

Søndre Østfold IPR

Interkommunalt politisk råd



Aremark, Fredrikstad, Halden, Hvaler og Sarpsborg

Energiutredning

Hovedrapport for Søndre Østfold

Søndre Østfold IPR

Interkommunalt politisk råd



Aremark, Fredrikstad, Halden, Hvaler og Sarpsborg

15. november 2024

1. INNLEDNING	3
1.1 BAKGRUNN	3
1.2 ARBEIDSGRUPPEN OG KONTAKTPERSONER	4
1.3 TIPS TIL LESER AV RAPPORTEN	5
1.4 TAKK TIL BIDRAGSYTERE	5
2. OM ENERGIUTREDNINGEN	6
2.1 KORTFATTET BESKRIVELSE AV ENERGIUTREDNINGENS MANDAT	6
2.2 YTTERLIGERE PRESISERINGER OG AVGRENSNINGER	7
3. SAMMENDRAG	8
3.1 OPPSUMMERING AV HOVEDFUNN	8
3.2 FRAMSKRIVING AV ENERGIBEHOV	10
3.3 FRAMSKRIVING AV ENERGITYPENE	11
3.4 FRAMSKRIVING AV ENERGIPRODUKSJON	12
3.5 KJENT OG NYTT ELEKTRISK EFFEKTBEHOV I REGIONEN	14
3.6 BETRAKTNINGER RUNDT FRAMSKREVET MANGEL PÅ STRØM	15
4. UTFORDRINGER – DET STORE BILDET	16
4.1 KLIMA- OG NATURKRISENE	16
4.2 STRØMPRISER OG BEHOVET FOR MER STRØM	17
4.3 SØNDRE ØSTFOLD ER AVHENGIG AV BETYDELIG OVERFØRSEL AV STRØM I DAG	18
4.4 MANGLENDE KAPASITET I STRØMNETTET TIL STØRRE NYTT FORBRUK	19
4.5 MULIG BORTFALL AV BETYDELIG DAMPPRODUKSJON TIL INDUSTRI	20
4.6 BEVARING AV ARBEIDSPLASSE OG UTVIKLING AV NYE	21
5. INNFORING I ENERGISYSTEMET	23
5.1 ENERGISYSTEMET	23
5.2 KRAFTSYSTEMET	26
5.3 ULIKE ENERGIFORMER	30
6. HOVEDFUNN	35
6.1 BESKRIVELSE AV NÅ-SITUASJONEN	35
6.2 FRAMSKRIVING AV SITUASJONEN I 2030	38
6.3 FRAMSKRIVING AV SITUASJONEN I 2050	40
6.4 BETRAKTNINGER RUNDT FRAMSKREVET MANGEL PÅ STRØM	44
7. TEMAUTDYPING: ENERGIBEHOV OG ENERGIEFFEKTIVISERING	47

7.1 INDUSTRI – DAGENS OG NY	47
7.2 BOLIGER OG YRKESBYGG	54
7.3 VEITRANSPORT	56
7.4 ANLEGG- OG LANDBRUKSMASKINER	60
7.5 SJØTRANSPORT	61
<u>8. TEMAUTDYPING: ENERGIPRODUKSJON OG ENERGITYPE</u>	<u>63</u>
8.1 TERMISK ENERGIPRODUKSJON OG INFRASTRUKTUR	63
8.2 BIOENERGI	66
8.3 ELVEKRAFT	69
8.4 VINDKRAFT	70
8.5 SOLKRAFT	71
8.6 KJERNEKRAFT	72
8.7 HYDROGEN	72
<u>9. TEMAUTDYPING: NYTT ELEKTRISK EFFEKTBEHOV OG STRØMNETTET</u>	<u>73</u>
9.1 KJENT OG NYTT ELEKTRISK EFFEKTBEHOV I REGIONEN	73
9.2 STATUS OG VIDERE PLANER FOR STRØMNETTET I SØNDRE ØSTFOLD	74
<u>10. KOMMUNENES HANDLINGSROM KNYTTET TIL ENERGI- OG EFFEKTEFFEKTIVISERING</u>	<u>81</u>
<u>11. TAKK TIL BIDRAGSYTERE</u>	<u>82</u>
<u>12. KILDELISTE</u>	<u>83</u>

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

I oktober 2023 ble rapporten «Kraftløftet Østfold, 2023: 4» lansert av NHO og LO i samarbeid med Energidepartementet. I rapporten blir utfordringene Østfold står overfor presentert slik: «Østfold har allerede et kraftunderskudd i dag, som vil forverre seg fremover dersom det ikke bygges ut mer kraft og nett i regionen. Vi er ikke rustet til å møte klimaomstillingen og gripe mulighetene for nye grønne satsinger i industrien og næringslivet. Uten et kraftløft som øker tilgangen til fornybar energi, risikerer Østfold å tape både konkurransevne og nye grønne arbeidsplasser.»

Energiutredningen for Søndre Østfold skal gi et mer utfyllende kunnskapsgrunnlag om energisituasjonen for regionen og for hver av kommunene Sarpsborg, Fredrikstad, Hvaler, Halden og Aremark.

I motsetning til Kraftløftet som hadde et hovedfokus på behovet for økt produksjon av strøm, ser denne energiutredningen på behovet for produksjon og forbruk av både strøm og annen grønn energi.

Manglende tilgang på fornybar eller annen grønn energi er betegnet som å være den største trusselen mot næringsutvikling og mot bevaring av og etablering av nye arbeidsplasser i regionen. Det representerer også den største barrieren mot klimaomstillingen og mulighetene for å nå våre ambisiøse lokale, regionale og nasjonale klimamål.

Kommunene, fylkeskommunene og staten skal stimulere til, og bidra til reduksjon av klimagassutslipp, og til økt miljøvennlig energiomlegging. Planlegging skal sikre at kommunene bruker et bredt spekter av sine roller og virkemidler i arbeidet med reduksjon av klimagassutslipp, og bidra til avveining og samordning når utslippsreduksjon berører eller kommer i konflikt med andre hensyn eller interesser.

Lokalt har manglende tilgang på strøm for regionens industribedrifter og behovet for energiomlegging stått høyt på agendaen til industribedriftene, næringsforeninger, og også i by-kommunene og i Søndre Østfold IPR.

I styremøtet for Søndre Østfold IPR den 29. mai 2024 ble det lagt fram en sak om oppstart av en energiutredning for Søndre Østfold.

Utredning skal gi et mer utfyllende kunnskapsgrunnlag om situasjonen i regionen, og i hver av kommunene i Søndre Østfold. Arbeidet med utredningen må ses i sammenheng med, og bygge opp under utredningsarbeid og prosesser som pågår i deltakerkommunene rundt temaet energi.

1.2 Arbeidsgruppen og kontaktpersoner

Energiutredningen er gjennomført som et samarbeid mellom kommunen i Søndre Østfold IPR og Østfold fylkeskommune.

Det har vært nedsatt en arbeidsgruppe bestående av følgende personer:

Thomas Engh, prosjektleder	Sarpsborg kommune
Guro Nereng, faglig ansvarlig	Fredrikstad kommune
Maylinn Cecilie Dramstad, klimarådgiver	Sarpsborg kommune
Grete Rasmussen, klimarådgiver	Fredrikstad kommune
Martine Ringdal, klimarådgiver	Halden kommune
Erik Skarshaug Gathen, klimarådgiver	Østfold fylkeskommune

Følgende personer kan kontaktes angående energiutredningen i de respektive kommunene og fylkeskommunen:

Kontaktperson	E-post
Sarpsborg kommune: Thomas Engh Prosjektleder	thomas.engh@sarpsborg.com
Sarpsborg kommune: Maylinn Cecilie Dramstad Klimarådgiver	maylinn-cecilie.dramstad@sarpsborg.com
Fredrikstad kommune: Guro Nereng Klimarådgiver og faglig ansvarlig for energiutredningen	gurner@fredrikstad.kommune.no
Fredrikstad kommune: Grete Rasmussen Klimarådgiver	grra@fredrikstad.kommune.no
Halden kommune: Martine Ringdal Miljørådgiver	martine.ringdal@halden.kommune.no
Hvaler kommune: Hanne Kristin Reitan Kristiansen Enhetsleder areal og byggesak	haeher@hvaler.kommune.no
Aremark kommune: Bjørn Marius Sørensen Kommunedirektør	bjorn.marius.sorensen@aremark.kommune.no
Østfold fylkeskommune: Erik Skarshaug Gathen Klimarådgiver	erikg@ofk.no

1.3 Tips til leser av rapporten

Arbeidsgruppen vil gi følgende lesetips:

Start med å sette deg inn i rapporten for Søndre Østfold.

Det er her du vil finne den viktigste informasjonen om energisituasjonen i regionen, både i dag og hvordan framtiden vil kunne se ut. Det er også her du finner utdypende forklaringer om ulike temaer det kan være verdt å ha en forståelse for.

Les deretter kommunerapporten(e).

Her finner du viktige nøkkeltall for hver enkelt kommune knyttet til forbruk og produksjon av energi, men ingen informasjon om for eksempel strømnettet.

1.4 Takk til bidragsytere

Energiutredningen hadde ikke vært mulig å gjennomføre uten vesentlige bidrag og informasjon fra enkeltbedrifter og andre aktører. Disse fortjener en stor takk. En oversikt finner man i kapittel 11.

2. Om energiutredningen

Søndre Østfold interkommunale politiske råd (forkortet IPR), består av kommunene Halden, Aremark, Fredrikstad, Hvaler og Sarpsborg. Hver kommune er representert ved ordfører og en politiker fra opposisjonen. Den 29. mai 2024 besluttet Søndre Østfold IPR at det skulle gjennomføres en energiutredning for kommunene i Søndre Østfold.

