke biogasskjel istedenfor elkjel, utsette lading av elbilen eller varmtvannsberederen. I tillegg til å utnytte lave og høye strømpriser kan det være mulig å tjene penger ved å tilby laster på fleksibilitetsmarkedet. Markedsplattformen for lokal fleksibilitet viser at Grenlandsregionen ikke er inkludert, i motsetning til mange andre steder i landet. Kommunen og Lede bør vurdere å knytte seg til Euroflex.

8.3 Konkrete tiltak

Dette kapittelet beskriver mulige tiltak som kommunene kan gjennomføre for å stimulere til ny energiproduksjon og økt energieffektivisering. I motsetning til framskrivningene i de tidligere kapitlene er det ikke gjort en inndeling i tiltak på kort (2030) og lang (2050) sikt, da mange av tiltakene vil kunne iverksettes på kort sikt, selv om det sannsynligvis vil ta noe tid før man opplever gode effekter, idet det tar tid for kraftutbyggere å utvikle og realisere prosjekter, det tar tid for innbyggerne å bli kjent med å benytte seg av støtteordninger osv.

8.3.1 Tiltak for ny energiproduksjon

8.3.1.1 Måledata for vind- og solressurs

Gode ressursdata er en forutsetning for å kunne redusere risiko og utvikle lønnsomme kraftprosjekt. Målekampanjer kan imidlertid kreve mye tid, og kommuner kan legge til rette gjennom selv å kartlegge ressursgrunnlaget i egen kommune og tilgjengeliggjøre dataene for utbyggere for å gjøre kommunene mer attraktive å investere i.

8.3.1.2 Prinsippvedtak

Prinsippvedtak som sier at kommunen er positive til utredning av nye kraftprosjekter gir tydelig beskjed til næringslivet om holdningen i kommunen, og dette er viktig da blant annet vindkraft i praksis er avhengig av kommunal støtte for å kunne realiseres. Positive kommuner tiltrekker seg dermed i større grad kraftprodusenter og signaliserer gode rammevilkår.

I Skien og Porsgrunn finnes det allerede positive prinsippvedtak for fornybar kraft [74] [75].

8.3.1.3 Utredninger av muligheter, konsekvenser m.m.

Flere offentlige instanser har den siste tiden gjennomført konkurranser for mulighetsstudier med tanke på etablering av ny kraftproduksjon. Dette kan for eks. gjelde etablering av solcelleanlegg på kommunale bygg gjennom kartlegging av bygg, vurdering av egnethet og potensial, og prioritering av bygg.

Slikt utredningsarbeid kan også gjennomføres for kommunale eiendommer med tanke på etablering av bakkemontert solkraft. Det finnes eksempler på offentlige enheter som selv har funnet og presentert eiendommer de mener kan være aktuelle for solkraft, blant annet tidligere Vestfold og Telemark Fylkeskommune. Denne fremgangsmåten kan føre til lavere konfliktpotensiale da grunneierne selv har vært med å velge ut områder de kjenner godt.

Tilsvarende initiativer kan også tenkes for andre teknologier.

8.3.1.4 Stille kommunale bygg og eiendommer til disposisjon for energiproduksjon

Kommunale bygg og eiendommer kan stilles til disposisjon for utbygging av produksjon av for eksempel solenergi. Når det gjelder bygg kan kommunen låne eller leie ut takflater til bedrifter à la Soleie som står for investering, bygging og drift av solcelleanlegg på andres bygg med mating av strømproduksjonen til bygget

Tilsvarende kan kommunen selge eller leie ut eiendommer til profesjonelle utviklere av bakkemontert solkraft; som et eksempel har Grue kommune gjennomført en anbudsrunde for utleie av kommunal grunn til solkraft. Dette kan også gjøres til mindre nærvindprosjekter bestående av et mindre antall vindturbiner ved allerede nedbygde kommunale områder som er egnet for formålet.

8.3.1.5 Investering i egen produksjonskapasitet

Mange kommuner har investert i egen produksjonskapasitet gjennom bygging av solcelleanlegg på bygg; Porsgrunn kommune har bevilget midler til solcelleanlegg for 2025-2028; Kristiansand er et annet eksempel på en kommune som har vedtatt en langsiktig plan for etablering av solcelleanlegg på mange av kommunens egne bygg og årlig setter av investeringsmidler. Det finnes også mange eksempler på kommuner som stiller krav til solcelleanlegg på nye bygg.

Tilsvarende kan kommuner også etablere bakkemonterte solkraftverk; dette er ennå ikke vanlig i Norge, men det finnes mange eksempler på slike kommunale solkraftverk i andre europeiske land. Dette skaper også inntekter til kommunene.

8.3.1.6 Støtteordninger for solcelleanlegg

Kommuner kan etablere egne støtteordninger til solcelleanlegg (utover støtte fra Enova) for borettslag, sameier, næringsbygg el.l. Som et eksempel har Kristiansand kommune en årlig tilskuddsordning for solceller for borettslag og sameier.

8.3.1.7 Saksbehandlingskapasitet og opplæring

Kraftutbygging krever saksbehandling av kommunene, særlig for prosjekter som behandles etter Plan og bygningsloven. God saksbehandling og kort behandlingstid korter ned prosessen for utbygging av kraftproduksjon.

God og effektiv saksbehandling krever også god kunnskap og gode systemer. Her kan opplæring om kraftproduksjon og teknologi være nyttig, gjerne gjennom felleskommunale initiativer som både ville gi utbyggere større forutsigbarhet gjennom likebehandling på tvers av kommuner og være kostnadseffektivt for kommunene.

Saksbehandlingskapasitet og -kompetanse blir enda viktigere i forlengelse av at myndighet for behandling av bakkemonterte solkraftverk under 5 MW trolig overføres fra NVE til kommunene.

8.3.2 ***Tiltak for energieffektivisering***

8.3.2.1 Informasjonskampanjer

Kommunen kan aktivt igjennom nettsider og brosjyrer informere om suksesshistorier, gode prosesser, tilgjengelige støtteordninger fra Enova og kommunen og kontaktpersoner i kommunen som kan hjelpe aktører i gang med energieffektivisering. Beskrivelser av enkelttiltak finnes mye av på Enovas sider, så henvisninger dit kan være en god start.

8.3.2.2 Rådgivning om energieffektivisering

Flere kommuner tilbyr gratis rådgiving om energieffektivisering og mulige tiltak for innbyggere og næringsliv. Nivået på energirådgivningen kan spenne seg fra å henvise til nettsider/ Enova svarer og svare på overordnede spørsmål om energieffektivisering, til å ta en mer aktiv rolle og befare bygg etc.

Enova støtter 5000 kr til private for rådgivning.

8.3.2.3 Støtteordninger for energieffektivisering

Det finnes per 2025 mange tilgjengelige støtteordninger via Enova. Støtteordningene og tematikken per støtteordning kan endre seg over året, og kommunene bør til enhver tid være oppdatert på dette. Dersom

det er satsningsområdet som kommunene mener er viktig for deres spesifikke kommune, men som ikke har en støtteordning i for Enova, bør kommunene vurdere om det skal innføres en komplementerende ordning.

Per i januar 2025 er det 15 tiltak i boliger som er støttet av Enova. Innenfor bygg, eiendom og industri finnes det i dag 19 støtteordninger rettet mot bedrifter. Et tiltak som ikke støttes, men som ofte har høy energibesparelse er investering i SD og EOS for næringsbygg.

Oslo kommune gjennomførte høsten 2024 en støtteordning for tiltak som muliggjorde byggs laster til å delta på fleksibilitetsmarkedet Nodes/Euroflex. 4 millioner støttekroner skal bidra til at 4 MW fleksible laster fra 22 ulike bygg blir tilgjengelig på Nodes/Euroflex.

Det finnes også eksempler fra Grenland: Skien har søknadsordninger for ulike målgrupper (hhv. «ENØK husholdning» og «ENØK næringsliv»), mens Porsgrunn har bevilget 52 MNOK i investeringsmidler i perioden 2025-2028 for ENØK tiltak og energiomlegging [76].

8.3.2.4 Stimulere til økt andel forbrukerfleksibilitet

For større laster fleksible laster finnes det økonomisk insentiv igjennom Statnett sine fleksibilitetsmarkeder. For mindre laster er det økonomisk insentiv igjennom Ledes avtale om fleksibelt forbruk. En slik avtale gir rabatt på nettleiens effektledd på 30% og 95% i et år fra utkoblingstidspunktet. Kommunen kan informere andre aktører og legge til rette for å få sine egne fleksible inn på denne avtalen for at Lede kan i større grad utnytte strømnettet bedre.

Et annet system for dette, som er noe mer dynamisk er å delta på fleksibilitetsmarkedet til Euroflex/Nodes, da kan Lede legge ut anbud i spesifikke regioner som har økt behov for fleksibilitet. Grenlandsområdet er et av færre områder i Sør-Norge som ikke er med i dette markedet.

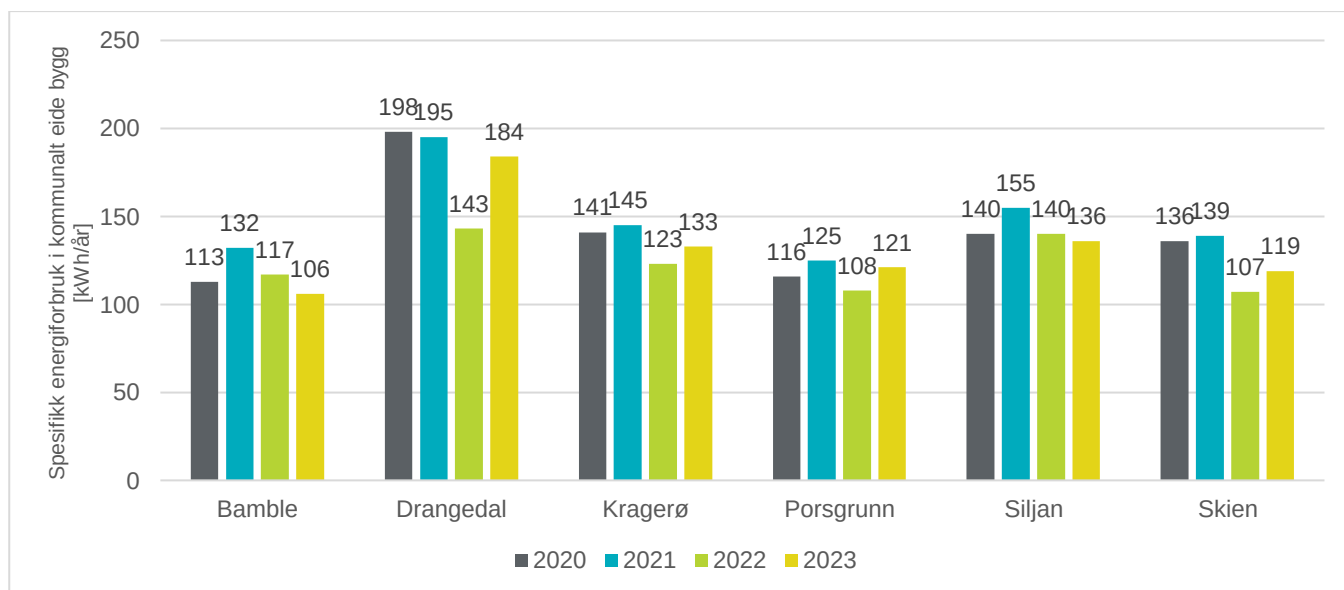
Datasentre som har egen reservekraft, har gode muligheter til å delta i fleksibilitetsmarkedet ved å produsere sin egen strøm i korte perioder når strømnettet er anstrengt. Dette er noe kommunen kan følge opp.

Enova har støtteordning for dette temaet.

8.3.2.5 Energiledelse, -kartlegging og investering i kommunale bygg

Som flere av Grenlandskommunene har vært dyktige på, kan man kartlegge egen bygningsmasse i detalj for å forstå hvilke tiltak som bør prioriteres i hvilke bygg for å få mest effekt for tilgjengelige midler. Tiltak med god lønnsomhet og vesentlig energigevinst bør investeres i. Energikartlegging er en del av energiledelse, som er en standardisert prosess som kommunen kan sertifiseres innen. Standarden for energiledelse er ISO 50001, og vil i prinsippet føre til kontinuerlig forbedring av energiytelsen i kommunene. Et godt eksempel på en god energiytelsesindikator er spesifikt energiforbruk per år. Denne energiytelsesindikatoren kan hentes fra KOSTRA og er vist i figuren under. En annen god energiytelsesindikator er energimerket. En kommune kan sette målsetning på eksempelvis minimum karakter C for kommunale eiendommer.

Enova har støtteordning både energikartlegging og investering.



Figur 9: Spesifikk energiforbruk i kommunalt eide bygg. Hentet fra SSB/KOSTRA.

8.3.2.6 Utvidelse av nær- og/eller fjernvarmekapasitet

For Grenlandsregionen, hvor elektrisitet er av særlig høy verdi, særlig i vinterperioden kan fjernvarme gi en stor samfunnsøkonomisk gevinst. Fjernvarme gir muligheten å produsere varme fra bioenergi eller restvarme fra industrien som ikke belaster strømmettet. Energieffektive metoder som sjøvannsvarmepumpe gir også en større reduksjon av elektrisk belastning enn panelovner eksempelvis. Den samfunnsøkonomiske verdien av en utvidelse av fjernvarmenettet bør vurderes i hvert enkeltprosjekt.

For området hvor større fjernvarmenett ikke er aktuelt, kan nærvarmenett innenfor geografiske begrensede området ha samme fordeler som et fjernvarmenett. Dette kan være i eksempelvis boligområder eller næringsparker.

Enova har støtteordning for dette temaet.

8.3.2.7 Samarbeid for høyere utnyttelse av spillvarme fra industrien

Kommuner med større andel industri, eller kommuner som har planer for å etablere ny industri, bør aktivt vurdere om det er fins synergieffekter med eksterne varmemottakere. Dette kan eksempelvis være bruk av restvarme til å produsere fjernvarme, eller til bruk i nærliggende varmekrevende industri som dyrking, fiskeoppdrett eller meieri. Det er viktig å kartlegge restvarmepotensialet fra industrien med fokus på kontinuitet, mengder og temperaturnivået. Noen industrier har kanskje kontinuerlige og store mengder restenergi, men med lave temperaturer, mens noen har diskontinuerlige og små mengder energi med høye temperaturer. Det finnes ulike tekniske løsninger og passende mottakere for ulike restvarmekilder.

Enova har støtteordning for dette temaet.

8.3.2.8 Pådrive utfasing av fossile brensler til biobrensel eller elektrisitet

Kommuner som har høyt energiforbruk av fossilt brensel til industri og transport ser på muligheten for å erstatte det med både biodrivstoff og elektrisitet. Ettersom regionen har elektrisk kraftunderskudd, kan det

være samfunnsøkonomisk å erstatte fossilt brensel med bioenergi. Ofte krever dette mindre ombygging i aktuelle kjeler.

Enova har støtteordning for dette temaet.

8.3.3 Andre tiltak

8.3.3.1 Kommunale målsetninger

Forankre og sette tydelige og ambisiøse kommunale målsetninger om for eks. ny energiproduksjon, klimanøytralitet, og etablere handlingsplaner o.l. For kommunale bygg kan gode energiytelsesindikatorer være energimerkekarakterer og spesifikt energiforbruk per år.

Opprette dialog med kommuner som har gjort tilsvarende arbeid med sikte på å bli foregangskommuner for å bli inspirert og lære om hvilke tiltak som har god effekt

Arendal, Asker, Bærum, Gjøvik, Nordre Follo, Stjørdal, Ullensaker er eksempler på kommuner med uttalte ambisjoner.

8.3.3.2 Ansvarliggjøring av energi-, miljø- og klimaarbeid

Dette punktet er satt under *Andre tiltak* siden det kan gjelde både ny energiproduksjon og ENØK. Kommuner kan tydelig utpeke ansvaret for kommunens energi- og klimaarbeid til spesifikke enheter eller enkeltpersoner; ved behov og mulighet kan det også ansettes egne energi- og klimarådgivere eller tilsvarende. Slike enheter/enkeltpersoner kan jobbe målrettet med for eks. kartlegging, planlegging, informasjonsspredning, analyser, oppfølging osv. av tiltak i kommunens egen virksomhet.

8.3.3.3 Informasjonsspredning

Tilgjengeliggjøring og spredning av informasjon bidrar til opplyste innbyggere, utnyttelse av støtteordninger, levende offentlige debatter m.m. Informasjonsdeling er et bredt tema som kan dekke blant annet god og tydelig informasjon på kommunenes hjemmesider, eller egenutviklet materiale; til eksempel har Kristiansand kommune laget en veiledning til hvilke bygg som er unntatt søknadsplikt for installasjon av solcelleanlegg.

8.3.3.4 Møteplasser

Kommuner kan etablere møteplasser for å skap rom for samarbeid, meningsutveksling m.m. med mål om at innbyggere og næringsliv engasjerer seg i energi- og miljøtematikker. En form for møteplass kan for eksempel være folkemøter som gir rom for diskusjon, meningsutveksling mellom innbyggere og næringsliv samt input fra fagpersoner og politiske styret. Agenda for slike møter kan for eks. inkludere informasjon om støtteordninger for ENØK og energiproduksjon, debatt om arealbruk o.l.

Tilsvarende kan kommuner arrangere møteplasser rettet direkte mot grunneiere og kraftselskap for å tilrettelegge for kontakter som til syvende og sist kan føre til dialog og avtaler mellom grunneiere og kraftselskaper.

8.3.3.5 Utslippsfrie anleggsplasser

Kommuner kan stille krav til utslippsfrie anleggsplasser og bruk av elektriske maskiner som erstatning for fossile drivstoff i kommunale prosjekter. Dette reduserer ikke energiforbruk direkte, det fører til økt elektrisk energiforbruk og det gir merkostnader i anleggsgjennomføring, men det reduserer klimagassutslipp.

Del C: Utredning per kommune



9 Bamble kommune

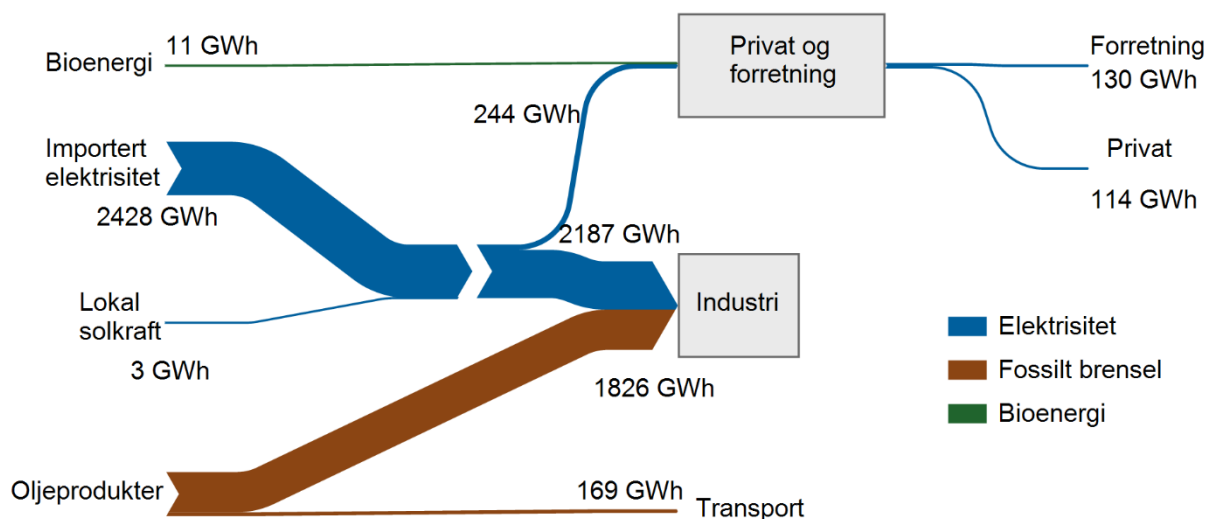
9.1 Energiforbruk

9.1.1 Energiforbruk i dag

Dagens energiflyt i Bamble kommune er representert av Figur 10. Energiflyten går fra venstre til høyre, fra hhv produksjon til forbruk. Tykkelsen på pilene representerer årlig energimengde for hver av de fargede energibærerne. Mindre energistrømmer er fjernet for bedre lesbarhet.

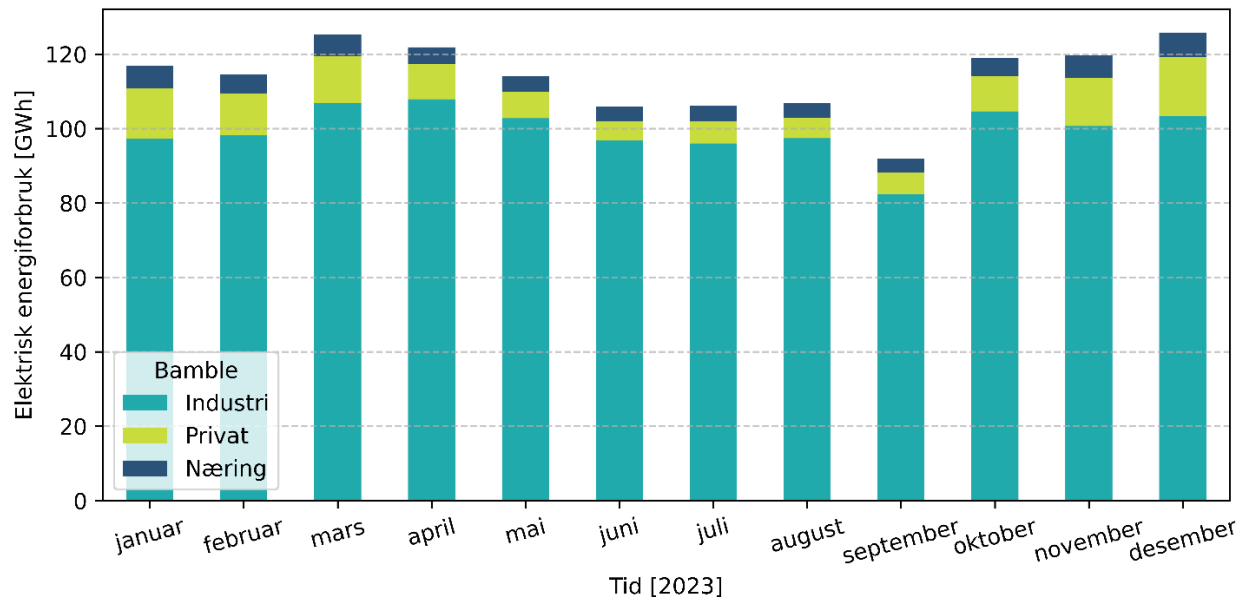
Av de blå pilene som representerer elektrisk energi, ser man at mesteparten av energien kommer via kabler over kommunegrensen, mens det er noe lokal solkraft. Mesteparten av elektrisitetsforbruket er til industrivirksomheten i kommunen. Ved planer om etablering av ny industri, eller elektrifisering av eksempelvis industri og transportsektoren vil elektrisitetsforbruket øke. Merk at elektriske kjøretøy har bedre virkningsgrad enn forbrenningsmotorer og vil bidra til netto energireduksjon.

Oljeprodukter er en vesentlig innsatsfaktor for industrien i Bamble, samtidig som det er en vesentlig del som blir bruk til transport. Det er ikke etablert fjernvarmenett i kommunen.



Figur 10: Energiflytdiagram av energiproduksjon og forbruk i Bamble kommune.

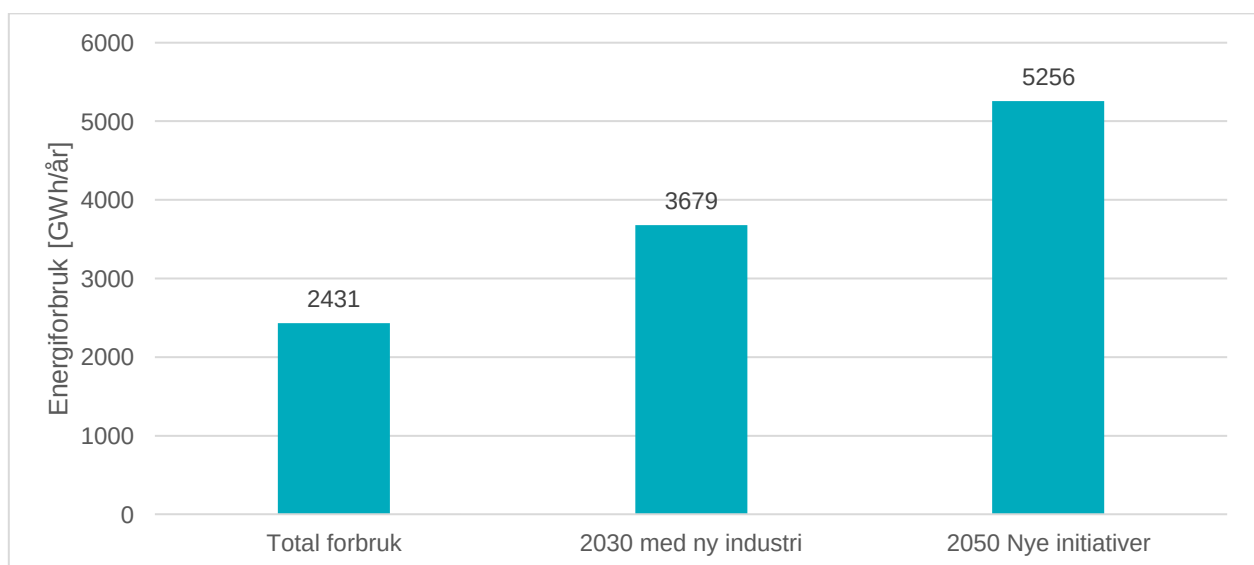
Figur 11 viser at det elektriske forbruket i kommunen holder seg relativt stabilt over året.



Figur 11: Månedsvise elektrisk forbruk i 2023, fordelt etter forbrukskategoriene industri, privat og næring.

9.1.2 Fremtidig elforbruk

Det er blitt gjort en framskrivning av dagens forbruk til et scenario i 2030 og 2050. Forbruk for 2030 inkluderer forbruk fra 2023, nytt forbruk fra havneområde på 200 MW, økning fra eksisterende industri på 200 MW og fullskala batteriproduksjon på 300 MW i forbindelse med Frier Vest [77]. For 2050 er det et forbruk på 1000 MW som er lagt til grunn. Forbruksberegningene forutsetter en utnyttelsesgrad på 60%. Forbruksmønsteret er dessverre vanskelig å forutsette nøyaktig. Som figuren under viser, kan nytt forbruk i 2030 være rundt 3,7 TWh/år og i 2050 omtrent 5,3 TWh/år, mot 2,4 TWh/år i 2023.



Figur 12: Elektrisk forbruk i 2023 i Bamble kommune, mot framtidsscenarier for 2030 og 2050.

9.2 Energiproduksjon

9.2.1 *Energiproduksjon i dag*

9.2.1.1 Solkraft

Det finnes ifølge NVE 163 solcelleanlegg i Bamble. Disse har en samlet installert effekt på 4,34 MW, noe som er forventet å gi en årlig produksjon på 3,45 GWh [78].

Norconsult er kjent med et større takmontert solcelleanlegg på Bamble handelspark, med en installert kapasitet på 3 500 kW_p. Basert på Norconsults erfaringer, kan anlegget på Bamble handelspark forventes å produsere rundt 3 200 MWh årlig.

Det er også kjent at grunneiere i kommunen undersøker potensialet for å etablere bakkemontert solkraft. Prosjektet er i tidlig fase og lite er kjent om prosjektet, utover at arealet kraftanlegget kan dekke vil være mellom 200 og 1 000 dekar stort. Basert på «best practice» presentert i kapittel 4.2.2.5 tilsvarer dette 15 til 75 MW solkraft.

9.2.1.2 Vannkraft

Ifølge NVEs database er det 1 operativt mikrovannkraftverk i Bamble kommune, med en installert effekt på 0,005 MW og en gjennomsnittlig årsproduksjon på 0,031 GWh [79].

9.2.1.3 Vindkraft

Det finnes ingen vindkraftverk i Bamble kommune, og det er heller ikke registrert noen konsesjonssøknader for vindkraftverk i kommunen. Det kan ikke utelukkes at det finnes mindre lokale vindturbiner, men dette er ikke kartlagt i denne rapporten.

Bamble kommune har prinsippvedtak om at kommunen ikke ønsker utbygging av vindkraft [80].

9.2.1.4 Totalt

Det er svært lite elektrisk energiproduksjon i Bamble kommune, med rundt 3,5 GWh i et normalår. Dette betyr at kun i underkant av 2 % av elektrisitetsforbruket til Bamble kommune i 2023 var selvforsynt.

9.2.2 *Fremtidig potensiale for energiproduksjon – 2030*

Det er lite egnet for vannkraft i Bamble kommune. Det er heller ingen kartlagt småkraft i kommunen, av NVE, og vannkraft er med det ikke medtatt videre i dette kapittelet.

Med en tidshorisont på 5 år vil det være mulig å etablere noe mer kraftproduksjon, men basert på hastigheten for etablering av kraft de siste årene er potensialet noe begrenset.

Frier Vest opplyser selv de «har langsiktig fokus på å sikre nødvendig krafttilgang for industribedrifter som ønsker å etablere seg i området» [81].

9.2.2.1 Solkraft

Med en tidshorisont på 5 år er det i hovedsak arealbruk, investeringsvilje og tilgjengelig nettkapasitet som begrenser potensialet for solkraftverk i Bamble kommune. Videre er prosjekteringstid, tilgang på entreprenører med erfaring og behandlingstid for konsesjonssøknader usikkerhetsmomenter for solkraft.

Basert på kjente planer for solkraft i Bamble, nasjonale tall og forventet installasjon er det estimert et potensiale for årlig energiproduksjon på 30 GWh i Bamble kommune innen 2030. I henhold til beskrivelsen i kapittel 4.2.1 vil dette gi omtrent 19 GWh fra bakkemontert solkraft, og 11 GWh fra takmontert solkraft tilsvarende omtrent 5 % av det tekniske potensialet på tak presentert i 4.2.1.1.

9.2.2.2 Totalt – 2030

I løpet av 5 år er det forventet lav økning i energiproduksjon i kommunen, basert på dagens hastighet for utbygging, og motstand mot nedbygging av natur. Et scenario estimert her kan gi i underkant 30 GWh energiproduksjon. I dette scenariet er det i utgangspunktet kun solkraft som bidrar med økningen i energiproduksjon, og man er avhengig av noe bakkemontert solkraft, da dette bidrar til mest volum på kortest tid.

9.2.3 *Fremtidig potensiale for energiproduksjon – 2050*

Med en tidshorisont på 25 år vil det være mulig å etablere betydelig mer kraftproduksjon.

9.2.3.1 Solkraft

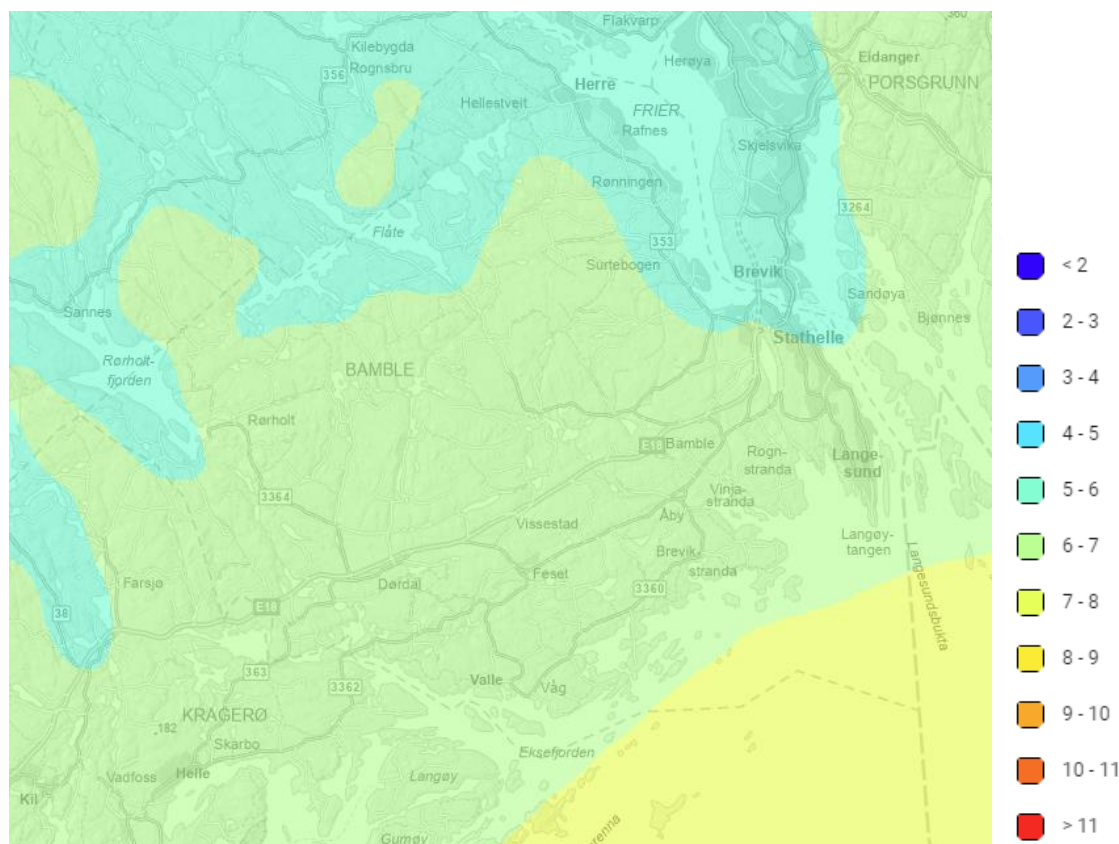
Basert på nasjonale tall og kjente prosjekt, og forventet installasjon er det estimert et potensiale for årlig energiproduksjon på 80 GWh i Bamble kommune innen 2050. I henhold til beskrivelsen i kapittel 4.2.1 vil dette gi omtrent 63 GWh fra bakkemontert solkraft, og 17 GWh fra takmontert solkraft tilsvarende omtrent 7,5 % av det tekniske potensialet på tak presentert i 4.2.1.1. Bakkemontert solkraft på denne størrelsen krever omtrent i underkant av 85 hektar.

9.2.3.2 Vindkraft

Med lavere potensiale for vindkraft i Bamble, sammenlignet med nabokommuner i Grenland kan det tenkes at prosjekter i andre kommuner prioriteres fremfor prosjekter i Bamble kommune. Det kan også tenkes at det som kystkommune, med nærhet til rekreasjon og turistområder langs sjøen, vil oppstå større konflikter ved utbygging av vindkraft i Bamble enn andre steder.

Nærvind kan være spesielt attraktivt i tilknytting til Frier Vest. Det kan etableres et nærvindprosjekt i Bamble, i tilknytning til industri. Basert på relaterbare prosjekt, legges det til grunn 3 mindre turbiner på omtrent 3,2 MW noe som tilsvarer ca. 38 GWh årlig energiproduksjon.

Det finnes områder med potensiale for vindkraft i Bamble kommune, men ingen som skiller seg ut positivt med tanke på middelvind som man ser av Figur 13.



Figur 13 Vindhastigheter i Bamble kommune ved 120 meters høyde.

NVE har kartlagt 20 områder som anbefales for utredning av potensialet for havvind. Det nærmeste av disse til Bamble, og Grenland generelt, betegnes som Sønnvind A, og er 2 900 km² og er lokalisert sør for Mandal og Kristiansand.

Det er også uttrykt forslag og ønske om å også åpne et område utenfor Bamble og Porsgrunn for vindkraft til havs. Her er det foreslått mulighet for opptil 75 turbiner med årlig produksjon på 6 til 6,5 TWh [2].

Videre er Vidar vind et prosjekt under utvikling av Zephyr og Vattenfall. Dette er lokalisert på svensk økonomisk side av Skagerak, sør-øst for Bamble. Det kan bli synlig for Bamble, og Grenlandsområdet ellers, men påvirker ikke energibalansen i kommunene.

9.2.3.3 Totalt – 2050

I løpet av 25 år er det forventet økning i energiproduksjon i kommunen, basert på estimater fra NVE. Et scenario estimert her kan gi totalt 118 GWh energiproduksjon. Dette avhenger særlig av bakkemontert solkraft, som krever landarealer, samt et nærvind-prosjekt.

9.3 Inntekter til kommune

Tabellen oppsummerer estimatene for inntjeningspotensialet for kommunen ved etablering av fremtidig lokal energiproduksjon, gjennom skatter, avgifter og konsesjonskraft, basert på betraktninger fra kapittel 5 og produksjonspotensial fra forrige delkapittel.

Tabell 7 Viser årlig inntekt til vertskommune i 2030 og 2050 med utgangspunkt i estimert energiproduksjon, i mill. kr.

	Ny produksjon 2030 (GWh)	Ny produksjon 2050 (GWh)	Skatteinntekter 2030 (mill. kr)	Skatteinntekter 2050 (mill. kr)
Solkraft bakke	18,5	63,2	0,5	1,7
Solkraft tak	7,7	13,3	0	0
Vindkraft	0	38	0	1,2
Vannkraft	0	0	0	0
Totalt fornybar	26,2	101,5	0,5	2,9

9.4 Klimaeffekt

Dette kapittelet presenterer netto gevinst i klimagassutslipp for fremtidig etablering av lokal fornybar energiproduksjon i kommunen, beregnet med utgangspunkt i utslippstall for både norsk forbruksmiks og europeisk forbruksmiks. Negative tall betyr at det er bedre for klimaet å bruke strøm fra dagens norske kraftsystem enn å etablere ny produksjon. Som nevnt i kapittel 6 er dette en svartmaling som kun er teoretisk, da det ikke finnes nok overskudd i dagens norske kraftsystem til at den forventede forbruksveksten kan forsynes av nedbetalte vannkraftverk, og det må derfor etableres ny produksjon eller importeres kraft for å dekke nytt forbruk.

Tabell 8 Viser netto årlig klimaeffekt med utgangspunkt i estimert energiproduksjon i 2030 og 2050, i tonn CO₂ ekv.

	Netto 2030 Norsk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2030 Europeisk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2050 Norsk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2050 Europeisk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)
Solkraft Bakke	-800	790	-205	2 690
Solkraft Tak	-290	370	-510	630
Vindkraft	0	0	-310	2 950
Vannkraft	0	0	0	0
Total ny fornybar energiproduksjon	-1 090	1 160	-3 550	6 270

9.5 Energieffektivisering

Som gitt av Figur 11 er det i Bamble kommune et relativt høyt forbruk som er knyttet til industri. I industrien er det ofte større laster enn for husholdninger og næring, derfor kan enkelte tiltak føre til relativt store energibesparelser. Måltrettede kartlegginger av fleksible laster og tiltak for å redusere energiforbruk vil kunne bidra til å redusere kommunens energiforbruk.

I motsetning til elektrifisering, vil konvertering av elektriske laster til for eksempel biogass frigjøre kapasitet på nettet. Produksjon av eksempelvis damp og varme, kan komme fra andre energikilder som biobrensel.

Fra industri er det ofte et stort restvarmepotensial. Dette potensialet kan ofte utnyttes best i interne prosesser og til oppvarming av et nærvarmenett. Deretter kan det benyttes til fjernvarmeproduksjon. Dersom det ikke er økonomisk eller teknisk hensiktsmessig å bygge fjernvarmenett, kan naboavtaler gjøres med varmekrevende bedrifter som kan utnytte overskuddsvarmen fra industrien.

Det bør vurderes å etablere et fleksibilitetsmarked med Lede, slik som det har blitt gjort i store deler av Norge. Det kan da bli økonomisk gunstig for industri, næring og private å stille sine laster til fleksibilitetsmarkedet. Måltrettede støtteordninger for dette kan få fart på omstillingen, og raskt bidra til at Statnett og Lede kan få frigjort kapasitet på nettet i anstrengte perioder.

9.6 Anbefalte tiltak

Listene under viser mulige tiltak for Bamble kommune. Listene linker til kapittel 8.3 der det ligger beskrivelser av hva som ligger i de hvert kulepunkt. Listene er satt opp i prioritert rekkefølge etter en samlevurdering av hvor ressursintensive de er, og hvilken effekt de kan gi.

9.6.1 *Ny energiproduksjon*

1. Prinsippvedtak
2. Utredninger av muligheter, konsekvenser m.m.
3. Stille kommunale bygg og eiendommer til disposisjon for energiproduksjon
4. Saksbehandlingskapasitet og opplæring
5. Støtteordninger for solcelleanlegg
6. Måledata for vind- og solressurs
7. Investering i egen produksjonskapasitet

9.6.2 *Energieffektivisering*

1. Informasjonskampanjer
2. Rådgivning om energieffektivisering
3. Energiledelse, -kartlegging og investering i kommunale bygg
4. Støtteordninger for energieffektivisering
5. Stimulere til økt andel forbrukerfleksibilitet
6. Utvidelse av nær- og/eller fjernvarmekapasitet
7. Samarbeid for høyere utnyttelse av spillvarme fra industrien
8. Pådrive utfasing av fossile brensler til biobrensel eller elektrisitet

9.6.3 *Andre tiltak*

1. Kommunale målsetninger
2. Ansvarliggjøring av energi-, miljø- og klimaarbeid
3. Informasjonsspredning
4. Møteplasser
5. Utslippsfrie anleggs plasser

10 Drangedal kommune

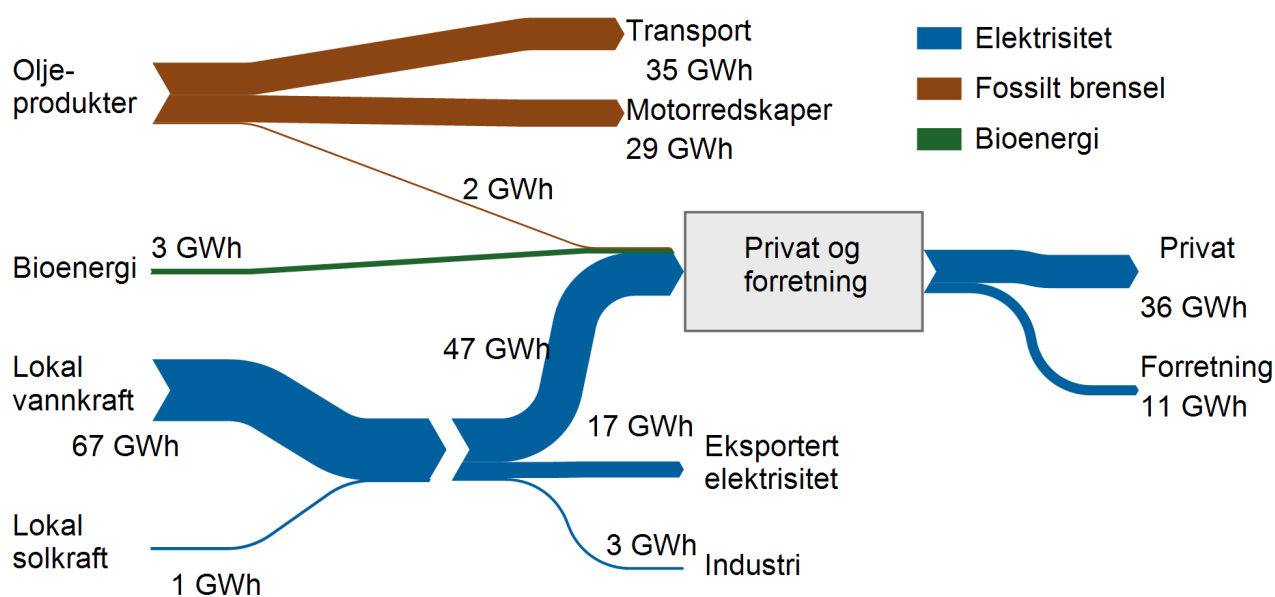
10.1 Energiforbruk

10.1.1 Energiforbruk i dag

Dagens energiflyt i Drangedal kommune er representert av Figur 14. Energiflyten går fra venstre til høyre, fra hhv produksjon til forbruk. Tykkelsen på pilene representerer årlig energimengde for hver av de fargede energibærerne. Mindre energistrømmer er fjernet for bedre lesbarhet.

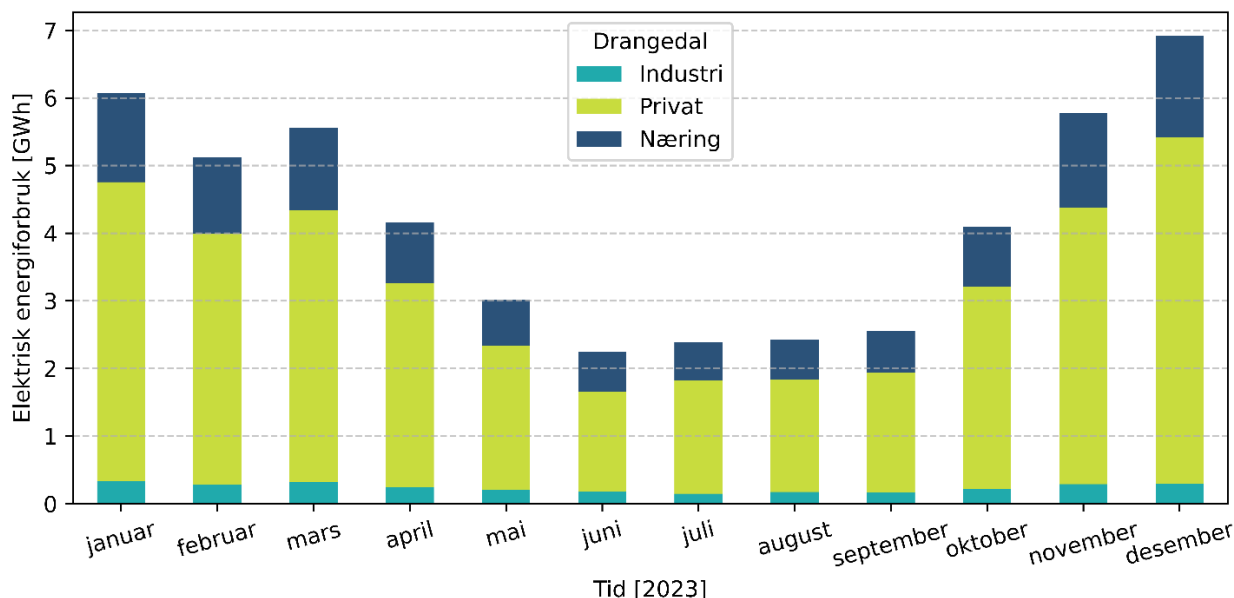
Av de blå pilene som representerer elektrisk energiforbruk, kan man se at mesteparten av kraften kommer fra lokal vannkraft og noe solkraft. Kommunen er i netto kraftoverskudd og eksporterer energi. Ellers er største delen av forbruket knyttet til det private, med mindre andel til forretning og industri.

Oljeprodukter til transport og motorredskaper er en vesentlig del av kommunens energiforbruk. Elektrifisering vil konvertere energiforbruket av olje til elektrisk forbruk. Merk at elektriske kjøretøy har høyere virkningsgrad enn forbrenningsmotorer og vil bidra til netto energireduksjon.



Figur 14: Energiflytdiagram av energiproduksjon og forbruk i Drangedal kommune.

Figur 15 viser at det totale elektrisitetsforbruket til kommunen varierer over året.



Figur 15: Månedsvise elektrisk forbruk i 2023 i Drangedal kommune, fordelt etter forbrukskategoriene industri, privat og forretning.