2.1 Kortfattet beskrivelse av energiutredningens mandat

Nedenfor følger en kortfattet beskrivelse av energiutredningen og mandatet.

Utredningsarbeidet skal synliggjøre utfordringer, muligheter og konsekvenser av energisituasjonen på kort og lang sikt.

- På kort sikt legges årstallet 2030 til grunn. Bakgrunnen for dette er kommunale og regionale klimamål, som igjen er knyttet til FNs klimamål som Norge har forpliktet seg til å oppfylle i henhold til Parisavtalen.
- På lang sikt legges årstallet 2050 til grunn. Bakgrunnen for dette er kommunale og regionale klimamål, som igjen er knyttet til FNs klimamål som Norge har forpliktet seg til å oppfylle i henhold til Parisavtalen.

Konsekvenser for areal- og naturbruk ved ny kraftutbygging i regionen skal ikke vurderes som del av denne utredningen. Dette er forhold som er lovpålagt at skal konsekvensutredes for alle nye energiprojekter innen utbygging av vannkraft, solkraft og vindkraft, samt større strømnnettutbygginger.

Mandatet består av tre hovedpunkter:

1. *Energisituasjonen, behovet og energiformer.*

Det gjennomføres en overordnet utredning som beskriver dagens energibruk. Den skal vise et antatt behov for fornybar strøm og annen grønn energi for privathusholdninger, næringsliv, offentlig virksomheter og transport. Det skal beskrives hvilke energityper og -kilder som er aktuelle og egnet for ulike formål på kort og lang sikt. Det skal opplyses om arealeffektivitet og sesongbaserte variasjoner for ulike typer energi-produksjon, sett sammen med lagring, fleksibilitet og samspill mellom energiløsninger. Størrelsesordenen for kjente, lokale energiproduksjonspotensialer skal beskrives, både innenfor fornybar strøm og annen grønn energi.

2. *Strømnett*

Utredningen skal belyse dagens situasjon når det gjelder nettkapasitet i regionen, sett i sammenheng med kjente behov. Det skal beskrives hva som planlegges av nettselskapene på lokalt, regionalt og nasjonalt nivå for å øke nettkapasiteten.

3. *Energieffektivisering*

Utredningen skal videre ta stilling til hvilke energieffektiviserings- og fleksibilitetstiltak som kommunen selv kan gjennomføre, samt hvordan kommunen kan stimulere næringslivet og private husholdninger til å gjennomføre tiltak. Dette skal også inkludere betraktninger om tiltak som senker elektrisk effektbehov i perioder når strømnettet har høy belastning.

2.2 Ytterligere presiseringer og avgrensninger

I løpet av arbeidet med energiutredningen er det etablert noen ytterligere presiseringer og avgrensninger som bygger videre på mandatet.

Kvantifisering av energibehov til sjøfart er utelatt

For transportsektoren skulle man ideelt sett hatt med energibehovet til sjøtransport "hjemmehørende" i kommunene. Dette er utelatt fordi det ikke er gode kilder for hele regionen som kan avgrenses til hjemmehørende sjøfart, og man ville fått med en stor andel gjennomfartstrafikk som ikke bunkrer sitt drivstoff i regionen. Temaet er derimot omtalt, og noe data og energibehov er beskrevet.

Omtale av handlingsrommet til kommuner er i hovedsak utelatt

Med unntak av å svare ut mandatet om mulige energieffektiviserings- og fleksibilitetstiltak og -virkemidler, inneholder utredningen ingen gjennomgang av kommuners handlingsrom innen energifeltet. Mandatet svares ut med en enkel oversikt i kapittel 10, og i tillegg er kommunens handlingsrom beskrevet i eget notat om strømnnett.

De formelle rollene er klart definerte av lover og regelverk. Utforsking av handlingsrommet innen mer myke virkemidlene som informasjonsspredning og annen tilrettelegging vil være opp til kommunene å ta tak i videre, gjerne i samarbeid. Det brukes heller ikke spalteplass på å fortelle om hva kommunene har gjort og gjør for å feie for egen dør eller tilrettelegging og samarbeid med samfunnsaktører. Det kan slås fast at kommunene har gjort mye, og at det kan gjøres mer.

Nasjonale og internasjonale klimavirkemidler

Det er indirekte tatt høyde for at staten og Europa innfører mer ambisiøse og forsterker klimavirkemidler i perioden, for å kunne simulere og framskrive energiomstilling. Dette gjelder flere temaer og omtales nærmere i de ulike kapitlene. Sterke virkemidler for vesentlig økt energieffektiviseringstakt er ett eksempel. At fossil energi på sikt blir dyrere enn strøm og annen grønn energi er en annen vesentlig forutsetning.

Organisering av energisystemet

Energiutredningen tar utgangspunkt i dagens organisering og regulering av energisystemet. I noen tilfeller omtales mindre reguleringsendringer som er på vei.

Antakelser og metode

Til grunn for figurer og tall som vises i denne energiutredningen er det foretatt en rekke antakelser og valg om forutsetninger. De viktigste beskrives i energiutredningen, og rapporten suppleres med et metodenotat. Arbeidsgruppen har innen noen temaer benyttet lokale kilder, og presiserer at det er arbeidsgruppen som har gjort endelige vurderinger. Eventuelle feil og mangler står arbeidsgruppen for.

Beskrivelse av nåsituasjonen

I beskrivelse av nå-situasjonen er det tatt utgangspunkt i 2022-tall. Dette er valgt fordi det er siste året med mest komplette datasett for både forbruk og produksjon. For å gi en mest mulig presis beskrivelse er det enkelte steder benyttet 2023-tall der det har vært ansett som hensiktsmessig og mulig.

3. Sammendrag

3.1 Oppsummering av hovedfunn

Dette kapitlet viser nøkkeltallene for Søndre Østfold på følgende temaområder:

- Dagens energibruk (benevnt som "Nå-situasjonen" i rapporten) fordelt på forbrukergrupper og grovinndeling i energityper. Tallene som er brukt for å vise dagens situasjon, stammer fra 2022.
- Fremtidig energibehov for årstallene 2030 og 2050 fordelt på forbrukergrupper og grovinndeling i energityper
- Dagens maksimale strømbehov sammenliknet med dagens maksimale elvekraftproduksjon om vinteren.

Mer utfyllende informasjon finner man i de ulike temautdypingene, kapittel 7-9.

Når det gjelder energiforbruk har Søndre Østfold i dag et forbruk på ca. 7 100 GWh per år. Av dette forbruket er:

- Ca. 2 100 GWh fossilt (30 % andel)
- Ca. 3 700 GWh strøm (50 % andel)
- Ca. 1 300 GWh annen grønn energi (20 % andel)

I Søndre Østfold er det i dag en produksjon av energi på ca. 1 900 GWh per år. Dette er fordelt på:

- Ca. 1 100 GWh elvekraft (60 % andel)
- Ca. 600 GWh industridamp fra avfallsforbrenning (30 % andel)
- Ca. 100 GWh fjernvarme (5 % andel)
- Ca. 100 GWh biogass (5 % andel)

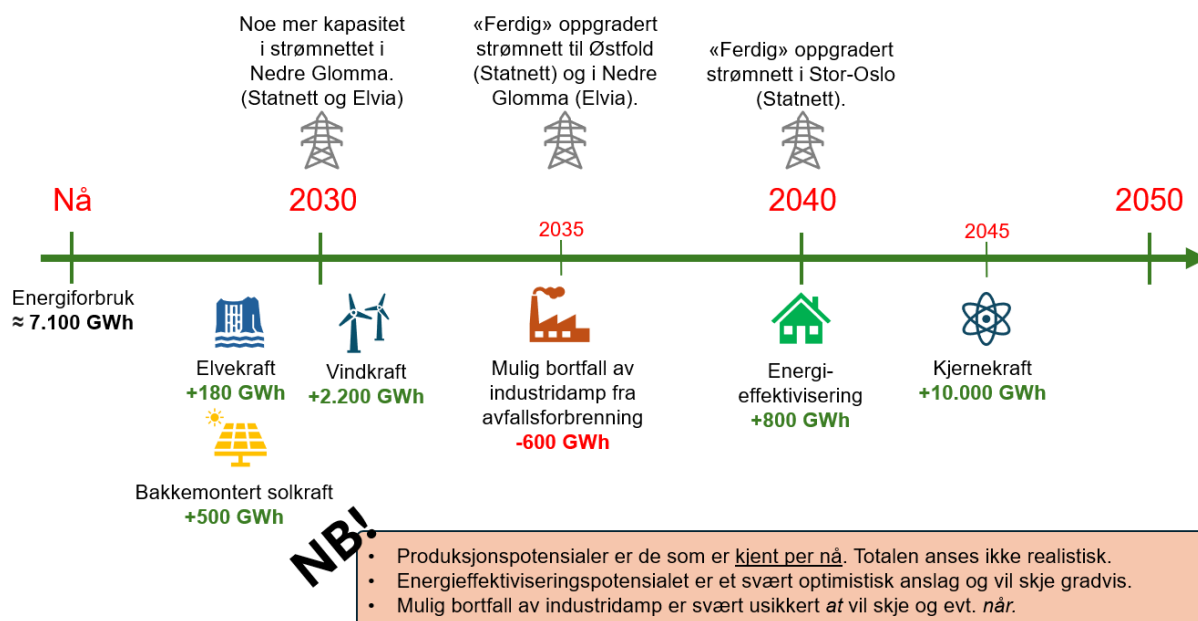
Det er viktig å understreke at Søndre Østfold i dag har en maksimal, momentan elvekraftproduksjon om vinteren som kun tilsvarer 12 % av det maksimale, momentane strømbehov på vinteren. Dette betyr at Søndre Østfold-regionen er helt avhengig av å få overført strøm fra andre områder.