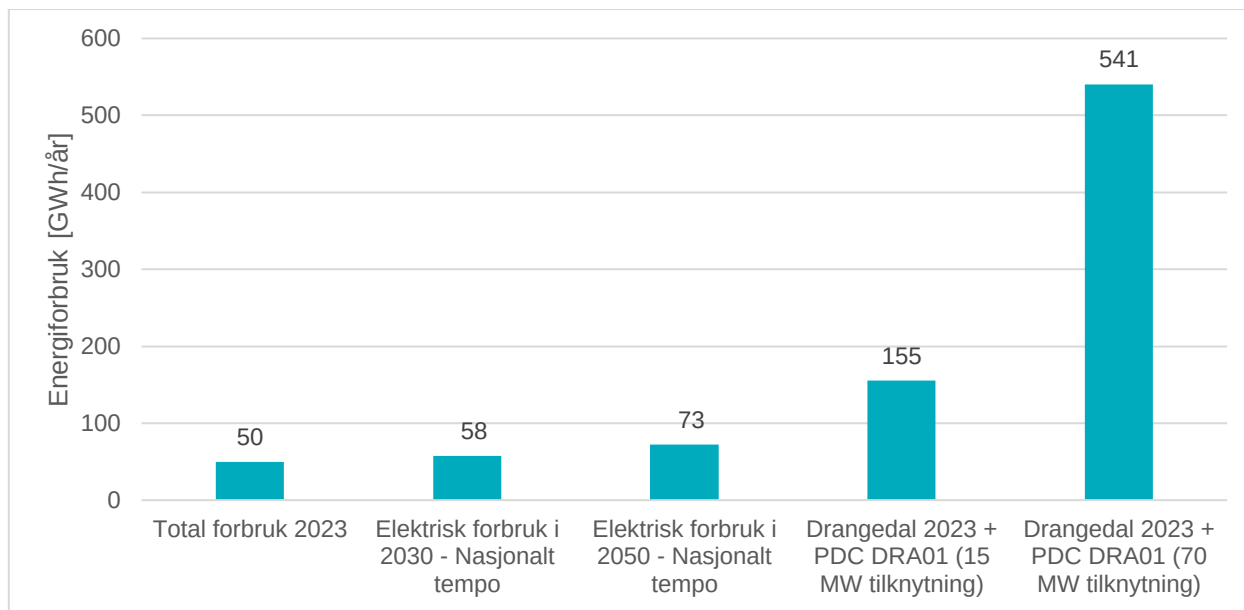
10.1.2 Fremtidig elforbruk

Det er laget scenarier for elektrisk forbruk i 2030 og 2050. I utgangspunktet er metodikken å ta utgangspunkt i Statnett analyser for langsiktig markedsutvikling og bruke samme prosentvise utvikling for Skien kommune, men siden planene om Polar Data Centres datasenteret på Varpet (DRA01) er så fremtredende er det spesifikke forbruket inkludert.

Figur 16 viser dagens elektriske forbruk mot et fremtidsscenario i 2030 og 2050 som er basert på nasjonalt utviklingstempo. Det nasjonale utviklingstempoet inkluderer hele energisystemet og har inkludert både datasentre og energieffektivisering. Stolpene i diagrammet som indikerer DRA01 planlagte datasenter viser hvor mye energi de kan forbruke basert på hvor mye tilgjengelig kraft de får av Lede. Det er i første trinn planlagt 12 MW IT-utstyr og 15 MW nettilknytning. Det er også planer om ytterligere 36 MW IT-utstyr og 70 MW nettilknytning. Gitt at senteret har en opptid på 100%, og har en lastfaktor på 80% vil det kunne bruke 155 og 541 GWh/år med 15 og 70 MW tilknytning. Merk at dette er teoretiske beregninger og endelig forbruk vil i stor grad avhenge av installert effekt til datautstyr og lastfaktoren til senteret.

Forbruket til et datasenter avhenger av strøm til IT-utstyret og kjølingen av dem. Når det er kaldt, kan frikjøling benyttes i større grad og det trengs lite strøm til kjøling. Om sommeren kan strømforbruket til kjøling være noe større med en EER på omkring 3-5. Et datasenter vil tilstrebe at PUE («Power Usage Effectiveness») er så lav som mulig og helt ned mot 1. Ved en PUE på 1,3 vil datasenteret bruke totalt 1,3 MW på å drifte 1 MW IT-utstyr. Fra et datasenterperspektiv vil de ha en høy lastfaktor og dermed høyt forbruk for å utnytte tilgjengelig kraft og areal, slik at de kan betjene mer IT-utstyr per utgift. Det varierer fra datasenter til datasenter, men det kan ta noe tid før utnyttelsesgraden av IT-utstyret vokser.

Basert på tallene i figuren under kan nytt elektrisk forbruk i Drangedal kommune bli 155 GWh/år og 541 GWh/år i avhengig av nettilknytningene til datasenteret. De to søylene til høyre i figuren er forbruket for 2023 og estimert forbruk fra datasenteret, uten forbruksøkning fra andre kategorier.



Figur 16: Elektrisk forbruk i Drangedal kommune i 2023, sammenlignet med framtidsscenarier for 2030 og 2050 med nasjonalt utviklingstempo og estimert maksforbruk for datasenteret på Varpet.

10.2 Energiproduksjon

10.2.1 Energiproduksjon i dag

10.2.1.1 Solkraft

Det finnes ifølge NVE 51 solcelleanlegg i Drangedal. Disse har en samlet installert effekt på 0,68 MW, noe som er forventet å gi en årlig produksjon på 0,541 GWh [78].

Nord i kommunen, mot kommunegrensen mot Nome, er et hybrid vind og solkraftverk tidligere vurdert. Til solkraftverket er det satt av 400 hektar. Basert på «best practice» presentert i kapittel 4.2.2.5 tilsvarer dette 300 MW solkraft [82]. Prosjektutvikler selv estimerer opp mot 400 MW solkraft [83].

10.2.1.2 Vannkraft

Ifølge NVEs database er det 8 operative vannkraftverk i Drangedal kommune, med en samlet installert effekt på 16,3 MW og en gjennomsnittlig årsproduksjon på 66,9 GWh. Det meste av vannkraftproduksjonen i kommunen kommer fra småkraft [79].

Det største kraftverket er Nye Suvdøla, med en installert effekt på 9 MW og en årsproduksjon på 41,1 GWh.

De resterende syv kraftverkene er mindre, med en installert effekt som varierer fra under 0,03 til 1,89 MW. og 1969. Det nyeste er idriftsatt i 2024.

Det er også 2 prosjekt som har fått enten godkjenning eller fritak for konsesjon, og med det er klar til å bygges. Dette tilsvarer 2,7 MW og 7 GWh.

Videre er også 1 prosjekt til behandling hos NVE, med 0,95 MW installert effekt og 2,1 GWh årlig produksjon.

10.2.1.3 Vindkraft

Det finnes ingen vindkraftverk i Drangedal kommune, og det er heller ikke registrert noen konsesjonssøknader for vindkraftverk i kommunen. Det kan ikke utelukkes at det finnes mindre lokale vindturbiner, men dette er ikke kartlagt i denne rapporten.

I forbindelse med det hybride sol og vindkraftverket nord i kommunen, er vindkraftverket vurdert til å best av 39 til 57 turbiner. Det kan gi en produksjon på 800 til 1 200 GWh per år [84]. Drangedal kommune har prinsipielt vedtatt å si nei til vindkraft i kommunen [85].

10.2.1.4 Totalt

Det er i dag god elektrisk energiproduksjon i Drangedal kommune, med rundt 67,4 GWh i et normalår. Dette betyr at 100 % av elektrisitetsforbruket til Drangedal kommune i 2023 var selvforsynt. I tillegg har kommunen ca. 17 GWh overproduksjon, som primært kommer av gode ressurser for vannkraft.

10.2.2 *Fremtidig potensiale for energiproduksjon – 2030*

Med en tidshorisont på 5 år vil det være mulig å etablere noe mer kraftproduksjon, men basert på hastigheten for etablering av kraft de siste årene er potensialet noe begrenset.

10.2.2.1 Solkraft

Med en tidshorisont på 5 år er det i hovedsak arealbruk, investeringsvilje og tilgjengelig nettkapasitet som begrenser potensialet for solkraftverk i Drangedal kommune. Videre er prosjekteringstid, tilgang på entreprenører med erfaring og behandlingstid for konsesjonssøknader usikkerhetsmomenter for solkraft.

Basert på kjente planer for solkraft i Drangedal, nasjonale tall og forventet installasjon er det estimert et potensiale for årlig energiproduksjon på 4,5 GWh i Drangedal kommune innen 2030. I henhold til beskrivelsen i kapittel 4.2.1 vil dette gi omtrent 2 GWh fra bakkemontert solkraft, og 2,5 GWh fra takmontert solkraft tilsvarende omtrent 2,5 % av det tekniske potensialet på tak. Dette på bakgrunn av at det i dag er installert svært lite på tak i Drangedal.

10.2.2.2 Vannkraft

Ifølge NVEs database, per januar 2025, er det to prosjekter med gjeldende konsesjon og et prosjekt til behandling i Drangedal kommune. Disse vannkraftverkene tilfører totalt en årlig produksjon på 9,1 GWh [79].

I løpet av 5 år antas det at kraftverk med konsesjon, eller som er under konsesjonsbehandling kan være ferdig bygd og idriftsatt. Gjennom effektivisering av dagens vannkraft, og forventet økt tilsig og ferdigstilling av disse vil vannkraftproduksjonen i Drangedal kunne øke produksjonen fra vannkraft til 78,2 GWh innen 2030, med omtrent totalt 20 MW installert effekt.

10.2.2.3 Totalt – 2030

I løpet av 5 år er det forventet god økning i energiproduksjon i kommunen. Et scenario estimert her kan gi totalt ca. 83 GWh energiproduksjon. I dette scenariet avhenger det at planlagt vannkraft bygges ut, samtidig som det legges til rette for bakkemonterte solkraftverk.

10.2.3 *Fremtidig potensiale for energiproduksjon – 2050*

Med en tidshorisont på 25 år vil det være mulig å etablere betydelig mer kraftproduksjon.

10.2.3.1 Solkraft

Drangedal kommune er en stor kommune i areal, noe som legger til rette for arealintensiv kraftutbygging. Med utgangspunkt i kjente planer for hybrid sol og vindkraftverk estimeres det et potensiale for årlig energiproduksjon på 208 GWh i Drangedal kommune innen 2050. Dette basert på at 50 % av prosjekterte områder bygges ut. I tillegg forventes 8 GWh fra takmontert solkraft tilsvarende omtrent 7,5 % av det tekniske potensialet på tak. Dette store volumet i favør bakkemontert er basert på kjente prosjekter i kommune, og tilgjengelig areal.

10.2.3.2 Vannkraft

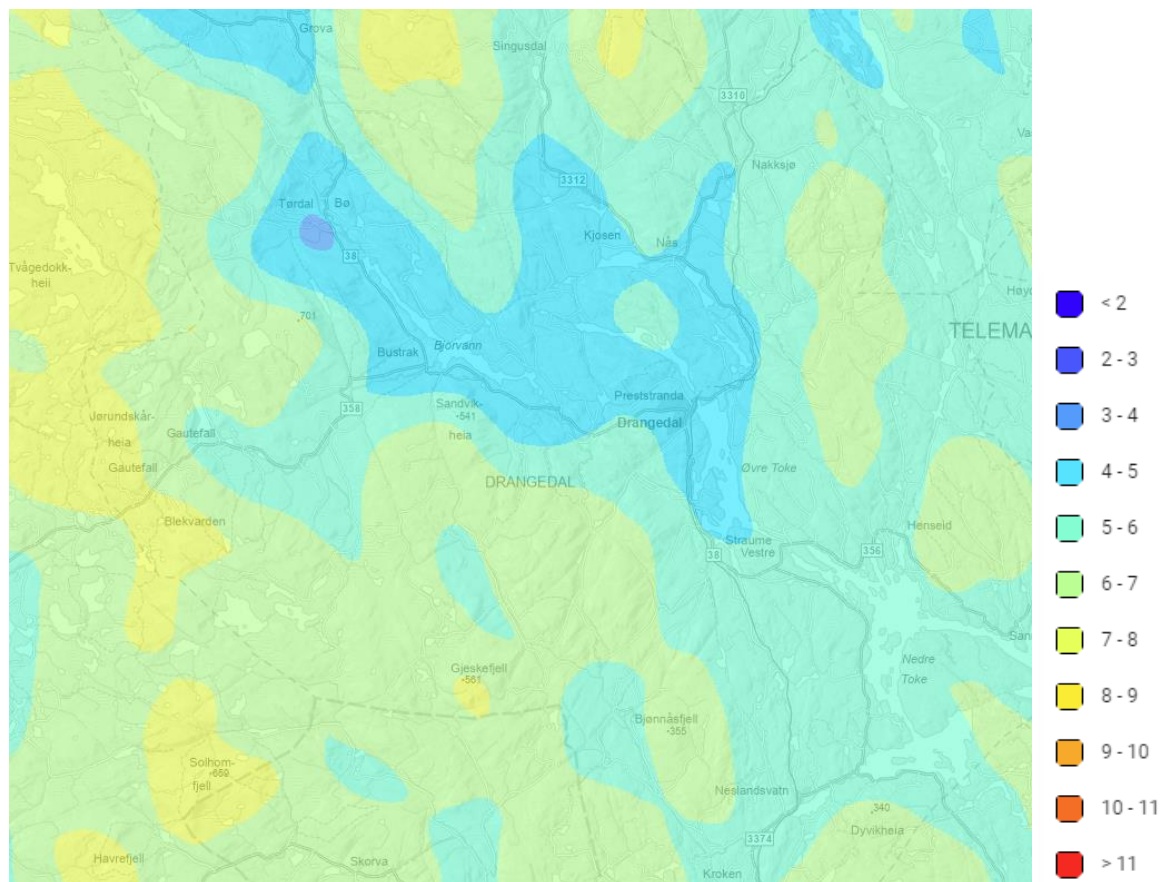
Basert på nasjonale tall for oppgradering og utbygging av vannkraft, samt økt tilsig, kan det forventes at Drangedal kommune har et potensiale til å øke vannkraftproduksjonen til minst 80,4 GWh innen 2050. Dette forutsetter at kraftverkene lagt til grunn i scenarioet for 2030 bygges.

Det er stort potensiale for småkraft i kommunen, med flere prosjekter kartlagt digitalt av NVE. De fleste ligger på sin side i det høyere sjiktet av investeringskostnad med tanke på lønnsomhet, og er små av størrelse. Med mer effektiv teknologi, og høyere forventete strømpriser, er det sannsynlig at flere av disse blir etablert.

10.2.3.3 Vindkraft – Landvind

Det finnes områder med potensiale for vindkraft i Drangedal kommune som vist i Figur 17.

Dersom halvparten av potensialet fra tidligere kartlagte prosjekter bygges ut, vil det gi betydelig kraftproduksjon. Det tilsvarer rundt 29 turbiner, som er forventet å gi årlig produksjon på 406 GWh energiproduksjon.



Figur 17 Drangedal kommune, vindhastigheter på 120 meters høyde.

10.2.3.4 Totalt – 2050

I løpet av 25 år er det forventet økning i energiproduksjon i kommunen, basert på estimater fra NVE. Et scenario estimert her kan gi totalt 694 GWh energiproduksjon, som tilsvarer ti ganger dagens energiproduksjon i kommunen. Dette forutsetter at det bygges minst halvparten av kartlagte prosjekter av både vindkraftverk og solkraftverk. Det krever at det settes av et stort areal for kraftutbygging, i størrelsesorden 10 til 20 kvadratkilometer [83].

Dette krever altså at kommunen snur når det gjelder det prinsipielle vedtaket mot vindkraft i kommunen.

10.3 Inntekter til kommune

Tabellen oppsummerer estimatene for inntjeningspotensialet for kommunen ved etablering av fremtidig lokal energiproduksjon, gjennom skatter, avgifter og konsesjonskraft, basert på betraktninger fra kapittel 5 og produksjonspotensial fra forrige delkapittel.

Tabell 9 Viser årlig inntekt til vertskommune i 2030 og 2050 med utgangspunkt i estimert energiproduksjon, mill. kr.

	Ny produksjon 2030 (GWh)	Ny produksjon 2050 (GWh)	Skatteinntekter 2030 (mill. kr)	Skatteinntekter 2050 (mill. kr)
Solkraft bakke	2,1	200,0	0,1	5,3
Solkraft tak	2,0	7,2	0	0
Vindkraft	0	406,0	0	18,9
Vannkraft	11,3	13,5	1,1 - 1,9	1,2 - 2,2
Totalt fornybar	15,4	626,7	1,2 – 2,0	25,4 – 26,3

10.4 Klimaeffekt

Dette kapittelet presenterer netto gevinst i klimagassutslipp for fremtidig etablering av lokal fornybar energiproduksjon i kommunen, beregnet med utgangspunkt i utslippstall for både norsk forbruksmiks og europeisk forbruksmiks. Negative tall betyr at det er bedre for klimaet å bruke strøm fra dagens norske kraftsystem enn å etablere ny produksjon. Som nevnt i kapittel 6 er dette en svartmaling som kun er teoretisk, da det ikke finnes nok overskudd i dagens norske kraftsystem til at den forventede forbruksveksten kan forsynes av nedbetalte vannkraftverk, og det må derfor etableres ny produksjon eller importeres kraft for å dekke nytt forbruk.

Tabell 10 Viser netto årlig klimaeffekt med utgangspunkt i estimert energiproduksjon i 2030 og 2050, i tonn CO₂ ekv.

	Netto 2030 Norsk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2030 Europeisk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2050 Norsk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2050 Europeisk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)
Solkraft Bakke	-90	90	-8600	8 500
Solkraft Tak	-80	100	-270	340
Vindkraft	0	0	-3 330	31 500
Vannkraft	-180	790	-220	940
Total ny fornybar energiproduksjon	-350	970	-4 050	32 970

10.5 Energieffektivisering

Som gitt av Figur 15, er mesteparten av det elektriske energiforbruket i kommunen til det private og næring. Forbruket er også over dobbelt så høy i desember, sammenlignet med mai. Tiltak og virkemidler som er rettet mot oppvarming vil være lurt å gjennomføre for å frigjøre elektrisk kapasitet i strømmettet.

10.6 Anbefalte tiltak

Listene under viser mulige tiltak for Drangedal kommune. Listene linker til kapittel 8.3 der det ligger beskrivelser av hva som ligger i de hvert kulepunkt. Listene er satt opp i prioritert rekkefølge etter en samlevurdering av hvor ressursintensive de er, og hvilken effekt de kan gi.

10.6.1 Ny energiproduksjon

1. Prinsippvedtak
2. Utredninger av muligheter, konsekvenser m.m.
3. Stille kommunale bygg og eiendommer til disposisjon for energiproduksjon
4. Saksbehandlingskapasitet og opplæring
5. Støtteordninger for solcelleanlegg
6. Måledata for vind- og solressurs
7. Investering i egen produksjonskapasitet

10.6.2 Energieffektivisering

1. Informasjonskampanjer
2. Rådgivning om energieffektivisering
3. Energiledelse, -kartlegging og investering i kommunale bygg
4. Støtteordninger for energieffektivisering
5. Stimulere til økt andel forbrukerfleksibilitet
6. Utvidelse av nær- og/eller fjernvarmekapasitet
7. Samarbeid for høyere utnyttelse av spillvarme fra industrien
8. Pådrive utfasing av fossile brenslers til biobrensel eller elektrisitet

10.6.3 Andre tiltak

1. Kommunale målsetninger
2. Ansvarliggjøring av energi-, miljø- og klimaarbeid
3. Informasjonsspredning
4. Møteplasser
5. Utslippsfrie anleggs plasser

11 Kragerø kommune

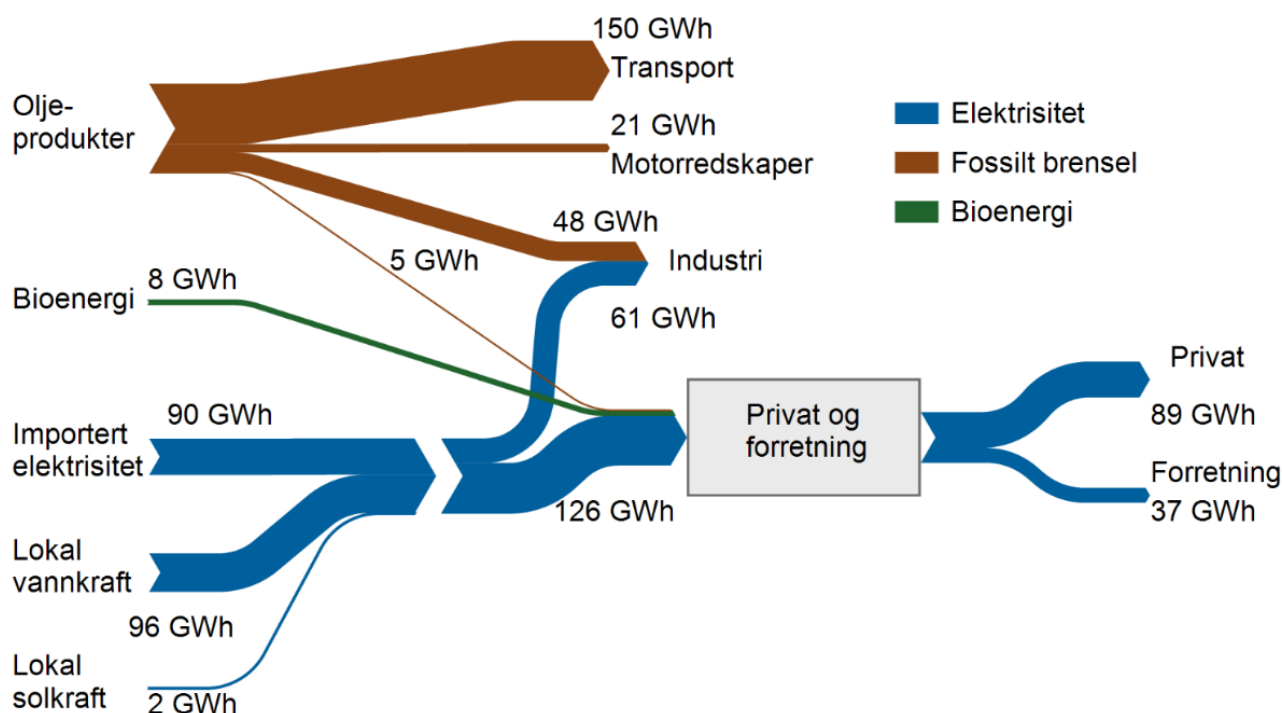
11.1 Energiforbruk

11.1.1 Energiforbruk i dag

Dagens energiflyt i Kragerø kommune er representert av Figur 18. Energiflyten går fra venstre til høyre, fra hhv produksjon til forbruk. Tykkelsen på pilene representerer årlig energimengde for hver av de fargede energibærerne. Mindre energistrømmer er fjernet for bedre lesbarhet.

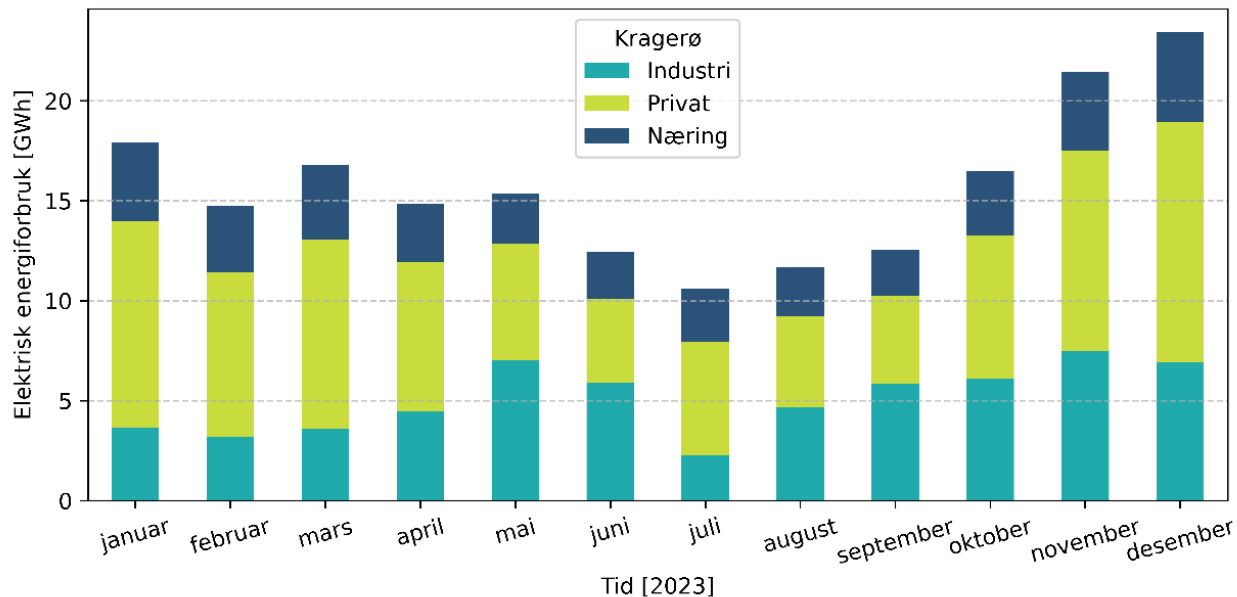
Av de blå pilene som representerer elektrisk energiforbruk, kan man se at over halvparten av kraften kommer fra vannkraft, i tillegg er det noe solenergi. Litt under halvparten av forbruket blir importert via kabler over kommunegrensen. Mesteparten av forbruket er knyttet til det private med omtrent 90 GWh, mens industri og forretning har henholdsvis ca. 60 GWh og 40 GWh.