Det framskrevne strømbehovet i regionen er som følger:

- I 2030 på 4 500 GWh (økning på 20 %)
- I 2050 på mellom 4 900 og 10 500 GWh (økning på mellom 30 % -180 %), avhengig av tilveksten av ny kraftkrevende industri.

Nedenstående tidslinje (figur 3.1) illustrerer når kjente tiltak og potensialer for ny energiproduksjon som kan utgjøre en signifikant endring i energisituasjonen i Søndre Østfold, er mulig gjennomførbare. Et mulig bortfall av store energimengder er også inkludert.

Etter illustrasjonen kommer en mer utfyllende informasjon om tiltakene og potensialene for ny energiproduksjon.



Figur 3.1: Tidslinje med kjente tiltak og potensialer for ny energiproduksjon i Søndre Østfold mot 2050.

Ny kraftproduksjon (solkraft, elvekraft, vindkraft, og kjernekraft)

Basert på de planlagte kraftutbyggingsprosjektene som er gjort kjent for kommunene i Søndre Østfold, kan det i et 2030-perspektiv legges til rette for opptil 2 900 GWh i ny strømproduksjon. Dette er hovedsakelig prosjekter knyttet til utbygging av vind- og solkraft, og noe elvekraft.

Det gjøres oppmerksom på at det anses ikke realistisk at all kjent vindkraft realiseres. Flere av prosjektene, dersom de realiseres, vil mest sannsynlig kunne være ferdigstilt et sted mellom 2030 og 2035, selv om best case vil være rundt 2030. Disse prosjektene er i denne utredningen definert som gjennomførbare prosjekter i et 2030-perspektiv slik at de i den videre energiutredningen inkluderes i figurene for 2030. Arbeidsgruppen mener det vil være misvisende å synliggjøre prosjekter som eventuelt blir gjennomført rett etter 2030 først i 2050.

Kjernekraft har den senere tid blitt trukket frem som en energikilde som Norge bør vurdere å ta i bruk. Ifølge Institutt for energiteknikk (IFE) kan kjernekraft tidligst være et reelt alternativ som en del av det norske energisystemet i 2040. Mest sannsynlige scenario er et sted mellom 2040 og 2050. Kjernekraft er altså ikke et reelt alternativ for ny kraftproduksjon for å bidra til å løse utfordringene vi står ovenfor på kort sikt.

Mulig bortfall av energi

Søndre Østfold risikerer et bortfall av industridamp fra avfallsforbrenning på nesten 600 GWh. Dette skyldes at klimavirkemidler sammen med markedsmekanismene i avfalls-markedet i ferd med å senke lønnsomhet og kanskje mengde damp. Arbeidsgruppen understreker at mulig bortfall av industridamp er svært usikkert at vil skje og evt. når. Dersom bortfallet inntreffer, vil energimengden måtte erstattes, med de behov og utfordringer det innebærer.

Oppgradering av nett

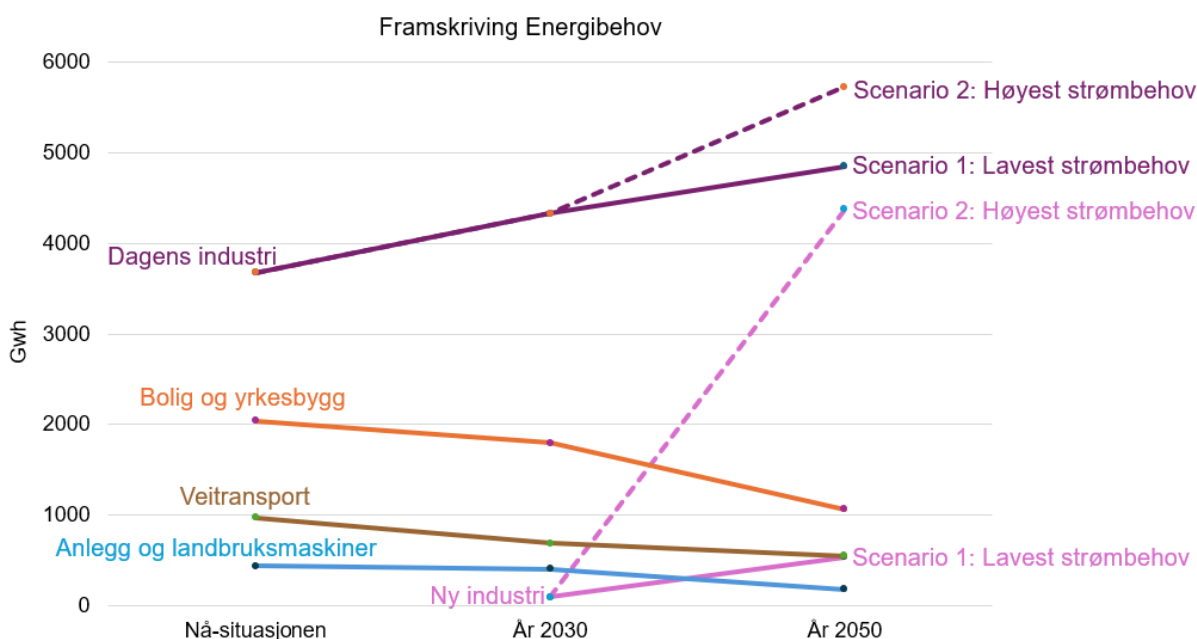
Søndre Østfold kan forvente en gradvis oppgradering av transmisjons- og regionalnettnettet slik at overføringskapasiteten av strøm til regionen forbedres. Full oppgradering av nettet er forventet ferdig i 2040. Arbeidsgruppen gjør oppmerksom på at anslagene for når planlagte oppgraderinger i strømmettet til og i regionen er ferdig oppgradert er beheftet med usikkerhet.

Energieffektivisering

Energieffektivisering i figuren representerer et svært optimistisk potensial for boliger og yrkesbygg. Realisering av dette potensialet krever betydelig opptrapping av statlige økonomiske virkemidler. Videre vil en effektiv oppgradering av byggenes energi-effektivisering først skje når byggene har behov for mer omfattende rehabilitering. Dette betyr at energieffektivisering i boliger og bygg vil ha en naturlig «treghet». Arbeidsgruppen har derfor anslått at energieffektivisering vil få en stor betydning på energisituasjonen nærmere 2040. Effekten i spart energi vil da være på ca. 800 GWh. Energieffektivisering i industri er ikke kvantifisert separat i studien, men inkluderes i framskrivninger for industriens energibehov. Dette vises ikke i figur 3.1, men i figurer i kapittel 7.1.1.

3.2 Framskrivning av energibehov

Figur 3.2 viser framskrevet energibehov for dagens industri, ny industri, boliger og yrkesbygg etter energieffektivisering og bruk av sol på byggs tak, veitransport og anleggs- og landbruksmaskiner.



Figur 3.2: framskrevet energibehov for dagens industri, ny industri, boliger og yrkesbygg etter energieffektivisering og bruk av sol på byggtak, veitransport og anlegg og landbruksmaskiner

For dagens industri og mulig ny industri er det laget to scenarier med utgangspunkt i strømbehovet: Scenario 1: Lavest strømbehov og scenario 2: Høyest strømbehov. Hva som er realistisk å få av ny kraftkrevende industri vil avgjøres utelukkende av tilgangen på strøm. I høyscenarioet er det lagt inn en kraftintensiv bedrift på Viken Park i Fredrikstad, datasenter

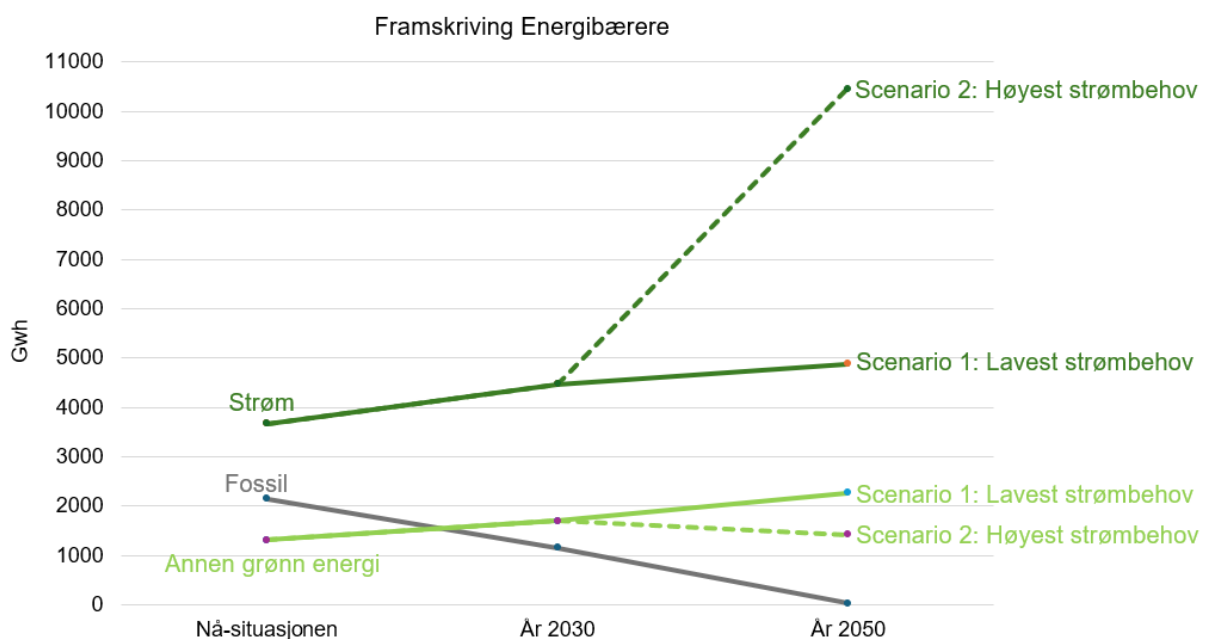
eller batterifabrikk på Hasle i Sarpsborg og produksjon av syntetisk drivstoff i Halden (sistnevnte knyttet til eksisterende industri). Energibehovet for dagens industri er noe underestimert ettersom data om planer for bruk av bioenergi ikke har vært kvantifisert fra alle industriaktørene som har bidratt med informasjon.

Bolig og yrkesbygg har et stort energieffektiviseringspotensial, men realisering vil kreve en økning på mellom 3-4 milliarder kroner i økonomiske statlige støtteordninger, samt innføring av grønne lån og andre regulatoriske virkemidler.

Veitransporten forventes å bli både helt fossilfri i 2050 og gradvis mer energieffektiv gjennom innføring av kjøretøy med nye drivlinjer. Dette fordi de nye drivlinjene, særlig batterielektriske kjøretøy, er mer energieffektive enn den tradisjonelle forbrenningsmotoren.

3.3 Framskrivning av energitypene

Figur 3.3 viser den samme framskrivningen som i forrige figur, men nå fordelt på energitypene strøm, annen grønn energi og fossil energi.



Figur 3.3: framskrivning av energitypene fordelt på strøm, annen grønn energi og fossil energi.

Bruken av fossil energi forventes halvert innen 2030, og å være nært faset ut innen 2050. Deler av industrien vil antakelig ha behov for å kunne veksle på noe fossil energi til tider også i et 2050-perspektiv.

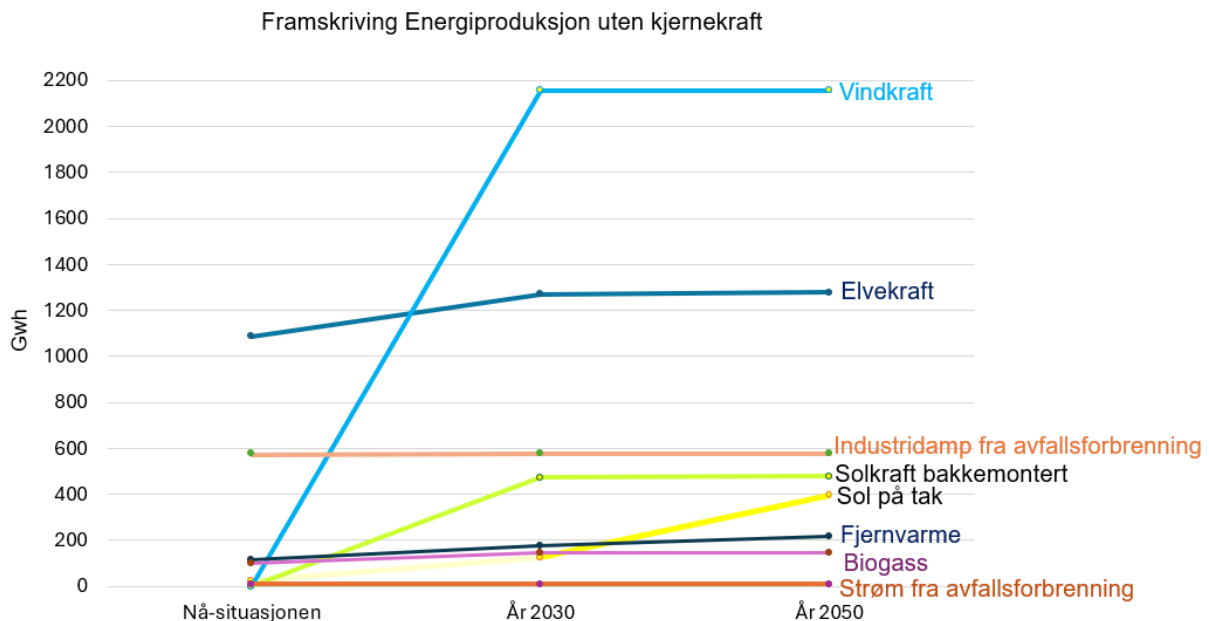
Behovet for strøm forventes å øke med i overkant 1 000 GWh fra i dag mot 2050 i et lavscenarioperspektiv, men godt over 6 000 GWh i et høyscenarioperspektiv.

Annen grønn energi er generelt underestimert i begge scenarier, men likevel antatt å øke med ca. 1 000 GWh fra dagens nivå i scenariet med lavest strømbehov, og være på dagens nivå i et høyscenarioperspektiv. Årsaken til dette er først og fremst at det er modellert at

energien fra avfallsforbrenningsanleggene ikke lenger benyttes i scenario "Høyest strømbehov".

3.4 Framskrivning av energiproduksjon

Figur 3.4 viser framskrivning av mulig ny energiproduksjon i regionen uten kjernekraft.



Figur 3.4: Framskrivning av mulig ny energiproduksjon i regionen uten kjernekraft.

I et 2030-perspektiv vil vindkraft kunne produsere opptil 2 200 GWh med strøm og være den produksjonsformen som tilfører mest strøm, og også være den energiproduksjonen som bidrar mest på vinterhalvåret når forbruket er størst. Det er dog viktig å påpeke at i de aller kaldeste dagene på vinteren er det ofte vindstille. Søndre Østfold vil derfor være helt avhengig av et robust strømnnett for å få tilgang på tilstrekkelig strøm.

Bygging av nytt elvekraftverk i Sarpsfossen vil bidra til ca. 180 GWh i årlig ny produksjon (vises i 2030). Etter utbyggingen av Sarp 2 gjenstår det kun mindre oppgraderinger av et eksisterende kraftverk og eventuelt utbygging av et lite kraftverk i Tista (vises i 2050). Øvrige elvekraftverk i regionen er allerede oppgradert.

Bakkemontert solkraft er ventet å gi ca. 500 GWh i 2030. Det er ikke simulert nye bakkemonterte anlegg utover de som er kjente initiativer i dag.

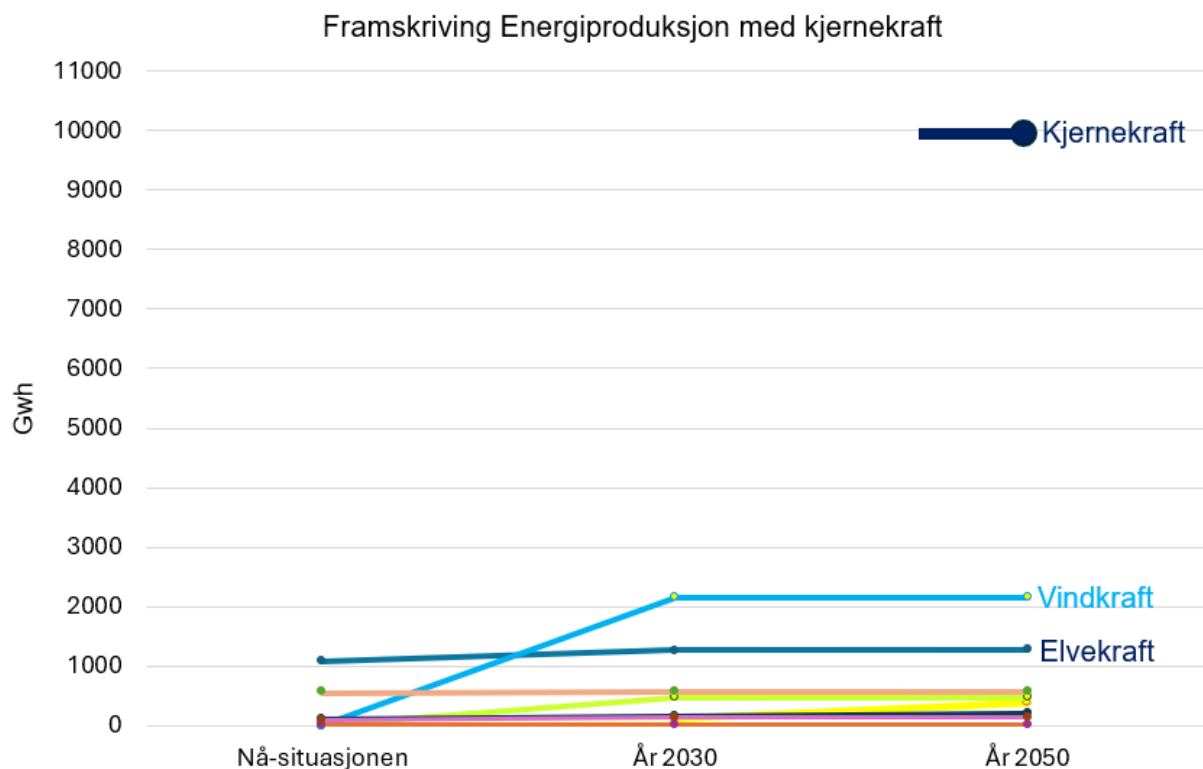
Sol på tak vil isolert sett ha liten innvirkning i et 2030-perspektiv, men er antatt å være betydningsfullt i årene mot 2040 og senere. Stor utnyttelse av sol på tak i boliger og yrkesbygg er en forutsetning for å realisere resultatene om redusert kjøpt strøm i sektoren.

Søndre Østfold vil ha betydelige mengder overskuddsvarme fra industrien og renseanlegg, men det er både krevende å kartlegge og å utnytte denne overskuddsvarmen. Utnyttelse krever at noen i nærheten kan nyttiggjøre seg den, eller at den kan brukes til fjernvarme på

en økonomisk lønnsom måte. Det er lagt til grunn en økning i fjernvarmeproduksjon og -bruk i tråd med kjente planer. Med noen unntak er det ikke gått i dybden på energikilder.