Den største energistrømmen på diagrammet er tilknyttet oljeforbruk til transport. Omtrent 90 GWh er diesel og bensin, mens 62 GWh er marin gassolje. 48 GWh oljeprodukter er innsatsfaktor i industrien. En fremtidig utslippsfri transportsektor vil innebære at noe oljeforbruk vil konverteres til biogass og elektrisk energi. Merk at elektriske motorer har bedre virkningsgrad enn forbrenningsmotorer og vil bidra til netto energireduksjon.



Figur 18: Energiflytdiagram av energiproduksjon og forbruk i Kragerø kommune.

Figur 19 viser at det totale elektriske forbruket i kommunen varierer over året.

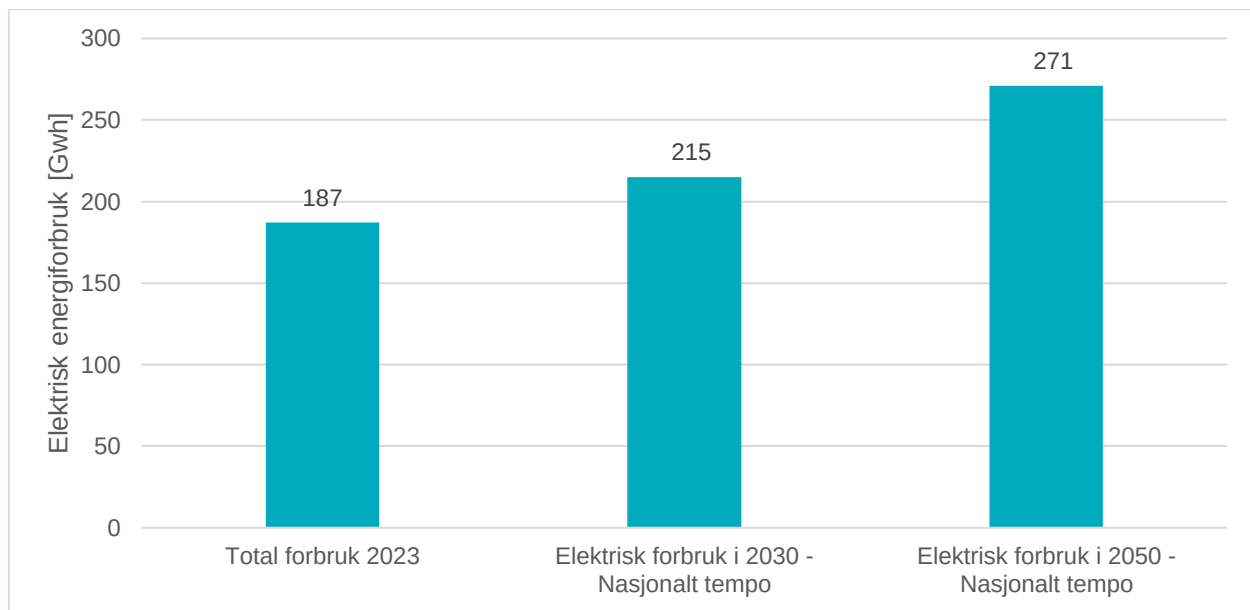


Figur 19: Månedsvise elektrisk forbruk i 2023 i Kragerø kommune, fordelt etter forbrukskategoriene industri, privat og forretning.

11.1.2 Fremtidig elforbruk

Det er blitt gjort en framskrivning av dagens forbruk til et scenario i 2030 og 2050, representert i Figur 20. Denne framskrivningen er basert på tall fra Statnetts langsiktige kraftmarkedsanalyse. Den estimerer 15% og 45% økning av elektrisk forbruk i 2030 og 2050, mot dagens nivå. Den har hensyntatt forventet ENØK-tiltak i husholdninger og har 3% og 10% energireduksjon innen 2030 og 2050. For Kragerø kommune innebærer scenariene et forbruk i 2030 og 2050 på 215 GWh/år og 271 GWh/år, fra 187 GWh/år i 2023.

Ved elektrifisering av samfunnet og transportsektoren har elektrifisering av ferger blitt mer normalt. For å gi et inntrykk for hva dette kan ha å si for Kragerø kommune har det blitt gjort en enkel analyse. I 2022 har det blitt brukt omtrent 62 GWh/år marin gassolje som typisk brukes i skipsfart og ferger. Dersom all denne energien skulle blitt erstattet med elektrisk energi ville det utgjort et årlig forbruk på 27 GWh/år. Her forutsatt en virkningsgrader på dieselmotor og elektrisk motor på hhv. 40% og 92%.



Figur 20: Elektrisk forbruk i Kragerø kommune i 2023, mot framtidsscenarier for 2030 og 2050 med nasjonalt utviklingstempo.

11.2 Energiproduksjon

11.2.1 Energiproduksjon i dag

11.2.1.1 Solkraft

Med en tidshorisont på 5 år er det i hovedsak arealbruk, investeringsvilje og tilgjengelig nettkapasitet som begrenser potensialet for solkraftverk i Kragerø kommune. Videre er prosjekteringstid, tilgang på entreprenører med erfaring og behandlingstid for konsesjonssøknader usikkerhetsmomenter for solkraft.

Det finnes ifølge NVE 102 solcelleanlegg i Kragerø. Disse har en samlet installert effekt på 1,82 MW, noe som er forventet å gi en årlig produksjon på 1,52 GWh [78].

11.2.1.2 Vannkraft

Ifølge NVEs database er det 8 operative vannkraftverk i Kragerø kommune, med en samlet installert effekt på 20 MW og en gjennomsnittlig årsproduksjon på 95,5 GWh [79].

Det største kraftverket er Dalsfos Øst, med en installert effekt på 7,6 MW og en årsproduksjon på 35,5 GWh. Dette er også siste kraftverk som ble satt i drift, i 2021.

To kraftverk er mikrokraftverk med 0,01 MW installert effekt.

11.2.1.3 Vindkraft

Det finnes ingen vindkraftverk i Kragerø kommune, og det er heller ikke registrert noen konsesjonssøknader for vindkraftverk i kommunen. Det kan ikke utelukkes at det finnes mindre lokale vindturbiner, men dette er ikke kartlagt i denne rapporten.

Det er tidligere undersøkt potensialet for et vindkraftverk med 12 turbiner i kommunen. Dette er på nåværende tidspunkt lagt bort [86].

11.2.1.4 Totalt

Det er i dag svært god elektrisk energiproduksjon i Kragerø kommune, med rundt 97 GWh i et normalår. Dette betyr at ca. 70 % av elektrisitetsforbruket til Kragerø kommune i 2023 var selvforsynt. Dette kommer primært fra stor andel vannkraftproduksjon.

11.2.2 **Fremtidig potensiale for energiproduksjon – 2030**

Med en tidshorisont på 5 år vil det være mulig å etablere noe mer kraftproduksjon, men basert på hastigheten for etablering av kraft de siste årene er potensialet noe begrenset.

11.2.2.1 Solkraft

Basert på kjente planer for solkraft i Kragerø, nasjonale tall og forventet installasjon er det estimert et potensiale for årlig energiproduksjon på 13 GWh i Kragerø kommune innen 2030. Da det er kartlagt godt potensiale for solkraft på tak, samtidig som det er relativt lite utbygd per i dag er det mye potensiale på tak. Det forventes derfor å utgjøre en større del av installasjonene fremover. Dersom 2,5 % av det tekniske potensialet på tak installeres oppnår man årlig produksjon på 5,5 GWh fra tak. De resterende 7,5 GWh antas bakkemontert i henhold til fordelingen definert i kapittel 2.2.

11.2.2.2 Vannkraft

Ifølge NVEs database er det ingen nye vannkraftverk, eller oppgraderinger av vannkraftverk, som er meldt inn til NVE per januar 2025 [79]. Basert på forventet effektivisering av eksisterende vannkraft og økt tilsig generelt i Norge kan det forventes en produksjon på 98,7 GWh i Kragerø kommune i 2030.

11.2.2.3 Totalt – 2030

I løpet av 5 år er det forventet lav økning i energiproduksjon i kommunen, basert på dagens hastighet for utbygging, og motstand mot nedbygging av natur. Et scenario estimert her kan gi i underkant av 112 GWh energiproduksjon. I dette scenariet er det solkraft som bidrar med den største økningen i energiproduksjon.

11.2.3 **Fremtidig potensiale for energiproduksjon – 2050**

Med en tidshorisont på 25 år vil det være mulig å etablere betydelig mer kraftproduksjon.

11.2.3.1 Solkraft

Basert på nasjonale tall og forventet installasjon er det estimert et potensiale for årlig energiproduksjon på 35 GWh i Kragerø kommune innen 2050. Ved utnyttelse av 7,5 % av det tekniske potensialet på tak vil dette utgjøre 16 GWh, og resterende 19 GWh fra bakkemontert solkraft. Bakkemontert solkraft på denne størrelsen krever omtrent i overkant av 25 hektar.

11.2.3.2 Vannkraft

Basert på nasjonale tall for oppgradering og utbygging av vannkraft kan det forventes at Kragerø kommune har et potensiale til å øke vannkraftproduksjonen til minst 101,8 GWh innen 2050.

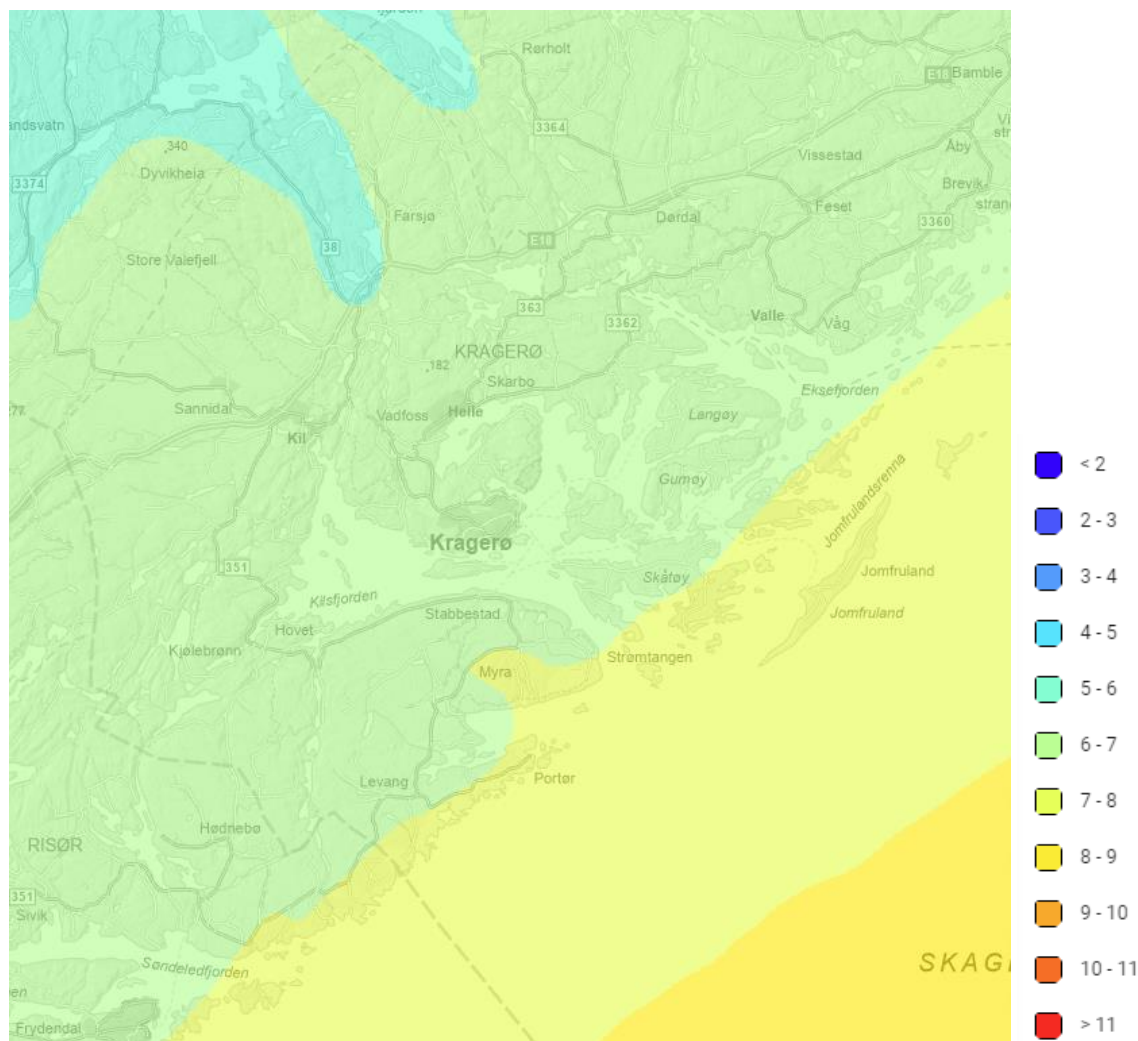
Det er av NVE kartlagt to småkraftverk i Kragerø kommune, på henholdsvis 99 kW og 167 kW. Begge disse ligger i høyere sjiktet innenfor investeringskostnad. Med lav installert effekt, og dyr investering er det lite sannsynlig at disse blir lønnsomme, og med det bygd.

11.2.3.3 Vindkraft

Med lavere potensiale for vindkraft i Kragerø, sammenlignet med nabokommuner i Grenland kan det tenkes at prosjekter i andre kommuner prioriteres fremfor prosjekter i Kragerø kommune. Det kan også tenkes at det som kystkommune, med nærhet til rekreasjon og turistområder langs sjøen, vil oppstå større konflikter ved utbygging av vindkraft i Kragerø enn andre steder.

Det finnes områder med potensiale for vindkraft i Kragerø kommune, men ingen som skiller seg ut positivt med tanke på middelvind som man ser av Figur 21.

Et mulig utfall er at halvparten av det potensialet som allerede er undersøkt kan realiseres. Dette tilsvarer 6 turbiner, som er et relativt lite anlegg, og vil tilsvare omtrent 30 MW installert effekt og 84 GWh energiproduksjon.



Figur 21 Vindhastigheter i snitt Kragerø kommune ved 120 meters høyde.

11.2.3.4 Totalt – 2050

I løpet av 25 år er det forventet økning i energiproduksjon i kommunen, basert på estimater fra NVE. Et scenario estimert her kan gi totalt 221 GWh energiproduksjon, som tilsvarer noe over en dobling av dagens energiproduksjon i kommunen. Dette forutsetter at det bygges et lite vindkraftverk og betydelig solkraftproduksjon.

11.3 Inntekter til kommune

Tabellen oppsummerer estimatene for inntjeningspotensialet for kommunen ved etablering av fremtidig lokal energiproduksjon, gjennom skatter, avgifter og konsesjonskraft, basert på betraktninger fra kapittel 5 og produksjonspotensial fra forrige delkapittel.

Tabell 11 Viser årlig inntekt til vertskommune i 2030 og 2050 med utgangspunkt i estimert energiproduksjon, mill. kr.

	Ny produksjon 2030 (GWh)	Ny produksjon 2050 (GWh)	Skatteinntekter 2030 (mill. kr)	Skatteinntekter 2050 (mill. kr)
Solkraft bakke	7,6	18,9	0,2	0,4
Solkraft tak	4,0	14,9	0	0
Vindkraft	0	84,0	0	3,9
Vannkraft	3,2	6,3	0,3 - 0,5	0,5 - 0,9
Totalt fornybar	14,8	124,1	0,5 – 0,6	4,8 – 5,2

11.4 Klimaeffekt

Dette kapittelet presenterer netto gevinst i klimagassutslipp for fremtidig etablering av lokal fornybar energiproduksjon i kommunen, beregnet med utgangspunkt i utslippstall for både norsk forbruksmiks og europeisk forbruksmiks. Negative tall betyr at det er bedre for klimaet å bruke strøm fra dagens norske kraftsystem enn å etablere ny produksjon. Som nevnt i kapittel 6 er dette en svartmaling som kun er teoretisk, da det ikke finnes nok overskudd i dagens norske kraftsystem til at den forventede forbruksveksten kan forsynes av nedbetalte vannkraftverk, og det må derfor etableres ny produksjon eller importeres kraft for å dekke nytt forbruk.

Tabell 12 Viser netto årlig klimaeffekt med utgangspunkt i estimert energiproduksjon i 2030 og 2050, i tonn CO₂ ekv.

	Netto 2030 Norsk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2030 Europeisk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2050 Norsk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2050 Europeisk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)
Solkraft Bakke	-330	330	-820	810
Solkraft Tak	-150	190	-570	710
Vindkraft	0	0	-690	6500
Vannkraft	-50	220	-100	800

Total ny fornybar energiproduksjon	-530	740	-2 180	8 470

11.5 Energieffektivisering

Som gitt av Figur 19, er det en relativ lik fordeling av det elektriske energiforbruket i kommunen til industri, private og næring. Forbruket er over dobbelt så høy i desember, sammenlignet med juli, som antyder mye energi til oppvarmingsformål. Tiltak og virkemidler som er rettet mot oppvarming og utnytte fleksible laster vil være lurt å gjennomføre for å frigjøre elektrisk kapasitet i strømmettet.

I industrien er det ofte større laster enn for husholdninger og næring, derfor kan enkelte tiltak føre til relativt store energibesparelser. Måltrettede kartlegginger av fleksible laster og tiltak for å redusere energiforbruk vil kunne bidra til å redusere kommunens energiforbruk.

Fra industri er det ofte et stort restvarmepotensial. Dette potensialet kan ofte utnyttes best i interne prosesser og til oppvarming av et nærvarmenett. Deretter kan det benyttes til fjernvarmeproduksjon. Dersom det ikke er økonomisk eller teknisk hensiktsmessig å bygge fjernvarmenett, kan naboavtaler gjøres med varmekrevende bedrifter som kan utnytte overskuddsvarmen fra industrien.

11.6 Anbefalte tiltak

Listene under viser mulige tiltak for Kragerø kommune. Listene linker til kapittel 8.3 der det ligger beskrivelser av hva som ligger i de hvert kulepunkt. Listene er satt opp i prioritert rekkefølge etter en samlevurdering av hvor ressursintensive de er, og hvilken effekt de kan gi.

11.6.1 Ny energiproduksjon

1. Prinsippvedtak
2. Utredninger av muligheter, konsekvenser m.m.
3. Stille kommunale bygg og eiendommer til disposisjon for energiproduksjon
4. Saksbehandlingskapasitet og opplæring
5. Støtteordninger for solcelleanlegg
6. Måledata for vind- og solressurs
7. Investering i egen produksjonskapasitet

11.6.2 Energieffektivisering

1. Informasjonskampanjer
2. Rådgivning om energieffektivisering
3. Energiledelse, -kartlegging og investering i kommunale bygg
4. Støtteordninger for energieffektivisering
5. Stimulere til økt andel forbrukerfleksibilitet
6. Utvidelse av nær- og/eller fjernvarmekapasitet
7. Samarbeid for høyere utnyttelse av spillvarme fra industrien
8. Pådrive utfasing av fossile brenslers til biobrensel eller elektrisitet

11.6.3 Andre tiltak

1. Kommunale målsetninger
2. Ansvarliggjøring av energi-, miljø- og klimaarbeid

3. Informasjonsspredning
4. Møteplasser
5. Utslippsfrie anleggsplasser

12 Porsgrunn kommune

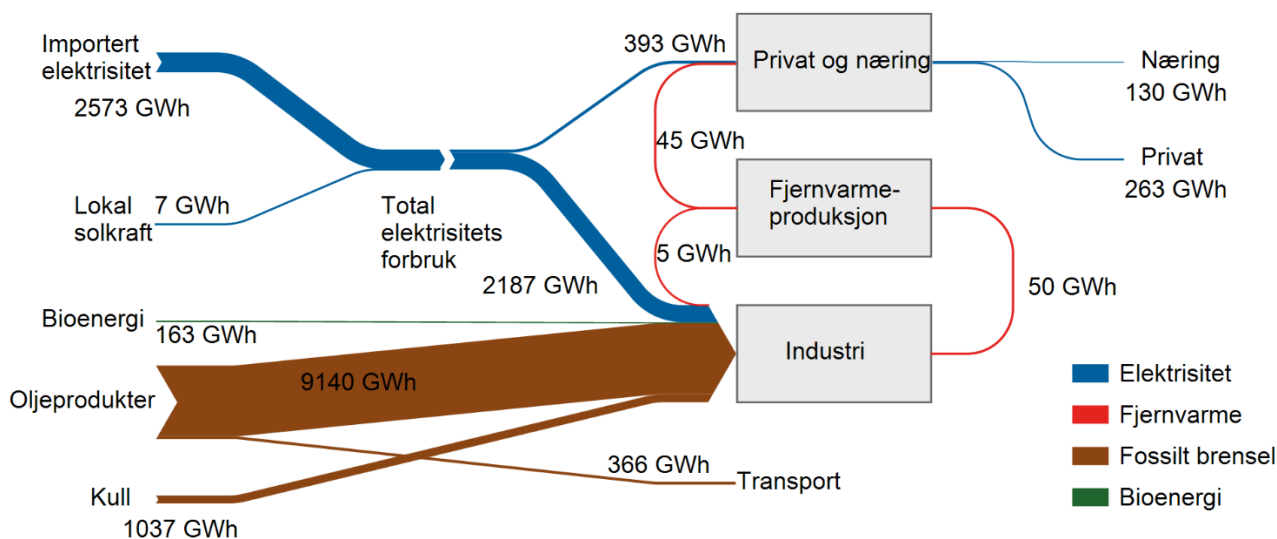
12.1 Energiforbruk

12.1.1 Dagens energiforbruk

Dagens energiflyt i Porsgrunn kommune er representert av Figur 22. Energiflyten går fra venstre til høyre, fra hhv produksjon til forbruk. Tykkelsen på pilene representerer årlig energimengde for hver av de fargede energibærerne. Mindre energistrømmer er fjernet for bedre lesbarhet.

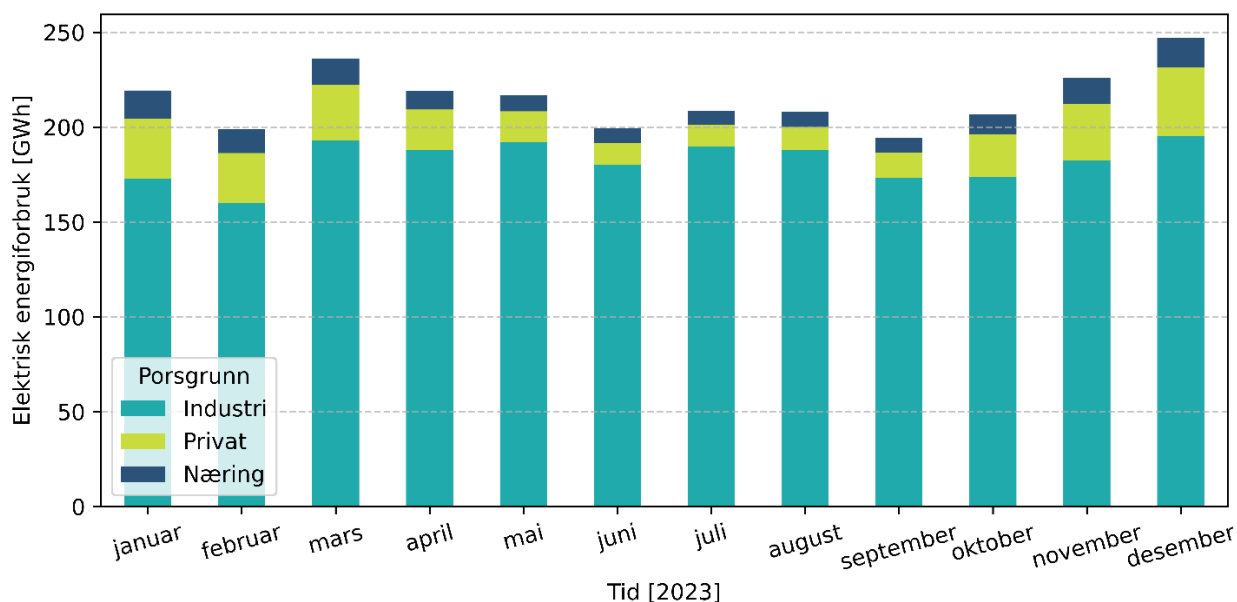
Av de blå pilene som representerer elektrisk energi, ser man at mesteparten av energien kommer via kabler over kommunegrensen, mens det er noe lokal solkraft. Mesteparten av elektrisitetsforbruket er til industrivirksomheten i kommunen. Ved planer om etablering av ny industri, eller elektrifisering av eksempelvis industri og transportsektoren vil elektrisitetsforbruket øke betraktelig. Merk at elektriske kjøretøy har bedre virkningsgrad enn forbrenningsmotorer og vil bidra til netto energireduksjon.

Kull og oljeprodukter er store innsatsfaktorer i industrien i dag. Et biprodukt fra industrien er fjernvarme som blir brukt til oppvarmingsformål, og erstatter høyverdig elektrisk energi fra nettet. Noe av fjernvarmen blir brukt til industri, men mesteparten blir brukt av privat og næring. Ved å konvertere elektrisk oppvarming til fjernvarme, vil det frigjøre kapasitet på strømnettet.



Figur 22: Energiflytdiagram av energiproduksjon og forbruk i Porsgrunn kommune. Utarbeidet av Norconsult.

Figur 23 viser at det totale elektriske forbruket holder seg relativt stabilt over året 2023.



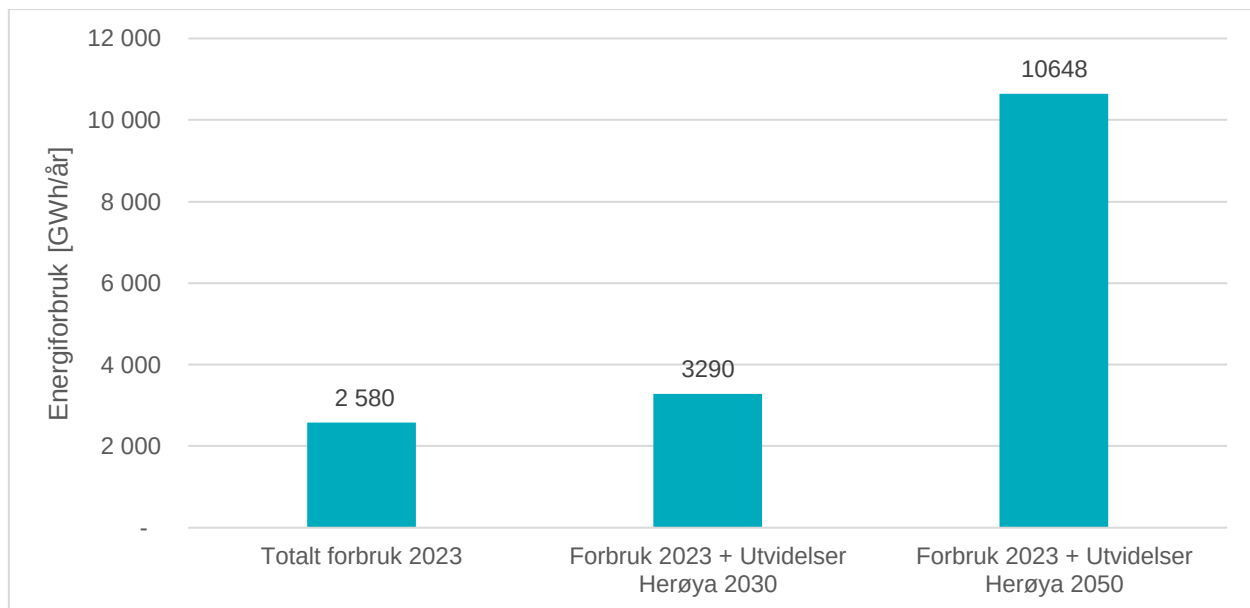
Figur 23: Månedsvise elektrisk forbruk i 2023, fordelt etter forbrukskategoriene industri, privat og forretning.

12.1.2 Fremtidig elforbruk

Det er blitt gjort en framskrivning av dagens forbruk til et scenario i 2030 og 2050 basert på Tabell 13, representert i Figur 24. Kortsiktige utvidelser er prosjekter som høyst sannsynlig vil inntreffe, mens prosjekter på lengre sikt inneholder prosjekter som er satt på vent. Forbruksmønsteret til de nye utvidelsene er vanskelig å forutse, det er her satt en lastfaktor på 60%, denne kan bli både lavere og høyere. Basert på utvidelser på Herøya kan nytt forbruk bli 3,3 TWh/år og 11 TWh/år i hhv. 2030 og 2050, mot dagens 2,6 TWh/år.

Tabell 13: Kortsiktige og mulige langsiktige utvidelser for industrien i Porsgrunn [87].

Aktør	Perspektiv	Effekt [MW]	Årlig energi /m 60% lastfaktor [GWh/år]
Elkem utv.	Kort sikt	100	526
Yaras Skrei-prosjekt	Kort sikt	35	184
Elkem utv.	Lengre sikt	100	526
Electrofuel	Lengre sikt	400	2 102
Yara grønn hydrogen	Lengre sikt	600	3 154
Nye aktører	Lengre sikt	300	1 577
Sum kort sikt	Kort sikt	135	710
Sum lengre sikt	Lengre sikt	1 400	7 358
Sum kort og lang sikt		1 535	8 068



Figur 24: Dagens energiforbruk sammenlignet mot scenario for fremtidig energiforbruk i Porsgrunn kommune.

12.2 Energiproduksjon

12.2.1 Energiproduksjon i dag

Porsgrunn kommune vedtok 16. mars 2023 en «viljeserklæring» for fornybar energi, for å bidra til økt kraftproduksjon [75].

12.2.1.1 Solcelleanlegg

Det finnes ifølge NVE 321 solcelleanlegg i Porsgrunn. Disse har en samlet installert effekt på 8,65 MW, noe som er forventet å gi en årlig produksjon på 6,95 GWh [78].

Norconsult er kjent med et større takmontert solcelleanlegg på Downtown kjøpesenter i Porsgrunn kommune, med en installert kapasitet på 1 200 kW_p. Basert på Norconsults erfaringer, kan anlegget forventes å produsere rundt 1 000 MWh årlig, altså 1 GWh.

12.2.1.2 Termisk energi

I kommunen finnes det et fjernvarmesystem åpnet i 2005. Grunnlasten dekkes av overskuddsvarme fra Yara. I 2023 produserte anlegget i underkant av 50 GWh varme, som dermed erstatter deler av elektrisitetsforbruket til oppvarming.

Leveringskapasiteten til anlegget er oppgitt til ca. 55 GWh [88]. Videre tilknytning av eksisterende bygg til fjernvarmenettet vil bidra til å redusere forbruket for elektrisitet i kommunen. Dersom nybygg tilknyttes fjernvarmenettet, kan det bidra til en lavere vekst i elektrisitetsforbruket, men på sikt må sannsynligvis fjernvarmenettet da utvides.

12.2.1.3 Vannkraft

Ifølge NVEs database er det ingen operative vannkraftverk i Porsgrunn kommune, eller søkt konsesjon om noen [79].

12.2.1.4 Vindkraft

Det finnes ingen vindkraftverk i Porsgrunn kommune, og det er heller ikke registrert noen konsesjonssøknader for vindkraftverk i kommunen. Det kan ikke utelukkes at det finnes mindre lokale vindturbiner, men dette er ikke kartlagt i denne rapporten.

12.2.1.5 Totalt

Det er svært lite elektrisitetsproduksjon i Porsgrunn kommune, og under 2 % av elektrisitetsforbruket til Porsgrunn kommune i 2023 var selvforsynt. Fjernvarmeanlegget leverer på sin side ca. 50 GWh årlig i varme.

12.2.2 ***Fremtidig potensiale for energiproduksjon – 2030***

Det er lite potensiale for vannkraft i Porsgrunn kommune, med også lite kartlagt potensiale for småkraft. Dette beskrives derfor ikke videre i dette kapittelet.

Med en tidshorisont på 5 år vil det være mulig å etablere noe mer kraftproduksjon, men basert på hastigheten for etablering av kraft de siste årene er potensialet noe begrenset.

12.2.2.1 Solkraft

Med en tidshorisont på 5 år er det i hovedsak arealbruk, investeringsvilje og tilgjengelig nettkapasitet som begrenser potensialet for solkraftverk i Porsgrunn kommune. Videre er prosjekteringstid, tilgang på entreprenører med erfaring og behandlingstid for konsesjonssøknader usikkerhetsmomenter for solkraft.

Basert på kjente planer for solkraft i Porsgrunn, nasjonale tall og forventet installasjon er det estimert et potensiale årlig energiproduksjon på 60 GWh i Porsgrunn kommune innen 2030. I henhold til beskrivelsen i kapittel 4.2.1 vil dette gi omtrent 37 GWh fra bakkemontert solkraft, og 23 GWh fra takmontert solkraft tilsvarende omtrent 5 % av det tekniske potensialet på tak. Bakkemontert solkraft på denne størrelsen krever omtrent i underkant av 50 hektar.

12.2.2.2 Totalt – 2030

I løpet av 5 år er det forventet lav økning i energiproduksjon i kommunen, basert på dagens hastighet for utbygging, og motstand mot nedbygging av natur. Et scenario estimert her kan gi totalt ca. 60 GWh energiproduksjon. I dette scenarioet vil all økning i hovedsak komme fra solkraft og tilrettelegging for denne teknologien er derfor viktig for å kunne realisere økningen.

12.2.3 ***Fremtidig potensiale for energiproduksjon – 2050***

Med en tidshorisont på 25 år vil det være mulig å etablere betydelig mer kraftproduksjon.

12.2.3.1 Kjernekraft

Dersom det finnes tilstrekkelig politisk vilje til å etablere kjernekraft i Norge, så vil Grenland være et aktuelt sted med bakgrunn i kraftbalanse og industrialisering [89] [90].

Den offentlige kjernekraftdebatten handler om små modulære kjernekraftverk. Selv om en må forvente en lang prosess med utvikling, konsesjonsbehandling og finansiering, med mer, så vil kjernekraft være realiserbart innen 2050. Kjernekraftverk har en typisk effekt på opptil 300 MW og kan ha en kapasitetsfaktor på 90%, noe som ville gi en produksjon på 2,4 TWh per år [91]. Det kan med fordel bygges flere SMR reaktorer i tilknytting til hverandre, gjerne 3 til 5 stk. i henhold til Vattenfalls studie. Dette bedrer lønnsomheten [16].

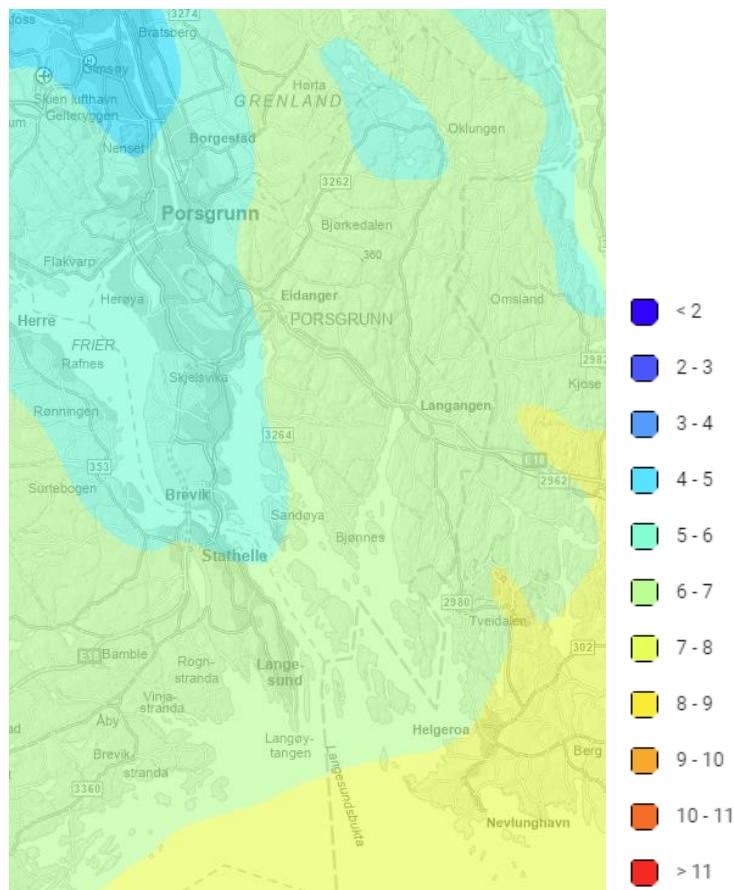
Ny produksjon fra kjernekraft er ikke lagt inn i estimatene for 2050 i denne rapporten siden det ikke ligger inne i estimatene fra NVE eller Statnett.

12.2.3.2 Solkraft

Basert på kjente planer for solkraft i Porsgrunn, nasjonale tall og forventet installasjon er det estimert et potensiale for årlig energiproduksjon på 161 GWh i Porsgrunn kommune innen 2030. I henhold til beskrivelsen i kapittel 4.2.1 vil dette gi omtrent 126 GWh fra bakkemontert solkraft, og 35 GWh fra takmontert solkraft, tilsvarende omtrent 7,5 % av det tekniske potensialet på tak.

12.2.3.3 Vindkraft

Det er potensiale for vindkraft i Porsgrunn kommune som vist i Figur 25, men med få områder som skiller seg positivt ut med tanke på vindhastighet.



Figur 25 Vindhastighet i Porsgrunn kommune ved 120 meters høyde.

Porsgrunn kommune er en relativt tett befolket kommune, og dette begrenser potensialet for vindkraft innen 2050 sammenlignet med nabokommuner. Samtidig er vindhastighetene noe bedre i de mindre tettbefolkede delene av kommunen, så det kan ikke utelukkes at det finnes egnede områder.

Dersom mindre anlegg eller enkeltstående vindturbiner blir mer utbredt, såkalt nærvind, kan en forvente at dette likevel også kan etableres i Porsgrunn i tilknytning til dagens industri og bidra med noe effekt. Basert

på relaterbare prosjekt legges det til grunn et nærvindprosjekt i Porsgrunn, i nærhet til industri. Med 3 mindre turbiner på omtrent 3 MW tilsvarer dette ca. 37,5 GWh årlig energiproduksjon.

12.2.3.4 Totalt - 2050

I løpet av 25 år er det forventet økning i energiproduksjon i kommunen, basert på estimater fra NVE. Et scenario estimert her kan gi totalt 198,7 GWh energiproduksjon. Dette avhenger av betydelige arealer til solkraft samt et mindre vindkraftprosjekt i nærhet til industri.

Eventuell kjernekraft med SMR vil også kunne bidra. Til sammenligning estimeres det 2,4 TWh per SMR reaktor på 300 MW. Dette er altså mer enn 10 ganger energiproduksjonen estimert fra vind og solenergi.

12.3 Inntekter til kommune

Tabellen oppsummerer estimatene for inntjeningspotensialet for kommunen ved etablering av fremtidig lokal energiproduksjon, gjennom skatter, avgifter og konsesjonskraft, basert på betraktninger fra kapittel 5 og produksjonspotensial fra forrige delkapittel.

Tabell 14 Viser årlig inntekt til vertskommune i 2030 og 2050 med utgangspunkt i estimert energiproduksjon, mill. kr.

	Ny produksjon 2030 (GWh)	Ny produksjon 2050 (GWh)	Skatteinntekter 2030 (mill. kr)	Skatteinntekter 2050 (mill. kr)
Solkraft bakke	36,6	126,3	1,5	5,0
Solkraft tak	16,3	28,0	0	0
Vindkraft	0	37,5	0	1,2
Vannkraft	0	0	0	0
Totalt fornybar	52,9	191,8	1,5	6,2

12.4 Klimaeffekt

Dette kapittelet presenterer netto gevinst i klimagassutslipp for fremtidig etablering av lokal fornybar energiproduksjon i kommunen, beregnet med utgangspunkt i utslippstall for både norsk forbruksmiks og europeisk forbruksmiks. Negative tall betyr at det er bedre for klimaet å bruke strøm fra dagens norske kraftsystem enn å etablere ny produksjon. Som nevnt i kapittel 6 er dette en svartmaling som kun er teoretisk, da det ikke finnes nok overskudd i dagens norske kraftsystem til at den forventede forbruksveksten kan forsynes av nedbetalte vannkraftverk, og det må derfor etableres ny produksjon eller importeres kraft for å dekke nytt forbruk.

Tabell 15 Viser netto årlig klimaeffekt med utgangspunkt i estimert energiproduksjon i 2030 og 2050, i tonn CO₂ ekv.

	Netto 2030 Norsk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2030 Europeisk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2050 Norsk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2050 Europeisk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)
Solkraft Bakke	-1 580	1 560	-5 450	5 380
Solkraft Tak	-620	780	-1 070	1 330

Vindkraft	0	0	-310	2 910
Vannkraft	0	0	0	0
Total ny fornybar energiproduksjon	-2 200	2 340	-6 830	9 620

12.5 Energieffektivisering

Som gitt av Figur 23 er det i Porsgrunn kommune et relativt høyt forbruk som er knyttet til industri. I industrien er det ofte større laster enn for husholdninger og næring, derfor kan enkelte tiltak føre til relativt store energibesparelser. Målrettede kartlegginger av fleksible laster og tiltak for å redusere energiforbruk vil kunne bidra til å redusere kommunens energiforbruk.

I motsetning til elektrifisering, vil konvertering av elektriske laster til for eksempel biogass frigjøre kapasitet på nettet. Produksjon av eksempelvis damp og varme, kan komme fra andre energikilder som biobrensel.

Fra industri er det ofte et stort restvarmepotensial. Dette potensialet kan ofte utnyttes best i interne prosesser og til oppvarming av et nærvarmenett. Deretter kan det benyttes til fjernvarmeproduksjon. Dersom det ikke er økonomisk eller teknisk hensiktsmessig å bygge fjernvarmenett, kan naboavtaler gjøres med varmekrevende bedrifter som kan utnytte overskuddsvarmen fra industrien.

I Porsgrunn er det etablert et fjernvarmenett som utnytter restvarme fra industrien. Det bør ses på å utvide denne produksjonskapasiteten, ikke minst å koble på flere mottakere for varmen.

Det bør vurderes å etablere et fleksibilitetsmarked med Lede, slik som det har blitt gjort i store deler av Norge. Det kan da bli økonomisk gunstig for industri, næring og private å stille sine laster til fleksibilitetsmarkedet. Målrettede støtteordninger for dette kan få fart på omstillingen, og raskt bidra til at Statnett og Lede kan få frigjort kapasitet på nettet i anstrengte perioder.

For andre tiltak og virkemidler henvises det til kapittel 7.

12.6 Anbefalte tiltak

Listene under viser mulige tiltak for Porsgrunn kommune. Listene linker til kapittel 8.3 der det ligger beskrivelser av hva som ligger i de hvert kulepunkt. Listene er satt opp i prioritert rekkefølge etter en samlevurdering av hvor ressursintensive de er, og hvilken effekt de kan gi.

12.6.1 Ny energiproduksjon

1. Utredninger av muligheter, konsekvenser m.m.
2. Stille kommunale bygg og eiendommer til disposisjon for energiproduksjon
3. Saksbehandlingskapasitet og opplæring
4. Støtteordninger for solcelleanlegg
5. Måledata for vind- og solressurs
6. Investering i egen produksjonskapasitet

12.6.2 Energieffektivisering

1. Informasjonskampanjer
2. Rådgivning om energieffektivisering
3. Energiledelse, -kartlegging og investering i kommunale bygg

4. Støtteordninger for energieffektivisering
5. Stimulere til økt andel forbrukerfleksibilitet
6. Utvidelse av nær- og/eller fjernvarmekapasitet
7. Samarbeid for høyere utnyttelse av spillvarme fra industrien
8. Pådrive utfasing av fossile brensler til biobrensel eller elektrisitet

12.6.3 Andre tiltak

1. Kommunale målsetninger
2. Ansvarliggjøring av energi-, miljø- og klimaarbeid
3. Informasjonsspredning
4. Møteplasser
5. Utslippsfrie anleggsplasser

13 Siljan kommune

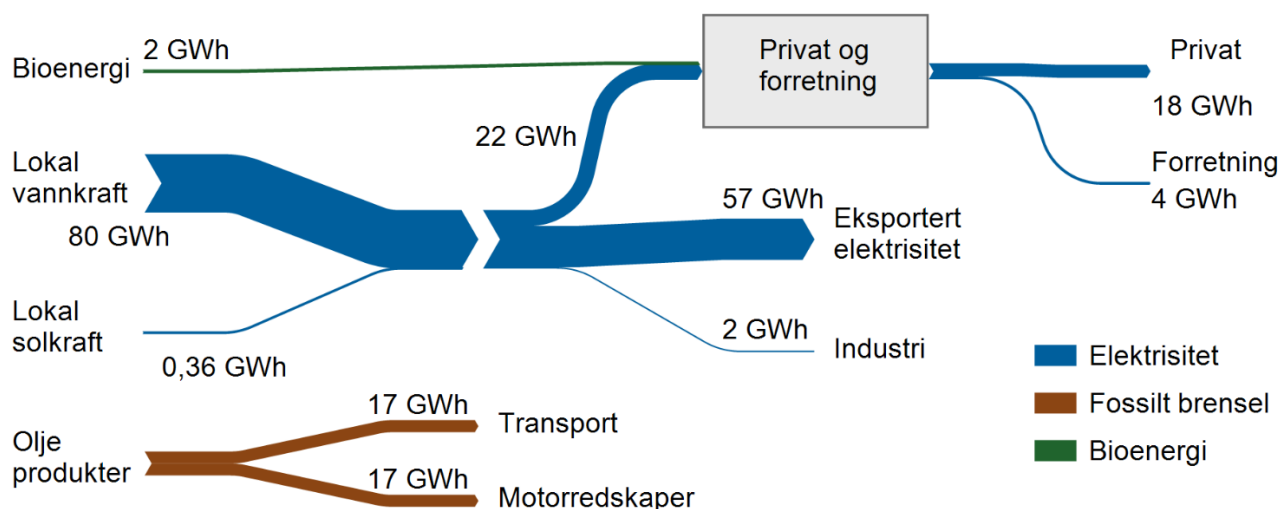
13.1 Energiforbruk

13.1.1 Energiforbruk i dag

Dagens energiflyt i Siljan kommune er representert av Figur 26. Energiflyten går fra venstre til høyre, fra hhv produksjon til forbruk. Tykkelsen på pilene representerer årlig energimengde for hver av de fargede energibærerne. Mindre energistrømmer er fjernet for bedre lesbarhet.