Biogassproduksjon har et stort uutnyttet potensial, men det er vanskelig å tallfeste dette potensialet. Framskrivningen i energiproduksjon fra biogass er lagt inn med en liten økning fra nå-situasjonen på 100 GWh til 145 GWh i 2030 basert på kjente planer om økt produksjon i regionen. Utviklingen etter 2030 har ikke vært mulig å estimere. Framskrivningen av biogass etter 2030 er derfor holdt på 2030-nivået.

Figur 3.5 viser framskrivning av mulig ny energiproduksjon i regionen med kjernekraft.



Figur 3.5: Framskrivning av mulig ny energiproduksjon i regionen med kjernekraft

Den teknologien som i dag løftes mest fram som en løsning er små modulære reaktorer (SMR) blant annet fordi målet er serieproduksjon og kostnadseffektivitet. Arbeidsgruppen understreker at denne teknologien er umoden og at slike reaktorer verken blir serieprodusert eller har blitt kommersialisert.

Ved en eventuell innføring og bruk av SMR-reaktorer i Norge, er det usikkert hvorvidt det blir opp til hver enkelt kommune å avgjøre hvor slike reaktorer geografisk bør plasseres. For å være tro og konsekvent til mandatet for energiutredningen, har arbeidsgruppen valgt å forholde seg til caset som Halden Kjernekraft AS utvikler med tanke på etablering i kommunen. I dette caset er det lagt opp til en utbygging av fire SMR-reaktorer som hver har 300 MW elektrisk effekt. Dette vil gi en årlig produksjon av strøm på 10 000 GWh.

3.5 Kjent og nytt elektrisk effektbehov i regionen

Behov for ny eller økt nettilknytning må prosjekteres og etterspørres i form av det største effektbehovet for strøm, altså det største momentane behovet. Et overslag over nytt, kjent effektbehov i regionen som ikke har reservasjon **ca. 570 MW**. Dette behovet omfatter både nye og eksisterende bedrifter.

I denne utredningen er det estimert også utvikling av per nå ukjente industriprosjekter. Disse representerer et ytterligere effektbehov fra ca. 40 MW (Scenario 1: Lavest strømbehov) til ca. 240 MW (Scenario 2: Høyest strømbehov).

Til sammenlikning er dagens målte maksuttak i Nedre Glomma ca. 560 MW og Halden ca. 210 MW.

3.5.1 Strømnettet

Nå-situasjonen

Strømnettkapasiteten *inn til* og dernest *internt i* deler av Søndre Østfold er begrenset. Imidlertid har Statnett relativt nylig tilgjengeliggjort mer effekt i området. Halden-aktører har gjennom dette gode muligheter for å reservere kapasitet med modne prosjekter, siden Halden ligger nær transmisjonsnettet.

I Nedre Glomma-regionen er strømnettet i praksis fullt og kan ikke dekke store nye behov. Forsterkinger er under planlegging og gjennomføring, og vil realiseres trappevis.

Det er først og fremst større ny enkeltprosjekter, det være seg elektrifisering av eksisterende industri, eller etablering av ny, som er utfordrende. Økt behov til «vanlig forbruk» skal nettselskapene ha tatt høyde for og reservert.

2030

Nedre Glomma: Statnett skal øke transformasjonskapasiteten i Hasle Trafo, som kan betraktes som «porten» til regionalnettet i Nedre Glomma. Dette ventes ferdigstilt innen 2030. Da kan mer strøm transformeres ned på spenningsnivået til regionalnettet. Parallelt skal Elvia utbedre deler av regionalnettet her slik at noe mer strøm kan distribueres i Nedre Glomma.

Ca. 2030-2035

Statnett planlegger å ferdigstille forsterkninger *inn til* Søndre Østfold-regionen, samtidig skal Elvia fortsette å oppgradere strømnettet i Nedre Glomma. Først når dette er ferdigstilt vil man få ny kapasitet av betydning. I energiutredningen gjøres en forsiktig tilnærming med å legge til grunn at dette er ferdig først i 2035.

Ca. 2035-2040

I denne perioden vil Statnett etter planene ha oppgradert hele nettet på og inn til Østlandsområdet, noe som vil styrke overføringskapasiteten til Søndre Østfold ytterligere. Statnett peker dessuten på at en del tiltak ellers i landet også handler om å kunne overføre mer kraft til Østlandet.

Etter 2040

Statnett har per nå ikke konkrete planer for området etter 2040, men avhengig av etterspørselen framover vil det vurderes ytterligere transformatorstasjon i Østfold og andre tiltak. Det er rimelig å anta at behovene i scenario «Høyest strømbehov» er i størrelsesordenen for å utløse dette.

3.6 Betrachninger rundt framskrevet mangel på strøm

I kapitel 6.4 Betrachninger rundt framskrevet mangel på strøm, gjøres det oppmerksom på at man skal være ytterst forsiktig med å vurdere enkeltkommuners eller enkeltregioners energi- og strømbehov opp mot lokal/regional energi- og strømproduksjon. Dersom man likevel skal gjennomføre en slik øvelse, tjener dette kun til å få begrep om hvilke størrelser det er snakk om. Arbeidsgruppen oppfordrer derfor leseren til å lese kapitel 6.4 i sin helhet.

Søndre Østfold-regionen har i nåsituasjonen behov for ca. 2 500 GWh mer strøm årlig enn det som produseres regionalt, altså differansen mellom behov og produksjon. Årlig strømproduksjon og -behov gir imidlertid ikke et fullstendig bilde, ettersom elvekraftverkene produserer minst når etterspørselen er høyest. På vinteren er effektbehovet mer enn 8 ganger så høyt (700 MW) som den momentane vinterproduksjonen ved lav vannføring (80 MW).

Følgende sentrale forenklinger gjøres for å kunne peke på anslag for manglende, årlig strøm i regionen for 2030- og 2050-scenariene:

- Ingen ny strømproduksjon realiseres i regionen.
- At alle forutsetninger på *forbrukssiden* slår til, inkludert et svært ambisiøst omfang av energieffektiviseringstiltak i boliger og yrkesbygg, som særlig gjør utslag i 2050.
- At de antatte energimengdene i data og figurer med «annen grønn energi» vil implementeres og dermed avlaste behovet for strøm, sammenliknet med ellers. Det tas ikke stilling til om denne produseres lokalt eller tilføres regionen.

Gitt disse forenklingene vil vi mangle følgende strømmengder i Søndre Østfold-regionen:

- 2030: Ca. 3 300 GWh
- 2050, Scenario 1 - Lavest strømbehov: Ca. 3 800 GWh
- 2050, Scenario 2 - Høyest strømbehov: Ca. 9 300 GWh

Dette er altså strømbehovet over året totalt. Hadde man satt opp det momentane fremtidige strømbehovet, effektbehovet, opp mot mulig momentan vinterproduksjon ville bildet vært enda mer alvorlig.

4. utfordringer – det store bildet

Søndre Østfold-regionen har utfordringer som vi deler med resten av verden og noen utfordringer som er særegne for Østlandsregionen. Her pekes det på de vesentligste relatert til energi.

4.1 Klima- og naturkrisene

Verden står overfor to store utfordringer som henger tett sammen, klimakrisen og naturkrisen. Utslipp av klimagasser fører til global oppvarming. Den globale oppvarmingen medfører endringer og ødeleggelse av økosystemer og tap av biologisk mangfold. Reduseres den globale oppvarmingen, vil dette være med på å løse naturkrisen.

Naturen trues også av menneskelig nedbygging. Naturen er i seg selv et naturlig karbonlager, og fanger CO₂ fra atmosfæren. I tillegg er en robust natur med stort biomangfold helt nødvendig for at vi skal kunne motstå klimaendringene. På denne måten forsterker de to krisene hverandre, og den ene kan ikke løses uavhengig av den andre.

For å redusere utslippene av klimagasser, må bruken av fossil energi reduseres. Produksjonen av fornybar og grønn energi må økes kraftig for at dette skal være mulig. Flere av fornybarløsningene, som sol- og vindkraft, krever store arealer. Ofte er det uberørte naturarealer som bygges ned, noe som igjen medfører negative virkninger for naturmangfoldet. Inntil det kommer mindre arealkrevende grønne eller fornybare energiformer på banen, vil man i vurderingen av ny energiproduksjon måtte avveie lokale konsekvenser for naturen opp mot globale klimavirkninger.

4.1.1 Klimakrisen og forpliktelser

Klimaendringene er en realitet. Globalt opplever vi flere og mer ekstreme værhendelser som hetebølger, flom, tørke og stormer som knyttes til menneskeskapt klimaendring og som ikke kan forklares med naturlige klimasvingninger. Klimakrisen er nært knyttet til fossil energibruk. Det viktigste verdenssamfunnet kan gjøre for å begrense klimaendringene er å slutte å bruke fossil energi.

I Parisavtalen har verdenssamfunnet blitt enige om å begrense den globale oppvarmingen til godt under 2 grader, og helst under 1,5 grader, i forhold til førindustriell tid. Norge har forpliktet seg til å redusere klimagassutslippene med minst 55 % innen 2030, sammenlignet med 1990-nivået. Dette er et mål vi skal nå i samarbeid med EU som har samme mål. De globalt forpliktende målene per nå er ikke i tråd med 1,5 grader. Norge har også mål om å kutte 90-95 % av klimagassutslippene innen 2050. Begge målene er lovfestet i Klimaloven.