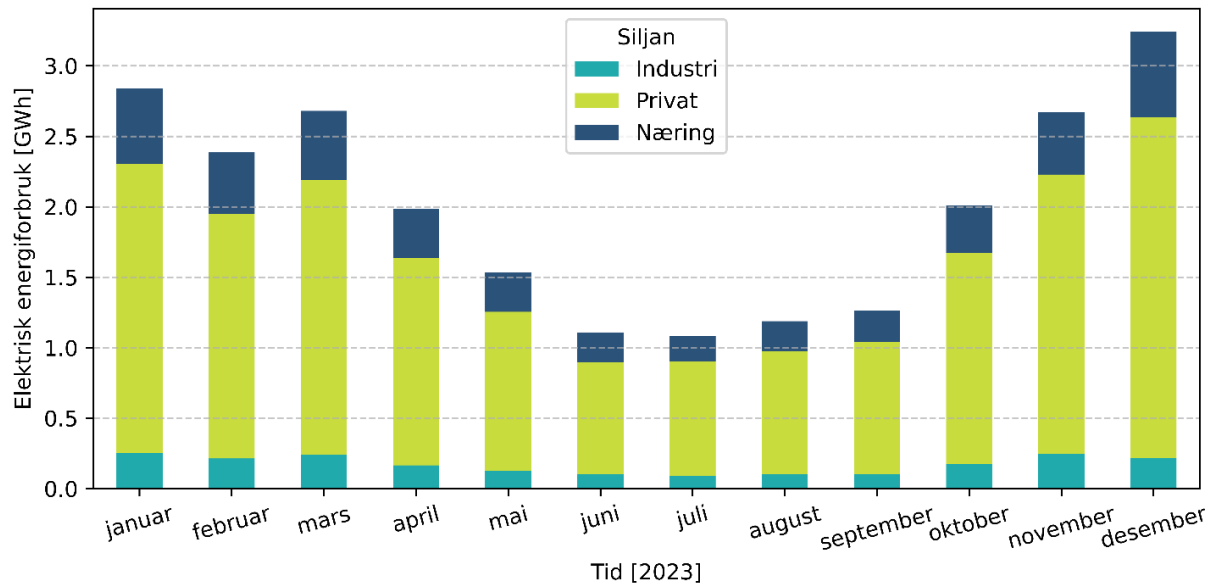
Av de blå pilene som representerer elektrisk energiforbruk, kan man se at mesteparten av kraften kommer fra lokal vannkraft og noe solkraft. Kommunen er i netto kraftoverskudd og eksporterer mesteparten av kraften ut av kommunen. Ellers er største delen av forbruket knyttet til det private, med en mindre andel til forretning og industri.

Elektrifisering av eksempelvis transportsektoren vil øke biogass og strømforbruket i kommunen. Merk at elektriske kjøretøy har høyere virkningsgrad enn forbrenningsmotorer og vil bidra til netto energireduksjon.



Figur 26: Energiflyttdiagram av energiproduksjon og forbruk i Siljan kommune. Utarbeidet av Norconsult.

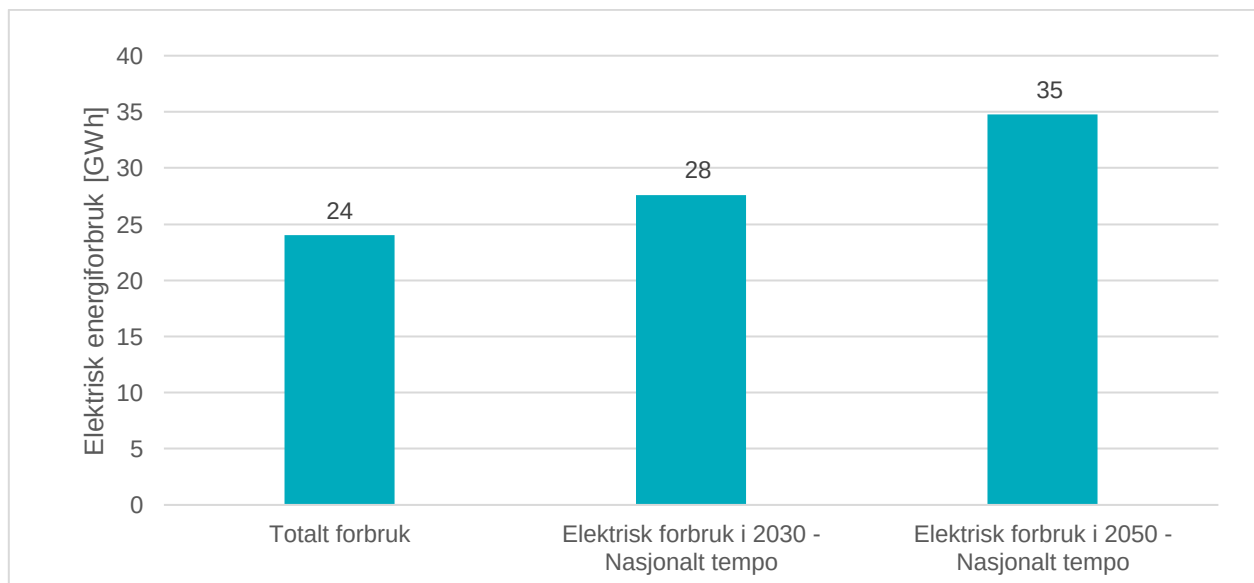
Figur 27 viser at det totale elektrisitetsforbruket til kommunen varierer over året.



Figur 27: Månedsvise elektrisk forbruk i 2023 i Siljan kommune, fordelt etter forbrukskategoriene industri, privat og forretning.

13.1.2 Fremtidig elforbruk

Det er blitt gjort en framskrivning av dagens forbruk til et scenario i 2030 og 2050, representert i Figur 28. Denne framskrivningen er basert på tall fra Statnetts langsiktige kraftmarkedsanalyse. Den estimerer 15% og 45% økning av elektrisk forbruk i 2030 og 2050, mot dagens nivå. Den har hensyntatt forventet ENØK-tiltak i husholdninger og har 3% og 10% energireduksjon innen 2030 og 2050. For Siljan kommune innebærer scenariene et forbruk i 2030 og 2050 på 28 GWh/år og 35 GWh/år fra 24 GWh/år i 2023.



Figur 28: Elektrisk forbruk i Siljan kommune i 2023, mot framtidsscenarier for 2030 og 2050 med nasjonalt utviklingstempo.

13.2 Energiproduksjon

13.2.1 *Energiproduksjon i dag*

13.2.1.1 Solkraft

Det finnes ifølge NVE 29 solcelleanlegg i Siljan. Disse har en samlet installert effekt på 0,43 MW, noe som er forventet å gi en årlig produksjon på 0,345 GWh [78].

13.2.1.2 Vannkraft

Ifølge NVEs database er det 4 operative vannkraftverk i Siljan kommune, med en samlet installert effekt på 21,1 MW og en gjennomsnittlig årsproduksjon på 80,3 GWh [79].

Det største kraftverket er Hogstad, med en installert effekt på 9,6 MW og en årsproduksjon på 37 GWh. Dette er også det eldste operative kraftverket i kommunen og ble satt i drift i 1913. Det nyeste, Sagfossen på 0,8 MW, ble satt i drift 1988.

13.2.1.3 Vindkraft

Det finnes ingen vindkraftverk i Siljan kommune, og det er heller ikke registrert noen konsesjonssøknader for vindkraftverk i kommunen. Det kan ikke utelukkes at det finnes mindre lokale vindturbiner, men dette er ikke kartlagt i denne rapporten.

Store deler av Siljan kommune, mot nord, er inkludert i et av 13 områder i «NVE Nasjonal ramme for Vindkraft» publisert i 2019 [92].

Arealer i kommunen har allerede blitt vurdert for vindkraftverk i Opdalen, som hybrid med solkraft. Det var da snakk om 14 turbiner. Med antatt 5 MW per turbin tilsvarer dette omtrent 70 MW installert effekt noe som gir omtrent 196 GWh årlig energiproduksjon. Denne saken ble lagt bort, etter at grunneier ikke ville inngå avtale med utbygger [93].

13.2.1.4 Totalt

Det er i dag elektrisk energiproduksjon i Siljan kommune, med rundt 80,6 GWh i et normalår. Dette betyr at 100 % av elektrisitetsforbruket til Siljan kommune i 2023 var selvforsynt. I tillegg har kommunen ca. 57 GWh overproduksjon, som primært kommer av gode ressurser for vannkraft.

13.2.2 *Fremtidig potensiale for energiproduksjon – 2030*

Med en tidshorisont på 5 år vil det være mulig å etablere noe mer kraftproduksjon, men basert på hastigheten for etablering av kraft de siste årene er potensialet noe begrenset.

13.2.2.1 Solkraft

Med en tidshorisont på 5 år er det i hovedsak arealbruk, investeringsvilje og tilgjengelig nettkapasitet som begrenser potensialet for solkraftverk i Siljan kommune. Videre er prosjekterings tid, tilgang på entreprenører med erfaring og behandlingstid for konsesjonssøknader usikkerhetsmomenter for solkraft.

Basert på kjente planer for solkraft i Siljan, nasjonale tall og forventet installasjon er det estimert et potensiale for årlig energiproduksjon på 3 GWh i Siljan kommune innen 2030. I henhold til beskrivelsen i kapittel 4.2.1 vil dette gi omtrent 2 GWh fra bakkemontert solkraft, og 1 GWh fra takmontert solkraft tilsvarende omtrent 3 % av det tekniske potensialet på tak. Dette på bakgrunn av at det kartlagte potensialet

for solcelleanlegg på tak i Siljan kommune er lavt. Lavt totalt potensiale, tilsier også et mindre volum som er teknøkonomisk lønnsomt å gjennomføre.

13.2.2.2 Vannkraft

Ifølge NVEs database er det ingen nye vannkraftverk, eller oppgraderinger av vannkraftverk, som er meldt inn til NVE per januar 2025 [79]. Gjennom effektivisering av dagens vannkraft, og forventet økt tilsig generelt i Norge, vil vannkraftproduksjonen i Siljan kunne øke til 83 GWh innen 2030.

13.2.2.3 Totalt – 2030

I løpet av 5 år er det forventet lav økning i energiproduksjon i kommunen, basert på dagens hastighet for utbygging, og motstand mot nedbygging av natur. Et scenario estimert her kan gi totalt ca. 86 GWh energiproduksjon. I dette scenariet er det solkraft og vannkraft som bidrar med den økningen i energiproduksjon.

13.2.3 ***Fremtidig potensiale for energiproduksjon – 2050***

Med en tidshorisont på 25 år vil det være mulig å etablere betydelig mer kraftproduksjon.

13.2.3.1 Solkraft

Basert på nasjonale mål og forventninger til solkraft i Norge forventes det vesentlig installert effekt med solkraft innen 2050, i Siljan.

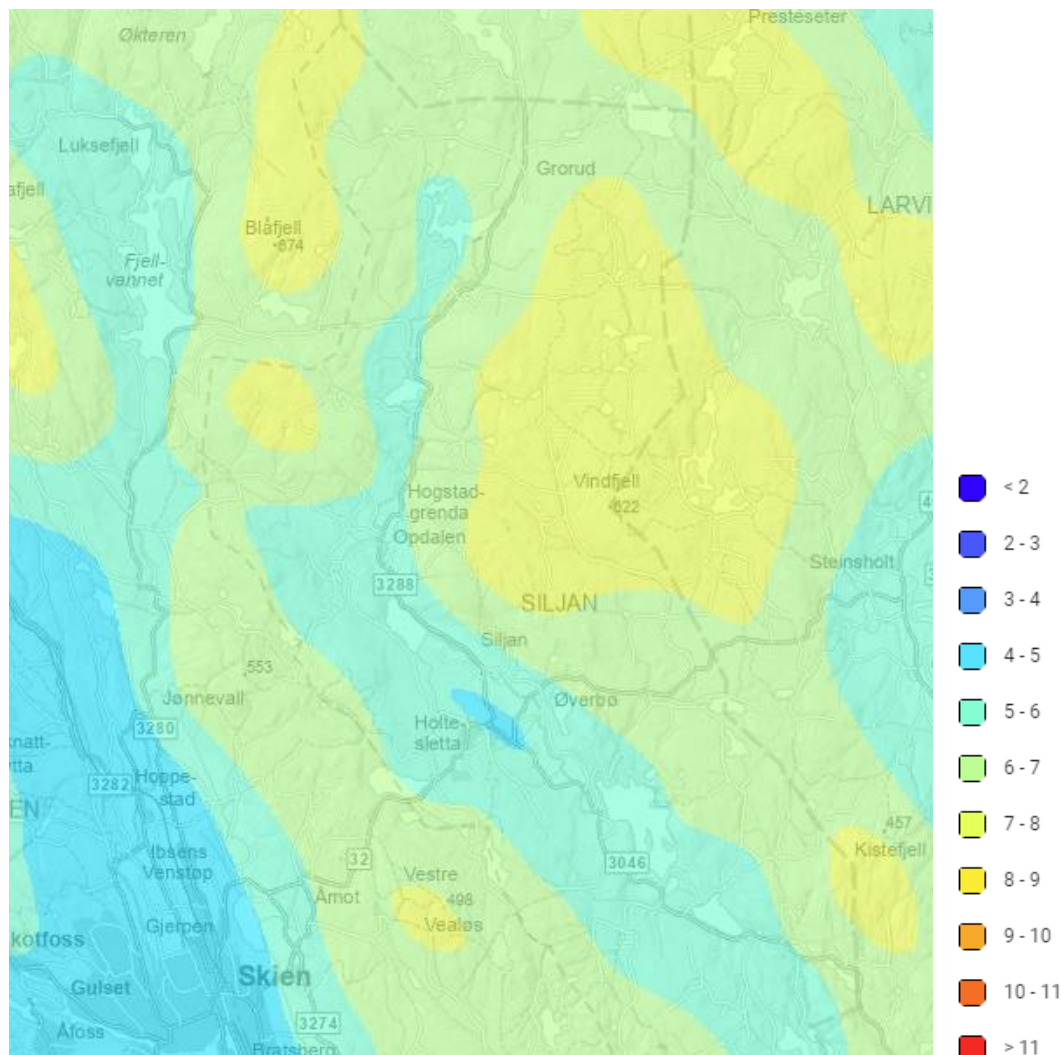
Det estimeres basert på NVE og kjente prosjekter, at Siljan kan oppnå en årlig energiproduksjon på omtrent 30 GWh innen 2050. I henhold til beskrivelsen i kapittel 4.2.1 vil dette gi omtrent 27 GWh fra bakkemontert solkraft, og 3 GWh fra takmontert solkraft tilsvarende omtrent 7,5 % av det tekniske potensialet på tak. Dette på bakgrunn av at er kartlagt lavt potensiale for solcelleanlegg på tak, men at kommunen har ledig landareal og generelt gode solressurser.

13.2.3.2 Vannkraft

Basert på nasjonale tall for oppgradering og utbygging av vannkraft kan det forventes at Siljan kommune har et potensiale til å øke vannkraftproduksjonen til 85,6 GWh innen 2050. Det er lite kartlagt småkraft i kommunen.

13.2.3.3 Vindkraft – Landvind

Det finnes områder med potensiale for vindkraft i Siljan kommune som vist i Figur 29.



Figur 29 Vindhastigheter i Siljan Kommune ved 120 meters høyde.

Det kan estimeres at det bygges et vindkraftverk innenfor kommunen innen 2050, basert på allerede kartlagte prosjekter. Et mulig utfall er med 14 turbiner på 5 MW per turbin. Dette tilsvarer rundt 70 MW installert effekt og 196 GWh energiproduksjon.

13.2.3.4 Totalt – 2050

I løpet av 25 år er det forventet økning i energiproduksjon i kommunen, basert på estimater fra NVE. Et scenario estimert her kan gi totalt 311 GWh energiproduksjon. Dette er avhengig av utbygging av minst ett middels stort vindkraftverk, samt flere bakkemonterte solkraftverk.

13.3 **Inntekter til kommune**

Tabellen oppsummerer estimatene for inntjeningspotensialet for kommunen ved etablering av fremtidig lokal energiproduksjon, gjennom skatter, avgifter og konsesjonskraft, basert på betraktninger fra kapittel 5 og produksjonspotensial fra forrige delkapittel.

Tabell 16 Viser årlig inntekt til vertskommune i 2030 og 2050 med utgangspunkt i estimert energiproduksjon, mill. kr.

	Ny produksjon 2030 (GWh)	Ny produksjon 2050 (GWh)	Skatteinntekter 2030 (mill. kr)	Skatteinntekter 2050 (mill. kr)
Solkraft bakke	1,8	27,1	0,1	1,3
Solkraft tak	0,8	2,6	0	0
Vindkraft	0	196,0	0	9,1
Vannkraft	2,7	5,3	0,3 - 0,6	0,6 - 1,2
Totalt fornybar	5,3	231,0	0,4 - 0,7	11 - 11,6

13.4 Klimaeffekt

Dette kapitlet presenterer netto gevinst i klimagassutslipp for fremtidig etablering av lokal fornybar energiproduksjon i kommunen, beregnet med utgangspunkt i utslippstall for både norsk forbruksmiks og europeisk forbruksmiks. Negative tall betyr at det er bedre for klimaet å bruke strøm fra dagens norske kraftsystem enn å etablere ny produksjon. Som nevnt i kapittel 6 er dette en svartmaling som kun er teoretisk, da det ikke finnes nok overskudd i dagens norske kraftsystem til at den forventede forbruksveksten kan forsynes av nedbetalte vannkraftverk, og det må derfor etableres ny produksjon eller importeres kraft for å dekke nytt forbruk.

Tabell 17 Viser netto årlig klimaeffekt med utgangspunkt i estimert energiproduksjon i 2030 og 2050, i tonn CO₂ ekv.

	Netto 2030 Norsk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2030 Europeisk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2050 Norsk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2050 Europeisk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)
Solkraft Bakke	-80	80	-1 170	1 150
Solkraft Tak	-30	40	-100	120
Vindkraft	0	0	-1 600	15 200
Vannkraft	-40	190	-90	370
Total ny fornybar energiproduksjon	-150	310	-2 960	16 900

13.5 Energieffektivisering

Som gitt av Figur 27, er mesteparten av det elektriske energiforbruket i kommunen til det private og næring. Forbruket er også over dobbelt så høy i desember, sammenlignet med mai. Tiltak og virkemidler som er rettet mot oppvarming og utnyttelse av fleksible laster vil være lurt å gjennomføre for å frigjøre elektrisk kapasitet i strømmettet.

13.6 Anbefalte tiltak

Listene under viser mulige tiltak for Siljan kommune. Listene linker til kapittel 8.3 der det ligger beskrivelser av hva som ligger i de hvert kulepunkt. Listene er satt opp i prioritert rekkefølge etter en samlevurdering av hvor ressursintensive de er, og hvilken effekt de kan gi.

13.6.1 Ny energiproduksjon

1. Prinsippvedtak
2. Utredninger av muligheter, konsekvenser m.m.
3. Stille kommunale bygg og eiendommer til disposisjon for energiproduksjon
4. Saksbehandlingskapasitet og opplæring
5. Støtteordninger for solcelleanlegg
6. Måledata for vind- og solressurs
7. Investering i egen produksjonskapasitet

13.6.2 Energieffektivisering

1. Informasjonskampanjer
2. Rådgivning om energieffektivisering
3. Energiledelse, -kartlegging og investering i kommunale bygg
4. Støtteordninger for energieffektivisering
5. Stimulere til økt andel forbrukerfleksibilitet
6. Utvidelse av nær- og/eller fjernvarmekapasitet
7. Pådrive utfasing av fossile brenslere til biobrensel eller elektrisitet

13.6.3 Andre tiltak

1. Kommunale målsetninger
2. Ansvarliggjøring av energi-, miljø- og klimaarbeid
3. Informasjonsspredning
4. Møteplasser
5. Utslippsfrie anleggs plasser

14 Skien kommune

14.1 Energiforbruk

14.1.1 Energiforbruk i dag

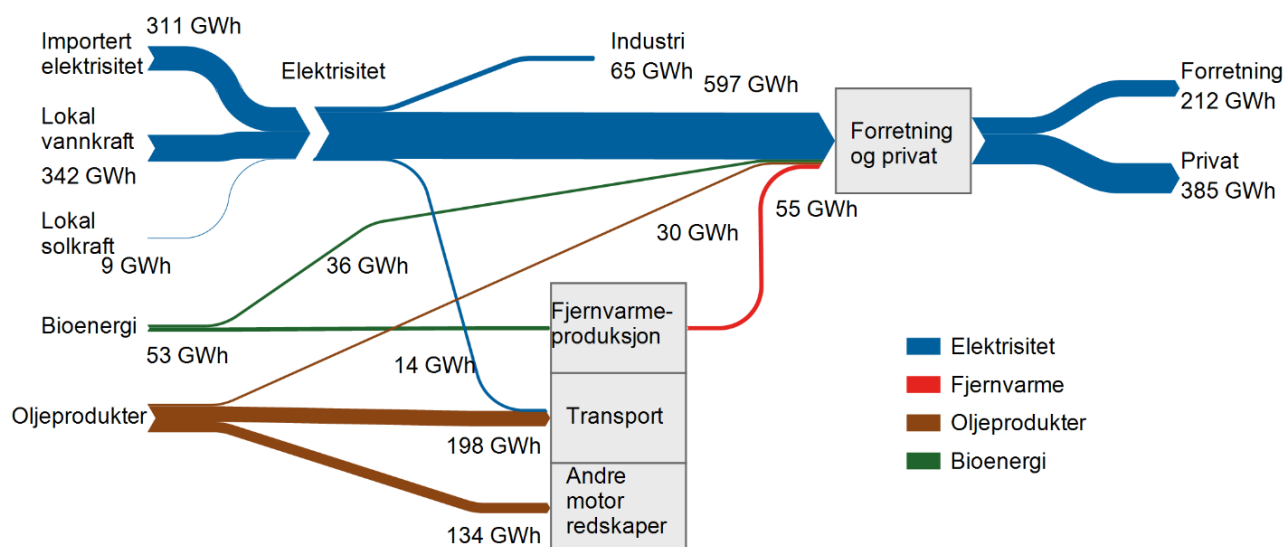
Dagens energiflyt i Skien kommune er beskrevet av Figur 30. Energiflyten går fra venstre til høyre, fra hhv. produksjon til forbruk. Tykkelsen på pilene representerer årlig energimengde for hver av de fargede energibærerne. Det er noen små energistrømmer (<1 GWh/år) som er fjernet for lesbarhetens skyld.

Av de blå pilene som representerer elektrisk energi ser man at mer enn halvparten av produksjonen fra lokal vannkraft, mens 9 GWh kommer fra lokalt produsert solkraft. Resterende 311 GWh kommer via kabler inn til kommunen.

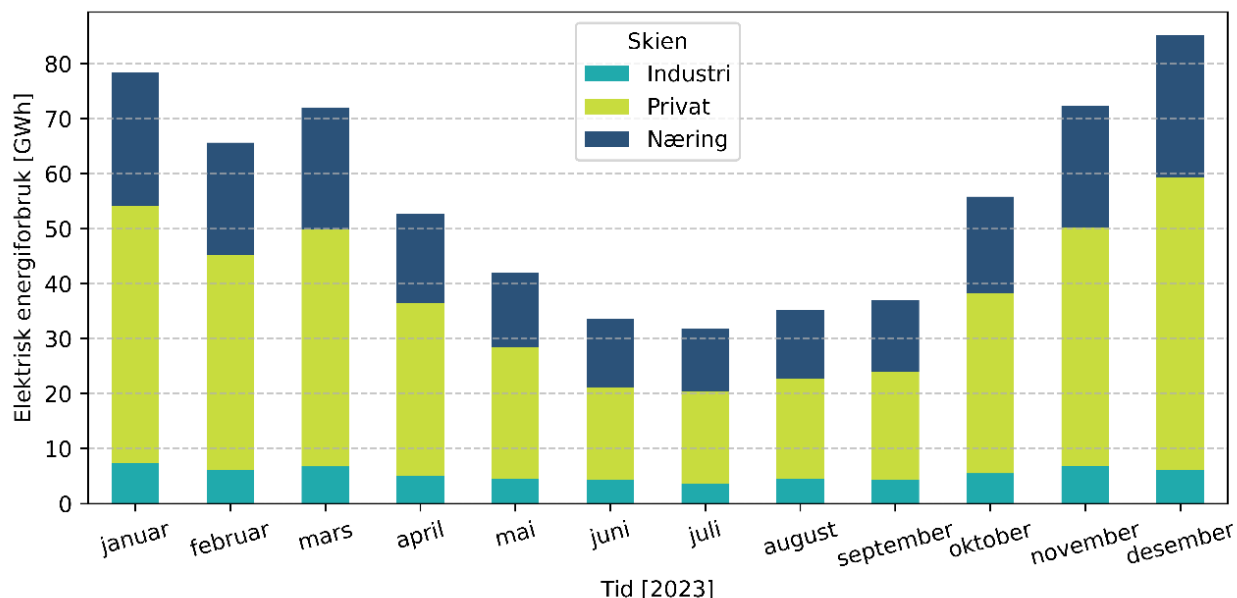
Bioenergi blir i hovedsak benyttet for fjernvarmeproduksjon, men også som innsatsfaktor til forretning og privat. Det er også mindre mengder elektrisitet og oljeprodukter brukt som spisslast i til fjernvarmeproduksjon. Ettersom fjernvarmeproduksjonen er basert på bioenergi vil økt fjernvarmetilknytninger erstatte elektrisk energi som ellers ville blitt bruk til oppvarming i topplasttimene.

Mesteparten av oljeforbruket er tilknyttet transport. Når transportsektoren blir i større grad inneholdende nullutslippskjøretøy, vil forbruket i større grad bli basert på elektrisitet og bioenergi. Merk at elektriske kjøretøy har bedre virkningsgrad og vil bidra til relativ energireduksjon. En del av forbruket fra oljeprodukter er tilknyttet «andre motorredskaper» som verktøy, traktorer, generatorer, gravemaskiner og annet anleggsutstyr.

Figuren oppsummerer energiflyten i kommunen i 2023. De siste ti årene har elforbruket variert fra 647 til 737 GWh per år, der Figur 31 viser fordeling av elforbruk over året.



Figur 30: Energiflyttdiagram for Skien kommune som representerer dagens energisituasjon.



Figur 31: Månedsvise elektrisk energiforbruk i 2023, fordelt etter forbruksgruppene industri, privat og forretning.

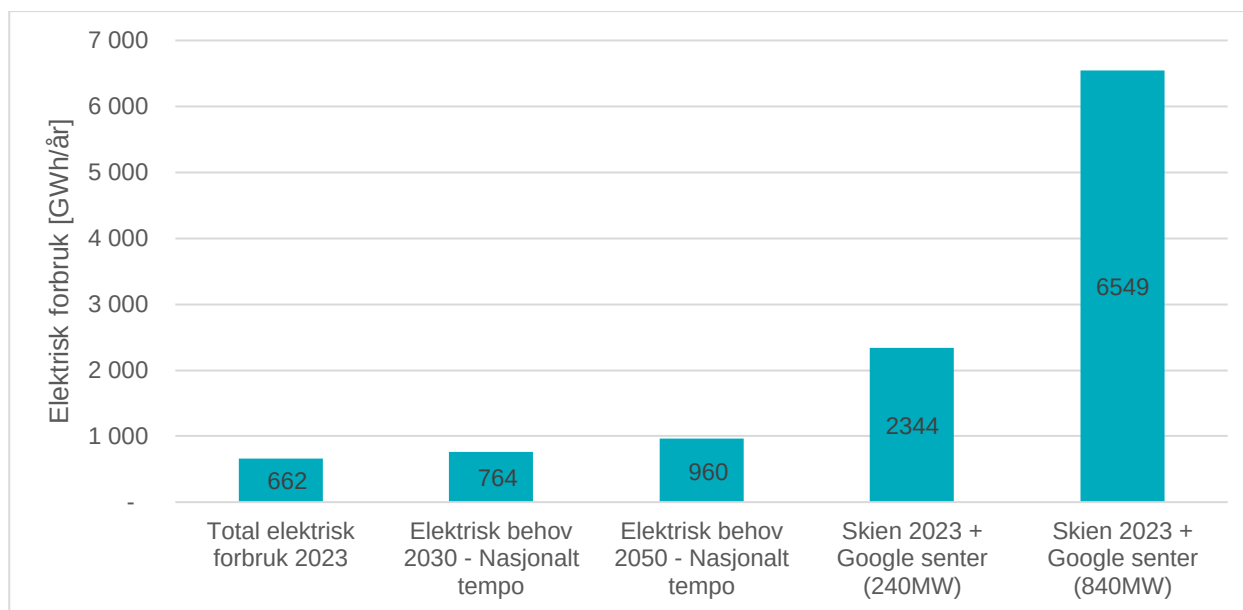
14.1.2 Fremtidig elforbruk

Det er laget scenarier for elektrisk forbruk i 2030 og 2050. I utgangspunktet er metodikken å ta utgangspunkt i Statnett analyser for langsiktig markedsutvikling og bruke samme prosentvise utvikling for Skien kommune, men siden planene om Googles datasenter er så fremtredende er det spesifikke forbruket inkludert.

Figur 32 viser dagens elektriske forbruk mot et fremtidsscenario i 2030 og 2050 som er basert på nasjonalt utviklingstempo. Det nasjonale utviklingstempoet inkluderer hele energisystemet og har inkludert både datasentre og energieffektivisering. Stolpene i diagrammet som indikerer Googles planlagte datasenter viser hvor mye energi de kan forbruke basert på hvor mye tilgjengelig kraft de får av Statnett. I første omgang er tillatelser til 240 MW gitt. Gitt at senteret har en opptid på 100%, og har en lastfaktor på 80% vil det kunne bruke nesten 1,7 TWh/år. Dersom Googles planer som krever 840 MW tilgjengelig kraft, trer i kraft vil de kunne bruke 5,8 TWh/år. Merk at dette er teoretiske beregninger og endelig forbruk vil i stor grad avhenge av installert effekt til datautstyr og lastfaktoren til senteret.

Forbruket til et datasenter avhenger av strøm til IT-utstyret og kjølingen av dem. Når det er kaldt, kan frikjøling benyttes og det trengs lite strøm til kjøling. Om sommeren kan strømforbruket til kjøling være noe større med en EER på omkring 3-5. Et datasenter vil tilstrebe at PUE («Power Usage Effectiveness») er så lav som mulig og helt ned mot 1. Ved en PUE på 1,3 vil datasenteret bruke totalt 1,3 MW på å drifte 1 MW IT-utstyr. Fra et datasenterperspektiv vil de ha en høy lastfaktor og dermed høyt forbruk for å utnytte tilgjengelig kraft og areal, slik at de kan betjene mer IT-utstyr per utgift. Det varierer fra datasenter til datasenter, men det kan ta noe tid før utnyttelsesgraden av IT-utstyret vokser.

Basert på tallene i figuren under forutsettes at nytt elektrisk forbruk i Skien komme blir 2,3 TWh/år i 2030 og 6,5 TWh/år i 2050, mot 0,66 TWh/år i 2023.



Figur 32: Elektrisk forbruk i 2023, mot framtidsscenarier for 2030 og 2050 med nasjonalt utviklingstempo, sammenlignet med forventet forbruk fra Googles datasenter.

14.2 Energiproduksjon

14.2.1 Energiproduksjon i dag

Skien kommune har januar 2023 vedtatt «Viljeserklæring» for utbygging av fornybar kraft [74].

14.2.1.1 Solkraft

Det finnes ifølge NVE 476 solcelleanlegg i Skien, blant annet et anlegg på Skagerak Stadion. Anleggene har en samlet installert effekt på 11,6 MW, noe som er forventet å gi en årlig produksjon på ca. 9 GWh [78].

Når det gjelder bakkemontert solkraft så har Fossum solkraftverk 8 MW_p fått konsesjon av NVE den 20.12.2024. Dette kraftverket er også planlagt med et tilknyttet batterisystem.

Det er ingen andre solkraftverk med konsesjon i Skien, men Skagerak Energi har uttrykt at de vurderer et solkraftverk på Finndalsåsen med en estimert produksjon på 27 GWh. Dette anlegget er ikke ennå konsesjonssøkt.

Et tredje solkraftverk er under utvikling på Solum prestegård på Geiteryggen i Skien, og utvikles av Geisli energi. Dette er planlagt med 16 MW_p effekt, og en årlig produksjon på ca. 16 MWh, noe som krever et areal på omtrent 20 hektar [94].

14.2.1.2 Termisk energi

Skien kommune har store skogarealer som kan brukes som brensel i et biomassefyrt kraftverk eller i fjernvarmeanlegg. I kommunen finnes det et fjernvarmesystem med en varmesentral i nordenden av Skien sentrum som ble åpnet i 2012. Grunnlasten dekkes av flis fra skognæringen, og de siste fem årene har biomasse dekket rundt 98 % av energiforbruket i anlegget. I 2023 produserte anlegget i underkant av 53 GWh varme, som dermed erstatter deler av elektrisitetsforbruket til oppvarming.

Leveringskapasiteten til anlegget er oppgitt til ca. 60 GWh. Ifølge kart fra Skagerak Varme er store deler av Skien sentrum per i dag ikke tilkoblet fjernvarmenettet. Dette kan bety at anlegget må utvides over tid, noe som kan utløse behov for mer termisk energi. Videre tilknytning av eksisterende bygg til fjernvarmenettet vil bidra til å redusere behovet for elektrisitet i kommunen. Dersom nybygg tilknyttes fjernvarmenettet, kan det bidra til en lavere vekst i elektrisitetsforbruket.

14.2.1.3 Vannkraft

Ifølge NVEs database er det 12 operative vannkraftverk i Skien kommune, med en samlet installert effekt på 59,9 MW og en gjennomsnittlig årsproduksjon på 341,6 GWh [79].

Det største kraftverket er Skotfoss, med en installert effekt på 24 MW og en årsproduksjon på 157 GWh. Sammen med Klosterfoss kraftverk, som har en installert effekt på 12,9 MW og en årsproduksjon på 69 GWh, utgjør disse to kraftverkene omtrent 64% av energiproduksjon i kommunen.

De resterende ti kraftverkene har en installert effekt som varierer fra 0,52 til 6,5 MW. Skotfoss og Klosterfoss ble satt i drift henholdsvis i 1953 og 1969. Det eldste operative kraftverket i kommunen ble satt i drift i 1908, og det nyeste i 2023.

14.2.1.4 Vindkraft

Det finnes ingen vindkraftverk i Skien kommune, og det er heller ikke registrert noen konsesjonssøknader for vindkraftverk i kommunen. Det kan ikke utelukkes at det finnes mindre lokale vindturbiner, men dette er ikke kartlagt i denne rapporten.

14.2.1.5 Totalt

Vannkraftverkene i kommunen leverer en betydelig mengde elektrisk energi, rundt 341 GWh i et normalår. I tillegg kommer solkraftproduksjonen fra tak. Dette betyr at i overkant av 55 % av elektrisitetsforbruket til Skien kommune i 2023 var selvforsynt. Fjernvarmeanlegget leverer ca. 53-55 GWh årlig i varme.

14.2.2 ***Fremtidig potensiale for energiproduksjon – 2030***

Med en tidshorisont på 5 år vil det være mulig å etablere noe mer kraftproduksjon, men basert på hastigheten for etablering av kraft de siste årene er potensialet noe begrenset. Basert på Norconsults erfaring kan nye sol og evt. vannkraftverk etableres mot slutten av denne perioden.

14.2.2.1 Solkraft

Med en tidshorisont på 5 år er det i hovedsak arealbruk, investeringsvilje og tilgjengelig nettkapasitet som begrenser potensialet for solkraftverk i Skien kommune. Videre er prosjekteringstid, tilgang på entreprenører med erfaring og behandlingstid for konsesjonssøknader usikkerhetsmomenter for solkraft.

Det kan antas at solkraftverk som allerede har fått konsesjon vil bygges i god tid før 2030. Dersom dette lykkes er det ikke usannsynlig at flere tilsvarende anlegg vil planlegges og bygges innen 2030. Dersom flere tilsvarende anlegg bygges på bakken, og det legges til grunn en estimert fordeling mellom tak og bakkemontert, presentert i kapittel 4.2.1, vil kommunen ha årlig produksjon på 45 GWh fra bakkemontert solkraft innen 2030.

Etter hvert som de mest ivrige bygningseierne har installert solcelleanlegg og kraftprisene forhåpentligvis stabiliserer seg på et lavere nivå, er det naturlig at installasjonshastigheten for solceller på bygg vil avta noe. Hvis man antar at det i gjennomsnitt installeres 5 % av det realistiske potensialet på tak, presentert i kapittel 4.2.1, vil dette gi totalt rundt 33 GWh årlig energiproduksjon i skien kommune.

14.2.2.2 Vannkraft

Ifølge NVEs database er det ingen nye vannkraftverk, eller oppgraderinger av vannkraftverk, som er meldt inn til NVE per januar 2025 [79]. Basert på forventet effektivisering av eksisterende vannkraft og økt tilsig generelt i Norge kan det forventes en produksjon på 353 GWh i Skien kommune i 2030.

14.2.2.3 Totalt - 2030

I løpet av 5 år er det forventet lav økning i energiproduksjon i kommunen, hovedsakelig basert på typiske tidslinjer for prosjektutvikling og realisering av prosjekter som kan bidra med betydelige energimengder. Solcelleanlegg på tak og mellomstore solkraftverk à la Fossum vil kunne realiseres i denne tidshorisonten. Estimater for ny energiproduksjon i 2030 er 431 GWh energiproduksjon.

14.2.3 *Fremtidig potensiale for energiproduksjon – 2050*

Med en tidshorisont på 25 år vil det være mulig å etablere betydelig mer kraftproduksjon.

14.2.3.1 Kjernekraft

Dersom det finnes tilstrekkelig politisk vilje til å etablere kjernekraft i Norge, så vil Grenland være et aktuelt sted med bakgrunn i kraftbalanse og industrialisering [89] [90].

Den offentlige kjernekraftdebatten handler om små modulære kjernekraftverk. Selv om en må forvente en lang prosess med utvikling, konsesjonsbehandling og finansiering, med mer, så vil kjernekraft være realiserbart innen 2050. Kjernekraftverk har en typisk effekt på opptil 300 MW og kan ha en kapasitetsfaktor på 90%, noe som ville gi en produksjon på 2,4 TWh per år [91]. Det kan med fordel bygges flere SMR reaktorer i tilknytning til hverandre, gjerne 3 til 5 stk. i henhold til Vattenfalls studie. Dette bedrer lønnsomheten [16].

Ny produksjon fra kjernekraft er ikke lagt inn i estimatene for 2050 i denne rapporten siden det ikke ligger inne i estimatene fra NVE eller Statnett.

14.2.3.2 Solkraft

Basert på nasjonale mål og forventninger til solkraft i Norge forventes det vesentlig installert effekt med solkraft innen 2050, i Skien.

Det estimeres basert på NVE at Skien kan oppnå årlig energiproduksjon på omtrent 211 GWh innen 2050, fordelt på både bakkemonterte og takmonterte anlegg.

Ved å følge fordelingen presentert i kapittel 4.2.1, estimeres det 161 GWh årlig energiproduksjon fra bakkemonterte anlegg i Skien kommune i 2050. Dette tilsvarer at det i gjennomsnitt installeres 7,5 % av det realistiske potensialet på tak, som totalt gir rundt 50 GWh årlig energiproduksjon i Skien kommune.

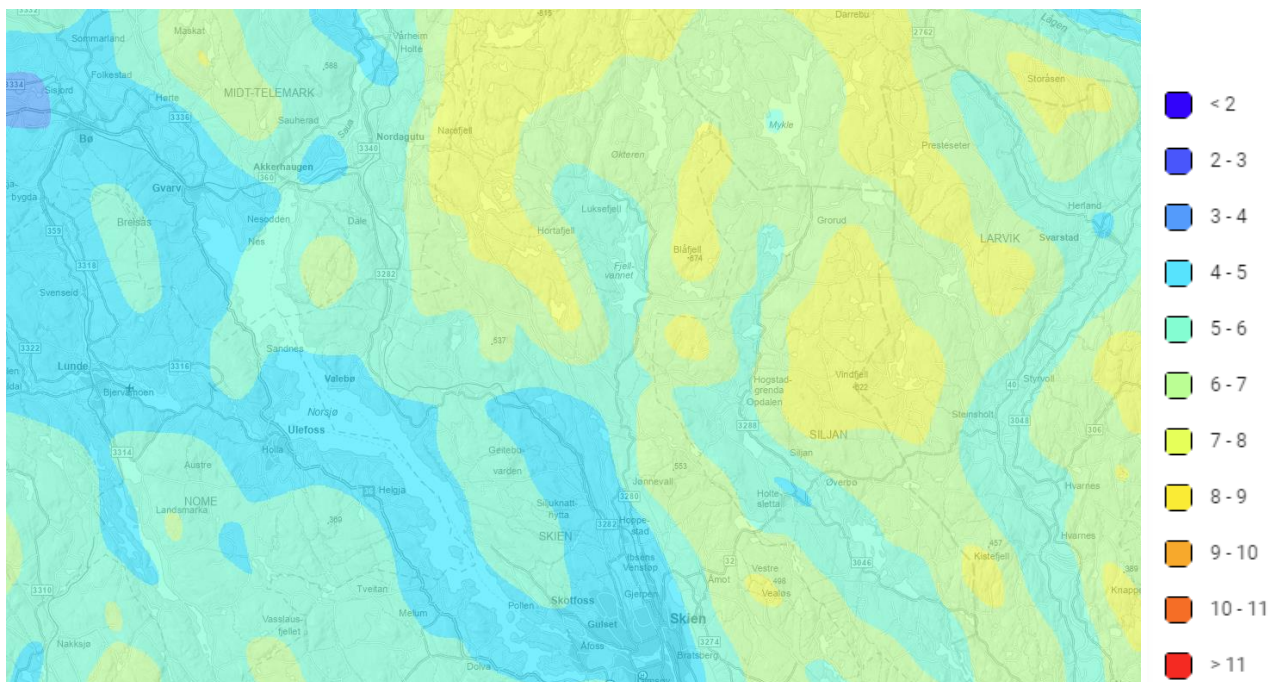
14.2.3.3 Vannkraft

Basert på nasjonale mål og forventninger til vannkraft i Norge forventes det økt produksjon til 364 GWh innen 2050.

Det er stort potensiale for småkraft i kommunen, med flere prosjekter kartlagt digitalt av NVE. De fleste ligger på sin side i det høyere sjiktet av investeringskostnad med tanke på lønnsomhet, og er små av størrelse. Med mer effektiv teknologi, og høyere forventete strømpriser, er det sannsynlig at flere av disse blir etablert.

14.2.3.4 Vindkraft

Det finnes områder med potensiale for vindkraft i Skien kommune basert på vindhastigheter som vist i Figur 33.



Figur 33 Vindhastighet i Skien kommune på 120 meters høyde.

Utbygging av vindkraft er generelt kontroversielt. På den ene siden er deler av Skien kommune relativt tettbefolket, og på den andre er det sammenfall med god vindressurs og naturvernområder; dette er en av grunnene til at svært lite av Skien kommune ble inkludert i «NVE Nasjonal ramme for Vindkraft».

Det finnes trolig tekno-økonomisk potensiale for et vindkraftverk i Skien kommune utenfor vernede områder. Formålet med denne rapporten er å vurdere hva som er mulig å få til, og det er derfor estimert at halvparten av det tekniske potensialet kan realiseres, noe som tilsvarer rundt 50 MW installert effekt og 140 GWh energiproduksjon. Dette tilsvarer i størrelsesorden 5-10 vindturbiner avhengig av en rekke faktorer.

Et alternativ til større vindkraftverk er en form for nærvind der enkeltstående vindturbiner etableres i allerede nedbygde områder som havneanlegg, industriparker, langs motorvei eller lignende. Det kan etableres et nærvindprosjekt i Skien, i tilknytning til dagens industri. Basert på relaterbare prosjekt legges det til grunn 2 mindre turbiner på omtrent 3 MW tilsvarer dette ca. 25 GWh årlig energiproduksjon.

Skien kommune ligger lenger fra åpent hav enn nabokommunene og det lite sannsynlig at eventuell havvind vil få landfall i Skien.

14.2.3.5 Totalt - 2050

I løpet av 25 år er det forventet økning i energiproduksjon i kommunen, basert på estimater fra NVE. Et scenario estimert her kan gi totalt 740 GWh energiproduksjon. Dette avhenger særlig av etablering av minst et større vindkraftverk.

14.3 Inntekter til kommune

Tabellen oppsummerer estimatene for inntjeningspotensialet for kommunen ved etablering av fremtidig lokal energiproduksjon, gjennom skatter, avgifter og konsesjonskraft, basert på betraktninger fra kapittel 5 og produksjonspotensial fra forrige del-kapittel.

Tabell 18 Viser årlig inntekt til vertskommune i 2030 og 2050 med utgangspunkt i estimert energiproduksjon, mill. kr.

	Ny produksjon 2030 (GWh)	Ny produksjon 2050 (GWh)	Skatteinntekter 2030 (mill. kr)	Skatteinntekter 2050 (mill. kr)
Solkraft bakke	45,2	161,4	1,0	3,4
Solkraft tak	24,1	40,8	0	0
Vindkraft	0	165,0	0	7,3
Vannkraft	11,4	22,6	0,9 – 1,5	1,6 – 2,9
Totalt fornybar	80,7	389,8	1,8 – 2,5	12,3 – 13,6

14.4 Klimaeffekt

Dette kapittelet presenterer netto gevinst i klimagassutslipp for fremtidig etablering av lokal fornybar energiproduksjon i kommunen, beregnet med utgangspunkt i utslippstall for både norsk forbruksmiks og europeisk forbruksmiks. Negative tall betyr at det er bedre for klimaet å bruke strøm fra dagens norske kraftsystem enn å etablere ny produksjon. Som nevnt i kapittel 6 er dette en svartmaling som kun er teoretisk, da det ikke finnes nok overskudd i dagens norske kraftsystem til at den forventede forbruksveksten kan forsynes av nedbetalte vannkraftverk, og det må derfor etableres ny produksjon eller importeres kraft for å dekke nytt forbruk.

Tabell 19 Viser netto årlig klimaeffekt med utgangspunkt i estimert energiproduksjon i 2030 og 2050, i tonn CO₂ ekv..

	Netto 2030 Norsk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2030 Europeisk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2050 Norsk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)	Netto 2050 Europeisk forbruksmiks (tonn CO ₂ ekv.)
Solkraft Bakke	-1 950	1 930	-6 970	6 880
Solkraft Tak	-920	1 150	-1 750	1 940
Vindkraft	0	0	-1 350	12 800
Vannkraft	-180	800	-370	1 580
Total ny fornybar energiproduksjon	- 3 050	3 880	- 10 250	23 200

14.5 Energieffektivisering

Det er etablert et fjernvarmenett i Skien kommune som står for 55 GWh varmeproduksjon årlig. Energikilden for disse varmeproduksjonen er hovedsakelig basert på bioenergi. Bioenergi erstatter elektrisk energiforbruk og bidrar positivt for energibalansen i området. En annen viktig egenskap med fjernvarmenettet er at energikildene er fleksible. Over tid kan det tilkobles flere miljøvennlige og effektive kilder, som for eksempel restenergi fra industriprosesser. Det anbefales at fjernvarmenettet utvider hvor det er hensiktsmessig.

Utnyttelse av restvarme fra industriprosesser har et stort potensial i Norge. For Skien vil det eksempelvis være viktig å utnytte restenergi fra Googles datasenter til andre varmekrevende næringer. Dette vil kunne føre til økt samfunnsøkonomisk verdiskapning med hjelp av billig varme, som ellers ville blitt tapt.

Ved etablering av nye industrier, bygg og områder bør det utarbeides en helhetlig energiplan som tar hensyn til de energiutfordringene som er i regionen.

Ettersom Skien kommune har høyest forbruk når det er kaldere ute, vil tiltak som reduserer energi til oppvarmingsformål frigjøre kapasitet i strømmettet. Andre energieffektiviserende tiltak vil også bidra til samme gevinst. Ved å utnytte fleksible laster som elbillading, varmtvannsberedere og batterier vil man kunne flytte forbruk fra kalde topplasttimer, slik at nettkapasiteten utnyttes bedre.

14.6 Anbefalte tiltak

Listene under viser mulige tiltak for Skien kommune. Listene linker til kapittel 8.3 der det ligger beskrivelser av hva som ligger i de hvert kulepunkt. Listene er satt opp i prioritert rekkefølge etter en samlevurdering av hvor ressursintensive de er, og hvilken effekt de kan gi.