Sarpsborg, Fredrikstad og Halden har satt sine klimamål for kommunesamfunnet i tråd med Parisavtalen: Sammenliknet med 2016 skal klimagassutslippene reduseres innen 2030 som følger:

Sarpsborg:	Minst 50 %
Fredrikstad:	Minst 60 %
Halden:	Minst 60 %

Disse tre kommunene har samme intensjon for klimamålet for 2050, men det er litt ulikt formulert. De kan sammenfattes som følger: Kommunesamfunnet skal bidra til at Østfold-regionen oppnår netto null CO₂-utslipp innen 2050 ved både kraftig å redusere utslippene og øke opptakene av CO₂.

Hvaler kommune har en litt eldre klimaplan (før Parisavtalen) som sier at Hvaler skal være en klimanøytral kommune i 2030. Aremark har ikke vedtatt tallfestet klimamål, men skal ha som mål å etterleve FNs bærekraftsmål, og arbeide for å redusere kommunens klimaavtrykk.

For å bidra til å løse klimakrisen er det avgjørende at energisystemet i raskere tempo omstilles bort fra fossilt til grønn energi og at energieffektiviteten økes. Manglende tilgang på fornybar eller annen grønn energi representerer den største barrieren mot klimaomstillingen lokalt, inkludert manglende overføringskapasitet i strømmettet.

4.1.2 Naturkrisen og forpliktelser

Alt i naturen henger sammen og utgjør et samspill. På grunn av blant annet menneskelig aktivitet og klimaendringer, utrykkes arter hvert år. Man vet enda ikke hvilken rolle mange av disse artene har i samspillet, og det er derfor vanskelig å si hva som blir den endelige effekten. Med bakgrunn i krisen naturen står ovenfor, kalte FN inn til naturtoppmøte med mål om at det skulle underskrives en historisk naturavtale.

Naturtoppmøtet, COP15, ble avholdt i Montreal i desember 2022. Norge var med på å utforme og signere denne avtalen. I avtalen står det blant annet:

«Uten akutt handling, per denne avtalen, vil man se en videre opptrapping i verdens hastighet når det gjelder utryddelse av arter, som allerede er minst titalls til hundrevis av ganger høyere enn den har vært gjennomsnittet i løpet av de siste ti millioner årene».

Klimaendringer, arealendringer og forurensning er listet opp som noen av hovedtruslene mot naturmangfoldet. Avtalen består av fire mål med 23 delmål, som alle signerende land forpliktet seg til å nå innen 2023. Et av hovedpunktene Norge har forpliktet seg til er at 30 % av all natur på land skal vernes innen 2030. Samtidig skal 30 % av hav, sjøer og elver bevares eller vernes, og 30 % av ødelagt natur skal restaureres innen 2030. (FN sambandet, 2023)

4.2 Strømpriser og behovet for mer strøm

Framover vil etterspørselen etter strøm øke i Norge, både som en følge av klimaomstillingen vekk fra fossil energi, og behovene til nye bedrifter. Strømprisen påvirkes av mange forhold. Imidlertid kommer man ikke utenom at økt behov for strøm gjennom strømproduksjon sammen med energieffektivisering i takt med økt behov vil bidra til å holde strømprisene relativt sett lave (Bjartnes, Ursin, Michelsen, & Skaugen, 2023). Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) anslår i rapporten "Scenarier for kraftmarkedet 2024" at kraftprisen kan øke med 7-10 øre/kWh innen 2030 dersom elektrifiseringen intensiveres uten at man samtidig bygger ut ny kraftproduksjon eller energieffektiviserer (Aurdal, 2024).

Noen aktuelle løsnings innvirkning på strømpris

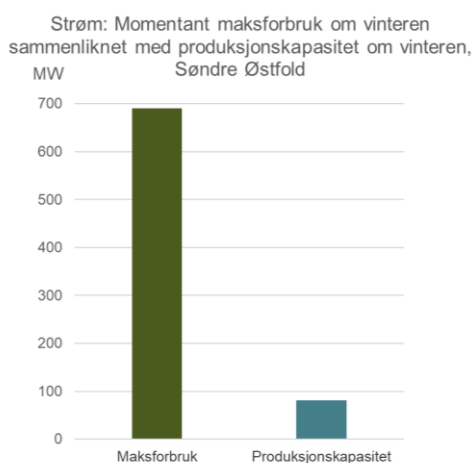
Regional vind- og solkraftproduksjon vil bidra i dette nasjonale bildet for å holde strømprisen lavere enn uten denne energiproduksjonen. Ikke-regulerbar kraft vil samspille med de regulerbare vannkraftmagasinene i landet. Regional energieffektivisering vil også bidra.

4.3 Søndre Østfold er avhengig av betydelig overførsel av strøm i dag

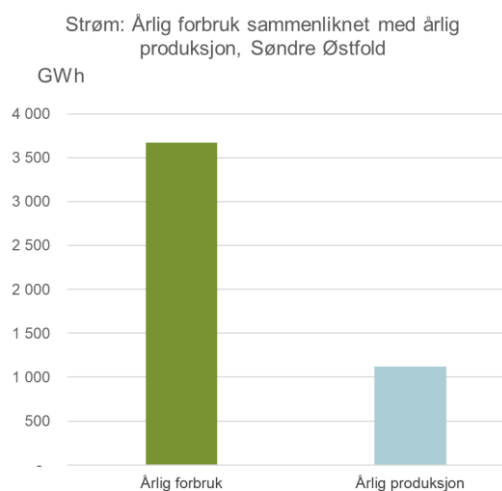
Forbruket av strøm svinger gjennom året, med høyest forbruk i vinterhalvåret og lavest i sommerhalvåret. Dette skyldes at strøm i stor grad benyttes til oppvarming, og dermed øker strømforbruket når temperaturen faller.

Norges store vannkraftmagasiner løser denne utfordringen. Her kan strømproduksjonen raskt styres opp og ned, i tillegg til at vannet kan lagres til tider med stort strømbehov. I perioder der det bør holdes igjen i vannkraftmagasinene, kan strøm importeres fra naboland. I Østfold har vi ikke slike regulerbare vannkraftmagasiner. Elvekraft i Glomma og i Haldenvassdraget er regionens største strømkilde, med marginale muligheter for regulering. Elvekraftdemningene kan lagre noe vann over timer og døgn, men dette er ikke i nærheten av funksjonaliteten til de store vannkraftmagasinene i andre deler av Norge.

Elvekraften er en av årsakene til at det er mye industri i nettopp Sarpsborg, Fredrikstad og Halden. Den produserer en betydelig mengde strøm vår, sommer og høst. Om vinteren er imidlertid vannføringen i elvene lav. Elvekraftverkene produserer altså minst når behovet er størst. Dette vises tydelig i figur 4.1 der momentant maksbehov for elektrisk effekt sammenliknes med maksimal momentan vinterproduksjon i Søndre Østfold. Dette danner et reelt og mer alvorlig bilde av regionens behov for tilførsel av strøm fra andre områder enn det som kommer fram når man sammenlikner årlig strømproduksjon og årlig strømforbruk, slik det gjøres i figur 4.2.



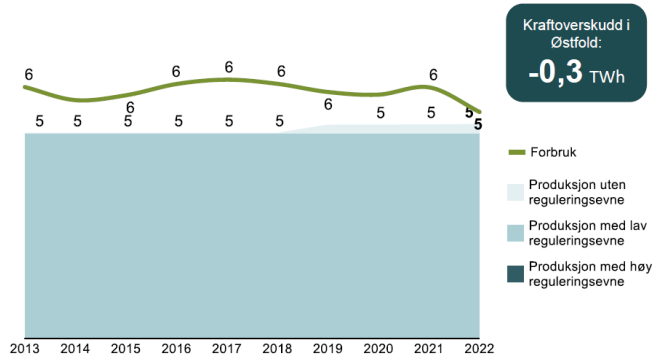
Figur 4.1: Momentant maksforbruk av strøm om vinteren, sammenliknet med momentan produksjonskapasitet for strøm om vinteren i Søndre Østfold. Kilder: Elvia og kraftverk.



Figur 4.2: Årlig strømforbruk og årlig strømproduksjon, Søndre Østfold. 2022 justert for lokale aktørers endringer. Kilder: SSB, NVE og regionale aktører.

Kraftoversikt i Østfold: Kun to kommuner har et produksjonsoverskudd

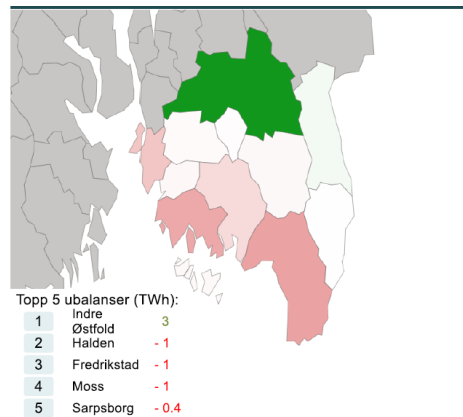
Kraftoversikt i Østfold 2022 (TWh):
Normalårsproduksjonen har historisk ligget under forbruket



Kilde: SSB og NVE

Figur 4.3: Kraftløftets framstilling av årlig kraftoversikt. Kilde: Kraftløftet Østfold-presentasjon.

Kart over kraftbalanse per kommune
- Indre Østfold står for hoveddelen av kraftproduksjonen



Søndre Østfold-regionen er derfor helt avhengig av at transmisjonsnettene frakter strøm inn fra andre regioner med stabil og regulerbar strømproduksjon. Søndre Østfold er altså avhengig av en kraftproduksjon og infrastruktur som har medført areal- og naturinngrep i andre deler av Norge og i naboland.

Aktuelle løsnings innvirkning på momentant produksjonspotensial

Energieffektiviseringstiltak på bygningskropp og bruk av bioenergi vil virke i den kaldeste perioden. Økt bruk av fjernvarme vil også i hovedsak avlaste strømmettet om vinteren. Vindkraftproduksjon vil statistisk sett være størst på vinteren og matche godt når forbruket er stort. Men det vil være perioder om vinteren med høytrykk og uten vind og dermed ingen eller lite produksjon. Da vil igjen strømmettet utgjøre den alternative strømtilførselen.

Dersom kjernekraft på sikt etableres, vil den bidra med stabil strømproduksjon også i den kaldeste perioden og timen ettersom denne produksjonen er væruavhengig.

4.4 Manglende kapasitet i strømmettet til større nytt forbruk

Strømmettkapasiteten *inn til* og dernest *internt i* deler av Søndre Østfold er begrenset. Det er først og fremst større enkeltprosjekter, det være seg elektrifisering av eksisterende industri, eller etablering av ny, som er utfordrende. Økt behov til «vanlig forbruk» skal nettselskapene ha tatt høyde for og reservert. Nettselskapene på alle nivå i Søndre Østfold-regionen praktiserer å reservere kapasitet, men det tas forbehold i energiutredningen om omfang siden definisjonen av «vanlig forbruk» er under.

Dette innebærer at så lenge det i Hvaler og Aremark utvikles bedrifter innen tjenesteytende sektor eller andre med lavt effektbehov, så skal ikke det by på utfordringer. Det vil muligens trenge mindre, relativt raske, utbedringer på det laveste nettnivået. Det skal nevnes at man i

Aremark har opplevd at potensiell bakkemontert solkraft har fått nei på grunn av begrensninger i strømmettet for å frakte strøm ut til områder med behov.

Inn til og internt på høyeste nettnivå (transmisjonsnettet som er strømmettets motorvei) i Søndre Østfold, er det behov for oppgraderinger. Samtidig har eieren, Statnett, relativt nylig tilgjengeliggjort mer effekt. Halden-aktører har gjennom dette gode muligheter for å reservere kapasitet med modne prosjekter, siden Halden ligger nær transmisjonsnettet.

Etter at dette nye volumet blir reservert, presumtivt av aktører nær transmisjonsnettet, er det ikke før fram mot 2035 at kapasiteten *inn til* Søndre Østfold blir utbedret, og for hele Østlandsområdet er nettet forventet ferdigstilt i 2040.

Det er verre stilt i Nedre Glommaregionen. Der er strømmettet i praksis fullt og kan ikke dekke de større behovene. Framtidig oppgradering vil komme trappevis. Rundt 2030 vil noe kapasitet tilgjengeliggjøres, men det er først mellom 2030 og 2035 at man vil få ny kapasitet av betydning.

Dette har konsekvenser for dagens industri og etableringen av nye næringer. I dag ønsker industrien å fase ut bruken av fossil energi, men på grunn av manglende kapasitet i strømmettet blir bedriftene tvunget til å bruke fossil energi framover.

Merk at når det fastslås at det ikke er kapasitet til *større nytt* forbruk, så er det noen prosjekter under planlegging som ligger inne som reservert. Det gjelder både noen nye og eksisterende virksomheter. Dette utdypes mer i kapittel 9.1.

4.5 Mulig bortfall av betydelig dampproduksjon til industri

Delkapittel 4.2 til 4.4 har i all hovedsak handlet om strøm. I energisystemet i Søndre Østfold samvirker dette med annen form for energi. Noe er fossil energi, noe er bioenergi, og en god del er energigjenvinning fra avfallsforbrenning i Sarpsborg og Fredrikstad.

De fire avfallsforbrenningsanleggene i Sarpsborg og Fredrikstad produserer betydelig energi i form av damp til industri, og for Fredrikstads del også til fjernvarme. I figurene 4.4 og 4.5 vises energimengdene sammenliknet med totale energibehov. Energigjenvinning fra avfallsforbrenning dekker henholdsvis 11 % og 14 % av energibehovet i de to byene. Ser man kun på industriens energibruk dekker avfallsforbrenning 17 % av sektorens energibehov i Sarpsborg, og ca. 40 % av energibehovet til Fredrikstadindustrien.



Figur 4.4 og 4.5: Andelene som energigjenvinning fra avfallsforbrenning utgjør av det totale energibehovet i Sarpsborg og Fredrikstad. Energi til sjøfart er utelatt fra det totale energibehov, som i energiutredningen for øvrig.

Nasjonale og internasjonale klimavirkemidler (karbonkostnader) er, sammen med markedsmekanismene i avfallsmarkedet, i ferd med å senke lønnsomhet og dermed høyst sannsynlig mengde damp som produseres fra avfallsforbrenning. Et utfall kan være at anleggene må legges ned. Dermed må denne betydelige mengden energi erstattes.

Fredrikstad-industrien kan da bli innelåst med fossil energi som eneste alternativ i en periode uten tilgang til mer strøm. Blir den fossile energien dyr sammenliknet med fornybar, kan lokale bedrifter tape marked til konkurrenter og i ytterste konsekvens måtte legges ned. Dette er altså en ytterligere form for «fossil-innlåsing», i tillegg til den omtalt i forrige kapittel. Samtidig må man finne ny primær- og back up-kilde til fjernvarmen i Fredrikstad. Alt dette vil være svært utfordrende for Fredrikstadsamfunnet. Det vil antakelig være enklere for Sarpsborgindustrien å finne alternativer til avfallsdamp på grunn av mulighetene til å utnytte ulik bioenergi, og utsiktene til å få tilgang til mer strøm på spesielle vilkår. Dermed er ikke situasjonen potensielt like alvorlig i Sarpsborg som i Fredrikstad.

I et lokalt og regionalt samfunnsperspektiv er det betimelig å spørre om rammevilkårene fører til rett ressursbruk. I lang tid framover vil forbrenning være eneste behandlingsalternativ for noen avfallstyper. I en region med lav strømproduksjon og strømnetskapasitet er det et paradoks at nasjonale og internasjonale rammevilkår kan føre til at bedriftene kan bli tvunget til å ta suboptimale valg med tanke på helhetlig ressursutnyttelse. Fra et bedriftsøkonomisk perspektiv kan slike valg imidlertid vise seg rasjonelle.

Her står vi potensielt overfor to onder; Energien vil måtte erstattes regionalt, samtidig som avfallet som ressurs vil brennes et annet sted, sannsynligvis med lavere utnyttelse av energien.

Dersom avfallsforbrenningsanleggene består, vil anleggene før eller siden måtte etablere karbonfangst. Også her gir treghet i innføring av rammevilkår stor usikkerhet både for avfallsforbrenningsanleggene og deres energikunder.

4.6 Bevaring av arbeidsplasser og utvikling av nye

Som vist tidligere i kapitlet er tilgangen på strøm eller annen grønn energi av avgjørende betydning for konkurransekraften for eksisterende næringsliv generelt, og industrien spesielt. Problemstillingen har to aspekter: At energiprisene holdes relativt lave og stabile, og at

bedriftene ikke låses til fossil energibruk mens konkurrentene får tilgang til fornybare og grønne løsninger. Da taper man i markedet og står i verste fall overfor nedleggelse. Gjennom Kraftløftet Østfold peker både NHO og LO på disse to aspektene som en betydelig trussel for arbeidsplasser.

Faren for nedtrapping og nedleggelse av industridamp fra avfallsforbrenning legger ytterligere press på behovet for strøm, og siden denne mangler vil man kunne se en ytterligere innlåsing med fossil energi.

I tillegg til utfordringene for eksisterende industri, fører manglende tilgang på strøm til at industribedrifter med et relativt høyt strømbehov som ønsker å etablere seg i regionen, ikke får mulighet til det. Det finnes eksempler på at bedrifter som har ønsket å etablere seg i Nedre Glomma har etablert seg i andre regioner og land.

Statnett skriver i sin områdeplan for Oslo, Akershus og Østfold i 2022 at «*Nye store industriprosjekter som har frihet til å velge lokalisering nærmere områder med mye kraftproduksjon, bør vurdere andre områder (altså enn Oslo, Akershus og Østfold, vår utdyping) eller sikre tilgang på mer produksjon i nærområdet.*». Dette har Statnett senere muntlig presisert at er et velment råd særlig rettet mot aktører som fritt kan vurdere plassering av ny industri. Formuleringen oppfattes av mange aktører regionalt som at Statnett utøver næringspolitikk, samt at det statlige selskapet ikke forstår mangfoldet av årsaker som gjør at bedrifter har behov for å etablere seg et gitt sted (Statnett, 2022).

5. Innføring i energisystemet

Energisystem består av ulike typer energi som produseres, selges og fraktes til sluttbrukere. Systemet består av mer enn strøm, både nasjonalt så vel som i Søndre Østfold.

Energiutredningen tar utgangspunkt i dagens organisering og regulering av energisystemet.

For ytterligere informasjon anbefales Energidepartementets informasjonsside energifaktanorge.no.

5.1 Energisystemet

Energisystemet består av ulike aktører, energibærere og forbruksmønstre som henger sammen i et komplekst system. Ofte tenker man på strøm og strømnett når man hører energi og energisystem, men det er mye mer enn det.

Energisystemet binder produsenter og forbrukere av energi sammen. Strømnettet transporterer strøm, mens eksempelvis biogass og bensin transporteres på tanker, fjernvarme gjennom rør under bakken. Produsenter har ulike forutsetninger og kostnader for å produsere energien, og forbrukerne har ulike forbruksmønstre og ønsker.