14.6.1 Ny energiproduksjon

1. Utredninger av muligheter, konsekvenser m.m.
2. Stille kommunale bygg og eiendommer til disposisjon for energiproduksjon
3. Saksbehandlingskapasitet og opplæring
4. Støtteordninger for solcelleanlegg
5. Måledata for vind- og solressurs
6. Investering i egen produksjonskapasitet

14.6.2 Energieffektivisering

1. Informasjonskampanjer
2. Rådgivning om energieffektivisering
3. Energiledelse, -kartlegging og investering i kommunale bygg
4. Støtteordninger for energieffektivisering
5. Stimulere til økt andel forbrukerfleksibilitet
6. Utvidelse av nær- og/eller fjernvarmekapasitet
7. Samarbeid for høyere utnyttelse av spillvarme fra industrien
8. Pådrive utfasing av fossile brenslere til biobrensel eller elektrisitet

14.6.3 Andre tiltak

1. Kommunale målsetninger
2. Ansvarliggjøring av energi-, miljø- og klimaarbeid
3. Informasjonsspredning
4. Møteplasser
5. Utslippsfrie anleggsplaner

15 Referanser

- [1] Zephyr, «Om energipark Vidar,» [Internett]. Available: <https://zephyr.no/se/portfolio/vindkraftprosjekt-vidar/>. [Funnet Januar 2025].
- [2] Norsk Havvind, «Skaga-feltet - havvindkraftverk for Herøya og Østlandet,» [Internett]. Available: <https://norskhavvind.wpenginepowered.com/wp-content/uploads/2023/03/Skaga-feltet.pdf>. [Funnet Januar 2025].
- [3] One Click LCA, «One Click LCA,» [Internett]. Available: <https://oneclicklca.com/>. [Funnet Januar 2025].
- [4] Statnett, «Langsiktig markedsanalyse - Norden og Europa 2020–2050,» 2020.
- [5] Statnett, «Langsiktig markedsanalyse - oppdatering,» Statnett SF, 2021.
- [6] Statnett, «Forbruksutvikling i Norge 2022-2050».
- [7] NVE, «Langsiktig kraftmarkedsanalyse,» Norges vassdrags- og energidirektorat, 2021.
- [8] NVE, «Energisystem,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energi/energisystem/>. [Funnet Januar 2025].
- [9] Energidepartementet, «Faktaside om norsk energisektor,» [Internett]. Available: <https://energifaktanorge.no/>. [Funnet Januar 2025].
- [1] E24, «Kristin Halvorsen skal lede kjernekraft-utredning,» [Internett]. Available: <https://e24.no/energi-og-klima/i/XjqpOo/kristin-halvorsen-skal-lede-kjernekraft-utredning>. [Funnet Januar 2025].
- [1] SNL, «Fusjon,» [Internett]. Available: https://snl.no/fusjon_-_kjernefysikk. [Funnet Januar 2025].
- [1] U. D. o. Energy, «Nuclear Fuel Facts: Uranium,» [Internett]. Available: <https://www.energy.gov/ne/nuclear-fuel-facts-uranium>. [Funnet Desember 2024].
- [1] NRK, «Mener Thorium kan fikse energikrisen: Galskap å ikke satse på kjernekraft,» [Internett].
- [3] Available: <https://www.nrk.no/nordland/forsker-ved-ntnu-mener-vi-ma-satse-pa-kjernekraft-og-thorium-for-a-takle-energikrisa-1.16103269>. [Funnet Januar 2025].
- [1] «Thorium i Fensfeltet,» [Internett]. Available: <https://fensfeltet.no/om-thorium/#>. [Funnet Januar 2025].
- [4]
- [1] Vattenfall, «Fremtidens små kjernekraftreaktorer finnes allerede: SMR,» [Internett]. Available: <https://energyplaza.vattenfall.no/blog/fremtidens-sma-kjernekraftreaktorer-finnes-allerede-smr>. [Funnet Januar 2025].
- [5]
- [1] Vattenfall, «Status of Vattenfall's initiative for new Nuclear,» [Internett]. Available: <https://group.vattenfall.com/se/siteassets/documents/vattenfall-plan-for-new-nuclear-20240219.pdf>. [Funnet Januar 2024].
- [6]

- [1 DSA, «Kjernekraft i Norge,» [Internett]. Available: [https://dsa.no/atomsikkerheit-og-7\] kjernekraft/kjernekraft-i-norge](https://dsa.no/atomsikkerheit-og-7] kjernekraft/kjernekraft-i-norge). [Funnet Desember 2024].
- [1 SNL, «Kjernerkaftsikkerhet,» [Internett]. Available: <https://snl.no/kjernekraftsikkerhet>. [Funnet Januar 8] 2025].
- [1 Federal Office for the Safety of Nuclear Waste Management, «The nuclear phase-out in Germany,» 9] [Internett]. Available: https://www.base.bund.de/en/nuclear-safety/nuclear-phase-out/nuclear-phase-out_content.html. [Funnet Januar 2025].
- [2 Energy Encyclopedia, «The Permanent Storage of Radioactive Waste,» [Internett]. Available: 0] <https://www.energyencyclopedia.com/en/nuclear-energy/radioactive-waste/the-permanent-storage-of-radioactive-waste>. [Funnet Januar 2025].
- [2 NRK, «Kritisk behov for lagring av atomavfall,» [Internett]. Available: 1] <https://www.nrk.no/ostfold/atomavfall-bygger-seg-opp-i-norge-1.16912854>. [Funnet Januar 2025].
- [2 IFE, «IFEs atomanlegg,» [Internett]. Available: <https://ife.no/ifes-atomanlegg/>. [Funnet Januar 2025]. 2]
- [2 NRK, «Haldenreaktoren,» [Internett]. Available: [https://www.nrk.no/nyheter/haldenreaktoren-3\] 1.11731224](https://www.nrk.no/nyheter/haldenreaktoren-3] 1.11731224). [Funnet Januar 2025].
- [2 Energiteknikk, «Fornybar Norge anbefaler kjernekraft-utsettelse,» [Internett]. Available: 4] <https://energiteknikk.net/2024/11/fornybar-norge-anbefaler-kjernekraft-utsettelse/>. [Funnet Januar 2025].
- [2 Rystad Energi, «Kjernekraft i Norge,» [Internett]. Available: 5] <https://www.nho.no/contentassets/220ef13d98a3415abc745b7ec5e88939/20231121-kjernekraft-i-norge.pdf>. [Funnet Januar 2025].
- [2 Norges vassdrags- og energidirektorat, «Kostnader for kraftproduksjon,» 31 Januar 2022. [Internett]. 6] Available: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>. [Funnet 19 Oktober 2022].
- [2 Multiconsult, «Markedsrapport - Norsk solkraft 2022 - innenlands og eksport,» 2022. [Internett]. 7] Available: <https://www.solenergiklyngen.no/wp-content/uploads/2022/08/220815-markedsrapport-solenergiklyngen-final-.pdf>. [Funnet 25 Oktober 2022].
- [2 Multiconsult, «Teknoøkonomisk potensial for solkraft på bygg,» 2022. [Internett]. Available: 8] <https://opengov.360online.com/Meetings/skien/File/Details/2616205.PDF?fileName=Kunnskapsbank%20energiproduksjon%20Skien%20kommune.pdf&fileSize=800405>. [Funnet Desember 2024].
- [2 NHO, «NHO Elektro Solkart,» [Internett]. Available: 9] <https://www.nhoelektro.no/elektroteknikk/solstrom/solkart/>. [Funnet Desember 2024].
- [3 S. W. B. G. ESMAP, «Global Solar Atlas,» [Internett]. Available: 0] <https://globalsolaratlas.info/map?c=50.401515,9.18457,5>. [Funnet Desember 2024].
- [3 NVE, «Konsesjonsbehandling av solkraftverk,» [Internett]. Available: 1] <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-solkraftverk/>. [Funnet Januar 2025].

- [3 Energidepartementet, «Kortere kø og større kraftverk: Nå skal kommunene avgjøre flere solkraftsaker,»
2] [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/kortere-ko-og-storre-kraftverk-na-skal-kommunene-avgjore-flere-solkraftsaker/id3046649/>. [Funnet Januar 2025].
- [3 Adigo, «Biogasskraftverk,» [Internett]. Available:
3] <https://www.adigorenouvelables.no/biogasskraftverk/#:~:text=Mikro%20gassturbiner%20egner%20seg%20godt,over%20170%20kW%20termisk%20energi..> [Funnet Januar 2025].
- [3 Norges vassdrags- og energidirektorat, «Termisk kraft,» 29 April 2022. [Internett]. Available:
4] <https://nve.no/energi/energisystem/termisk-energi/termisk-kraft/>. [Funnet 28 Oktober 2022].
- [3 Olje- og energidepartementet, «Grønt lys til karbonfangstprosjektet på Klemetsrud,» 29 Juni 2022.
5] [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/gront-lys-til-karbonfangstprosjektet-pa-klemetsrud/id2921605/>. [Funnet 24 Oktober 2022].
- [3 NVE, «Vannkraftverkene i Norge får mer tilsig,» 2019.
6]
- [3 NVE, «Hva er egentlig potensialet for opprusting og utvidelse av norske vannkraftverk?,» 2020.
7] [Internett]. Available: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_06.pdf. [Funnet Desember 2025].
- [3 Noregs vassdrags- og energidirektorat, «Mini-, mikro og småkraftverk,» 10 Oktober 2022. [Internett].
8] Available: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-vannkraft/>. [Funnet 36 Oktober 2022].
- [3 M. Blaker, «Norge kan få mye mer kraft uten store inngrep. Hvorfor gjør man ikke bare det?,» 14 Januar
9] 2022. [Internett]. Available: <https://www.nettavisen.no/okonomi/stromkrisen-hvorfor-oppgraderer-vi-ikke-bare-vannkraften/s/12-95-3424230139>. [Funnet 26 Oktober 2022].
- [4 Norges vassdrags- og energidirektorat, «Direkte påvirket areal,» 18 August 2022. [Internett]. Available:
0] <https://nve.no/energi/energisystem/vindkraft/arealbruk-for-vindkraftverk/direkte-paavirket-areal/>. [Funnet 10 Oktober 2022].
- [4 Olje- og energidepartementet; Kommunal- og moderniseringsdepartemente, «Veileder for kommunal
1] behandling av mindre vindkraftanlegg,» Mai 2015. [Internett]. Available:
<https://nve.no/media/2248/veilder-mindre-vindkraftanlegg.pdf>. [Funnet 27 Oktober 2022].
- [4 Kommunal- og distriktsdepartementet, «Vindkraft - planlegging av vindkraft etter plan- og
2] bygningsloven,» [Internett]. Available: https://www.regjeringen.no/no/tema/plan-bygg-og-eiendom/plan_bygningsloven/planlegging/fagtema/vindkraft/id3022769/#:~:text=1.,vedtar%20en%20omr%C3%A5deregulering%20for%20vindkraftanlegget.. [Funnet Januar 2025].
- [4 Solvind, «Risavika - Et nærvindprosjekt,» [Internett]. Available:
3] https://solvind.no/prosjekter/risavika_vindkraftverk/. [Funnet Januar 2025].
- [4 NVE, «Iskast fra vindturbiner,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/iskast-fra-vindturbiner/#:~:text=I%20alle%20norske%20vindkraftverk%20kan,i%20n%C3%A6rheten%20av%20en%20vindturbin..> [Funnet Januar 2025].

- [4] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Støy,» 31 Mars 2022. [Internett]. Available:
[5] <https://nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/stoey/>. [Funnet 30 Oktober 2022].
- [4] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Nærområdet,» 31 Mars 3,33. [Internett]. Available:
[6] <https://nve.no/energi/energisystem/vindkraft/arealbruk-for-vindkraftverk/naeromraadet/>. [Funnet 18 Oktober 2022].
- [4] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Direkte fysiske inngrep,» 07 April 2022. [Internett]. Available:
[7] <https://nve.no/energi/energisystem/vindkraft/arealbruk-for-vindkraftverk/direkte-fysiske-inngrep/>. [Funnet 25 Oktober 2022].
- [4] Solvind, «Storøy Vindpark,» [Internett]. Available: <https://solvind.no/prosjekter/storoy-nullinngrepsprosjekt/>. [Funnet Januar 2025].
- [4] NVE, «Tallgrunnlag og framskriving av kostnader for vindkraft frem til 2025 og,» [Internett]. Available:
[9] <https://www.nve.no/media/16310/tallgrunnlag-og-framskriving-av-kostnader-for-vindkraft-til-2025-og-2040-i-statsbudsjettet-2023.pdf>. [Funnet Desember 2024].
- [5] NVE, «Forutsetninger for estimering av kostnader for kraftproduksjon,» [Internett]. Available:
[0] <https://www.nve.no/media/16311/forutsetninger-for-estimering-av-kostnader-for-kraftproduksjon.pdf>. [Funnet Desember 2024].
- [5] SSB, «Kommuner med eiendomsskatt,» [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/offentlig-sektor/kommunale-finanser/artikler/kommuner-med-eiendomsskatt>. [Funnet Januar 2025].
- [5] Nettavisen, «Her er planene for gigantisk solpark i skogen,» [Internett]. Available:
[2] <https://www.nettavisen.no/okonomi/her-er-planene-for-gigantisk-solpark-i-skogen-hol-i-huet/s/5-95-1615355>. [Funnet Januar 2025].
- [5] Skatteetaten, «Særskatteregimet for vannkraft,» [Internett]. Available:
[3] <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/rapportering-og-bransjer/bransjer-med-egne-regler/kraft/vannkraft/store-vannkraftverk/sarskatteregimet-for-vannkraft/>. [Funnet Januar 2025].
- [5] Skatteetaten, «Store vannkraftverk,» [Internett]. Available: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/rapportering-og-bransjer/bransjer-med-egne-regler/kraft/vannkraft/store-vannkraftverk/>. [Funnet Januar 2025].
- [5] Skatteetaten, «Grunnrenteskatt på landbasert vindkraft,» [Internett]. Available:
[5] <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/rapportering-og-bransjer/bransjer-med-egne-regler/kraft/vindkraft/grunnrenteskatt-vindkraft/>. [Funnet Desember 2025].
- [5] Fornybar Norge, «Dette kan en vertskommune få igjen for kraftproduksjon,» [Internett]. Available:
[6] <https://www.fornybarnorge.no/vindkraft/dette-kan-en-vertskommune-fa-igjen-for-kraftproduksjon/>. [Funnet Januar 2025].
- [5] NVE, «Konsesjonskraftpris,» [Internett]. Available:
[7] <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-vannkraft/oppfoelging-av-vassdragskonsesjon/konsesjonskraft-og-konsesjonsavgifter/konsesjonskraftpris/>. [Funnet Januar 2025].

- [5] NVE, «Konsesjonskraft og konsesjonsavgift,» [Internett]. Available:
[8] <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-vannkraft/oppfoelging-av-vassdragskonsesjon/konsesjonskraft-og-konsesjonsavgifter/>. [Funnet Januar 2025].
- [5] E. Norge, «Inntekter og Skattlegging av Kraftsektoren,» [Internett]. Available:
[9] <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/skattlegging-av-kraftsektoren/>. [Funnet Januar 2025].
- [6] Skatteetaten, «Avgift på vindkraft,» [Internett]. Available: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/vindkraft/>. [Funnet Desember 2024].
- [6] Norconsult, «Rapport: Samfunnsmessige virkninger av vindkraft - en etterprøving av fire vindkraftverk (Norconsult),» 09 Desember 2016. [Internett]. Available: <https://www.norconsult.no/aktuelt/dokumenter/rapport-samfunnsmessige-virkninger-av-vindkraft---en-etterproving-av-fire-vindkraftverk--norconsult-/>. [Funnet 25 Oktober 2022].
- [6] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Verdiskapning,» 04 April 2022. [Internett]. Available:
[2] <https://nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/verdiskapning/>. [Funnet 25 Oktober 2022].
- [6] C. A. Asmul, «Lokale leverandører skal bygge kraftverket,» [Internett]. Available:
[3] <https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:7284505722317398016/>. [Funnet Januar 2025].
- [6] Statkraft, «Dette kan fjerne Europas klimagassutslipp innen 2050,» [Internett]. Available:
[4] <https://www.statkraft.no/green-transition-scenarios/dette-kan-fjerne-europas-utslipp-innen-2050/>. [Funnet Desember 2024].
- [6] Miljødirektoratet, «Utslippsfaktorer i klimagassregnskap for Norge,» [Internett]. Available:
[5] <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/klimagasser-utslippstall-regnskap/utslippsfaktorer-klimagassregnskap/>. [Funnet Desember 2024].
- [6] Multiconsult, «Klimagassberegninger for bakkemontert solkraft,» Solenergiklyngen, 2024.
[6]
- [6] NVE, «Klima,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/klima/>. [Funnet Desember 2025].
- [6] Oslo kommune, «Sammendrag av virkemiddelanalyse for energi i Oslo,» [Internett]. Available:
[8] <https://www.klimaoslo.no/rapport/virkemiddelanalyse-for-energi-i-oslo-full-rapport/sammendrag-av-virkemiddelanalyse-for-energi-i-oslo/>. [Funnet Januar 2025].
- [6] Oslo Kommune, «Klimatilskudd,» [Internett]. Available: <https://www.klimaoslo.no/klimatilskudd/>. [Funnet Januar 2025].
- [7] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Mye å spare med effektivisering i bygg,» 2020. [Internett].
[0] Available: <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.nve.no%2Fmedia%2F11978%2Fenergieffektiviseringspotensiale-i-bygg-med-bakgrunn.pptx&wdOrigin=BROWSELINK>. [Funnet 19 Oktober 2022].

- [7 Multiconsult, «NVE,» 2021. [Internett]. Available:
1] https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2021/eksternrapport2021_06.pdf. [Funnet Desember 2024].
- [7 Nodes, «Tenders of flexibility,» [Internett]. Available:
2] <https://portal.nodesmarket.com/onboarding/tenders?orderBy=openTo&orderByDirection=asc&map-bounds=65.99121175911041,32.18994140625001,52.736291655910925,-10.700683593750002&tab=tenders>. [Funnet Januar 2025].
- [7 Oslo Kommune, «Oslo kommune gir 4 millioner kroner i støtte til energifleksibilitet,» [Internett].
3] Available: <https://www.klimaoslo.no/oslo-kommune-gir-4-millioner-kroner-i-stotte-til-energifleksibilitet/>. [Funnet Januar 2025].
- [7 Skien Kommune, «Viljeserklæring,» [Internett]. Available: <https://app.kaukus.no/skien/cases/4506>.
4] [Funnet Januar 2025].
- [7 Formannskapet i Porsgrunn, «Fornybar kraft i Porsgrunn kommune - Viljeserklæring,» [Internett].
5] Available: <https://sru23.porsgrunn.kommune.no/api/utvalg/231444/moter/1120924/behandlinger/2/0>. [Funnet Januar 2025].
- [7 Porsgrunn kommune, «Handlingsprogram 2025-2028,» [Internett]. Available:
6] https://pub.framsikt.net/2025/porsgrunn/bm-2025-bystyrets_vedtak#/. [Funnet Januar 2025].
- [7 Sverre Gotaas, «Kraftbehov og industrielle muligheter,» [Internett]. Available:
7] <https://skien.kommune.no/media/f2qhxg4i/presentasjon-sverre-gotaas.pdf>. [Funnet Januar 2025].
- [7 NVE, «Oversikt over solkraft i Norge,» [Internett]. Available:
8] <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraft-i-norge/>. [Funnet Januar 2025].
- [7 NVE, «Status for ny vannkraftproduksjon,» [Internett]. Available:
9] <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/status-for-ny-vannkraftproduksjon/>. [Funnet Januar 2025].
- [8 NRK, «Ordfører snur om vindkraft: -Det er spennende,» [Internett]. Available:
0] https://www.nrk.no/vestfoldogtelemark/ordforer-i-bamble-snur-om-vindkraft_-_det-er-spennende-1.16279761. [Funnet Januar 2025].
- [8 Frier Vest, «Energi,» [Internett]. Available: <https://friervest.no/om-frier-vest/energi>. [Funnet Januar
1] 2025].
- [8 Drangedal Kraft, Telemark Energi, Fred Olsen Renewables, «Forsterket kraftproduksjon i Telemark,»
2] [Internett]. Available: https://tenergi.no/wp-content/uploads/2023/09/230829_Fred-Olsen_Brosjyre.pdf. [Funnet Januar 2025].
- [8 Fred Olsen Renewables, «Brunane-Luberg hybridkraftverk,» [Internett]. Available:
3] <https://fredolsenrenewables.com/all-projects/brunane-luberg/>. [Funnet Januar 2025].
- [8 NRK, «Drangedal an tjene millioner på vindkraft,» [Internett]. Available:
4] <https://www.nrk.no/vestfoldogtelemark/drangedal-kan-tjene-millioner-pa-vindkraft-1.17013171>. [Funnet Januar 2025].

- [8] NRK, «Tommel ned for vindkraft i Drangedal,» [Internett]. Available:
5] <https://www.nrk.no/vestfoldogtelemark/tommel-ned-for-vindkraftprosjektet-i-drangedal-1.17032161>.
[Funnet Januar 2025].
- [8] EnergiWatch, «Vindr dropper vindkraftprosjekt i Kragerø,» [Internett]. Available:
6] <https://energiwatch.no/nyheter/fornybar/article17618905.ece>. [Funnet Januar 2025].
- [8] Skien Kommune, «Kraftbehov og industrielle,» 09 Mai 2023. [Internett]. Available:
7] <https://skien.kommune.no/media/f2qhxg4i/presentasjon-sverre-gotaas.pdf>. [Funnet 2025 Januar].
- [8] Norsk Fjernvarme, «Fjernkontrollen Porsgrunn,» [Internett]. Available:
8] <https://www.fjernkontrollen.no/porsgrunn/>. [Funnet Januar 2025].
- [8] NRK, «Atomkraftverk sørvest for Oslo,» 6 Oktober 2008. [Internett]. Available:
9] <https://www.nrk.no/dokumentar/--statkraft-vil-bygge-atomkraftverk-1.6247181>. [Funnet Januar 2025].
- [9] NRK, «Skrinlegger planer om atomkraftverk,» 16 Oktober 2008. [Internett]. Available:
0] <https://www.nrk.no/vestfoldogtelemark/skrinlegger-planer-om-atomkraftverk-1.6267440>. [Funnet Januar 2025].
- [9] SNL, «Kapasitetsfaktor,» [Internett]. Available: <https://snl.no/kapasitetsfaktor>. [Funnet Januar 2025].
1]
- [9] NVE, «Forslag til Nasjonal Ramme for vindkraft,» 2019.
2]
- [9] NRK, «Fritzøe skoger og Norsk Hydro planlegger kjempestort vind- og solkraftanlegg,» 2024.
3]
- [9] Geisli Energi AS, «Geiteryggen,» [Internett]. Available: <https://geisli.no/Geiteryggen/index2.html>.
4] [Funnet Januar 2025].
- [9] H. Nyhus og L. Tomter, «Regjeringa varslar seks tiltak for at Noreg skal spare straum,» NRK, 04
5] Oktober 2022. [Internett]. Available: <https://www.nrk.no/vestland/regjeringa-varslar-seks-tiltak-for-at-noreg-skal-spare-straum-1.16125112>. [Funnet 05 Oktober 2022].
- [9] Olje- og energidepartementet, «Meld. St. 28 (2019-2020) Vindkraft på land - Endringer i
6] konsesjonsbehandlingen,» 19 Juni 2020. [Internett]. Available:
<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/>. [Funnet 02 November 2022].
- [9] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Konsesjonsbehandling av vindkraftverk på land,» 04 Oktober
7] 2022. [Internett]. Available: <https://nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-og-oppfoelging-av-vindkraft-paa-land/konsesjonsbehandling-av-vindkraftverk-paa-land/>. [Funnet 27 Oktober 2022].
- [9] Statsministerens kontor, «Hurdalsplattformen,» 14 Oktober 2021. [Internett]. Available:
8] <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/hurdalsplattformen/id2877252/>. [Funnet 30 Oktober 2022].
- [9] NVE, «Energieffektiviseringspotensiale i bygg med bakgrunn,» [Internett]. Available:
9] <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.nve.no%2Fmedia%2F11978>

%2Fenergieffektiviseringspotensiale-i-bygg-med-bakgrunn.pptx&wdOrigin=BROWSELINK. [Funnet Januar 2025].

[1 Grenlands Næringsforening, «Støtte til ENØK - tiltak,» [Internett]. Available:
00 <https://www.grenlandnf.no/aktuelt/nyheter/stotte-til-enok-tiltak>. [Funnet Januar 2025].
]