Ulike energityper har ulik kvalitet. Energityper med høy kvalitet har mange bruksområder, mens energityper med lav kvalitet har få bruksområder. Strøm og høytemperatur damp er eksempler på energityper av høy kvalitet da de har mange bruksområder. Varmtvann med lave temperaturer er et eksempel på en energitype av lav kvalitet, da den kun egnert seg til oppvarming. Mange industrielle prosesser som i dag går på fossile energikilder, må legges om til en annen høykvalitets energitype for å klare omstillingen. I mange tilfeller er derfor strøm det eneste alternativet for denne omstillingen.

Norge har historisk sett alltid hatt tilgang på billig energi av høy kvalitet. Derfor er en stor del av energisystemet vårt bygd opp rundt disse energikildene. Med et økende behov for høykvalitets energi i Norge og resten av verden, ser man nå at høykvalitetsenergi blir en mangelvare. Systemet må dermed bygges om, slik at vi bruker alle energityper til de formålene de er best egnet til. Det er mange prosesser, spesielt i industrien, som kun kan benytte strøm, fordi det er avhengig av en energitype av høy kvalitet. Samtidig bruker mange bygg strøm til oppvarming, hvilket er et formål der man like gjerne kunne brukt en energikilde av lavere kvalitet. Det er også mye energi som i dag går tapt, eksempelvis som overskuddsvarme eller varmetap, som må utnyttes bedre. Et slikt energisystem, der energitypene brukes til de formålene de er best egnet til, er mer robust og bedre egnet til å takle omstilling.

Det er mange ulike måter å produsere energi på. Energitypene deles inn i ulike kategorier etter hvordan de er produsert. Fossil energi er energi fra kilder som kan brukes opp og som slipper ut klimagasser ved bruk. Fornybar energi er energi hentet ut fra kilder som ikke går tomme, og som ikke slipper ut klimagasser ved bruk.

I denne energiutredningen har vi delt inn energitypene i tre samlebetegnelser som går på tvers av både energikilder og energibærere:

- Strøm: Strøm brukes som et samlebegrep under forbruk, men kan produseres på ulike måter. All bruk av strøm er fritt for klimagassutslipp. Når det er snakk om strømproduksjon, skiller utredningen på ulike vannkraftverk (elvekraftverk og magasinkraftverk) og ulike former for strømproduksjon fra sol (solkraft på tak og bakkemonterte solkraftverk I). Strøm kan også produseres fra vindkraftanlegg, i gassturbiner, fra avfallsforbrenning eller i kjernekraftverk. Vannkraft, solkraft og vindkraft regnes som fornybare kilder.
- Grønn energi: Det er ingen fastsatt definisjon på grønn energi, men begrepet benyttes i denne utredningen om følgende energityper:
 - Alle former for bio-energi: Disse avgir karbonforbindelser ved forbrenning, men dette er karbon som er en del av kretsløpet.
 - Industridamp fra avfallsforbrenning: Produksjonen av denne energitypen avgir klimagasser ved forbrenning. Når eksempelvis plast forbrennes, medfører dette utslipp som ikke er en del av kretsløpet. Disse er ofte omtalt som fossile klimagasser. Energitypen defineres som grønn i denne utredningen, da energien stammer fra utnyttelse av et restprodukt. Det er i tillegg en klar forventning om at det i fremtiden vil innføres karbonfangst og –lagring på slike anlegg. Dette vil typisk redusere fossile utslipp med 90 % og i tillegg fjerne CO₂ med biologisk opprinnelse.
 - Fjernvarme og fjernkjøling: Dette er energi som per i dag har stor grad av kilder fra overskuddsenergi/avfallsforbrenning og andre fornybare kilder. Dagens eventuelle fossile kilder kan erstattes med grønne.
 - Hydrogen
 - Ammoniakk
- Fossil energi: Fossil energi er energi hentet ut fra ikke-fornybare ressurser slik som olje, naturgass og kull. Fossil energi kommer opprinnelig fra biologisk masse, men det tar millioner av år for biologisk masse å omdannes til olje og kull. Selv om dette karbonet en gang ble fanget fra lufta, er det så lenge siden at det ikke lenger er en del av kretsløpet, og det skaper ubalanse. Derfor omstiller vi oss vekk fra fossil energi.

Denne utredningen skiller mellom fjernvarme og industridamp fra avfallsforbrenning. Strengt tatt inkluderer energiloven dampleveranser til industri i definisjonen av fjernvarme. Denne energiutredningen etterstreber likevel å skille omtalen av dampleveranser til industri og varmeløp i form av varmtvann til husholdninger, yrkesbygg og industribedrifter. I figurene omtales sistnevnte som «fjernvarme». Dette gjøres dels for å få fram at det er ulik kvalitet og type energi, og dels for å få fram kompleksiteten i samspillet mellom varme- og damp- som er tilfellet i Fredrikstad.

5.1.1 Energieffektivisering

Energieffektivisering går ut på at man bruker mindre energi til å gjøre samme arbeid, og at den energien som brukes, brukes smartere. Dette er eksempelvis å redusere behovet for energi til oppvarming, mer effektive apparater og flytting av forbruk for å unngå effekttopper.

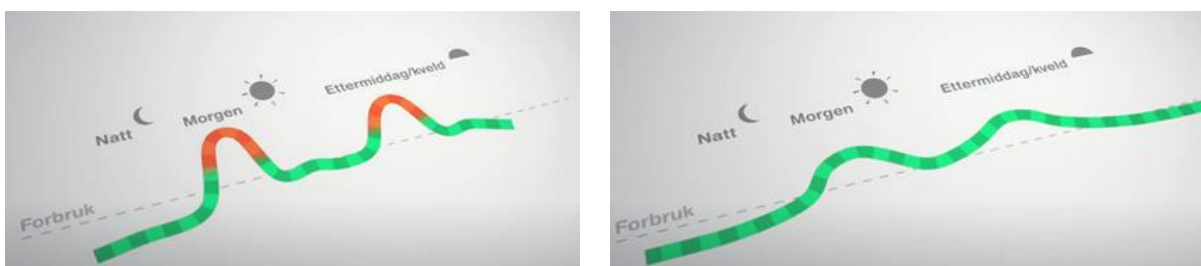
Energieffektivisering innebærer også at riktig type energi brukes til riktig formål. For eksempel går det store mengder energi tapt som overskuddsvarme i ulike industrielle prosesser. Dette er energi som kan benyttes til oppvarming, og dermed frigjøre elektrisk strøm til andre formål. Ved å utnytte energien som er tilgjengelig bedre og smartere, reduseres det totale energibehovet.

5.1.2 Lagring og forbrukerfleksibilitet

Strøm kan lagres i batterier. Dagens batteriteknologi er best egnet til å flytte strøm mellom timer, og kan derfor brukes til å begrense makslasten innenfor et døgn. Batterier vil få en stor betydning i energisystemet etter hvert som mer ikke-regulerbare produksjonsfaser inn. Batterier vil også være nyttige for å balansere strømmnettets frekvens. Det finnes enda ikke batteriteknologi som er egnet til å lagre store mengder strøm over lengre tidsrom.

Det finnes også løsninger for å lagre varme, slik som akkumulatortanker og geotermoser. Overskuddsenergi eller strøm kan brukes til å varme vann. Vannet lagres i en godt isolert tank eller en termos under bakken. Vannet holder lenge på varmen og kan benyttes ved behov og bidra til å flytte energiforbruk fra ett tidspunkt til et annet, også over sesonger. Varmen i vannet kan så benyttes til oppvarmingsformål, for eksempel i bygninger eller til fjernvarme.

Energilagring for én måte som muliggjør å flytte energiforbruk fra ett tidspunkt til et annet. Forbrukerfleksibilitet kan innebære av å flytte strømforbruket fra tidspunkter hvor strømmettet har kapasitetsutfordringer til tidspunkter hvor strømmettet er mindre belastet og dermed bedre kapasitet. Dette er illustrert i figur 5.1. Forbrukerfleksibilitet kan omhandle alt fra store forbrukere i industrien som kan veksle mellom å bruke strøm og andre energiformer, til enkeltindivider som for eksempel kan lade elbilen om natten eller ha smarte varmtvannstanker.



Figur 5.1. Illustrasjon av ønsket endring av strømforbruket som følge av effektbasert nettleie for en husholdning. Hentet fra en film fra Fornybar Norge.

En del av regionens industribedrifter bidrar i strømmettet allerede med stor fleksibilitet gjennom at dampkjeler som benytter strøm kan gå over til andre kjeler bedriften har. De får rimeligere nettleie mot at nettselskapet kan senke elektrokjelforbruket eller koble ut helt ved nødsituasjoner i strømmettet. Dette er viktige reserver i strømmettet. Dilemmaet er at med målet om å benytte stadig mindre fossil energi så er alternativene til elektrisitet færre. Bioenergi representerer en løsning. Gitt at utkoblingen av elektrokjel skjer få timer i løpet av året kan antakelig fossil energi benyttes som reserve, på et nivå som kan være akseptabelt også i et klimaperspektiv.

5.1.3 Utnyttelse av overskuddsvarme

Industri, datasentre og kjøleanlegg vil i de fleste tilfeller ha varme som biprodukt. Dette omtales gjerne som spillvarme eller overskuddsvarme. Overskuddsvarme er varmeenergi i form av luft, vann, damp eller avgass med høyere temperatur enn omgivelsene, som ikke blir utnyttet til anleggets primære formål og dermed kan benyttes til andre formål (Energidepartementet, 2024).

I hvilken grad overskuddsvarmen kan benyttes avhenger av kvaliteten på varmekilden, som temperaturnivå, tilgjengelighet og mengde. I tillegg vil tilgjengelig teknologi og kundegrunnlag være avgjørende. Kundegrunnlaget henger i stor grad sammen med hvor varmeressursene befinner seg geografisk (Energidepartementet, 2024).

Det er viktig å merke seg at overskuddsvarme ikke alltid kan anses som en direkte anvendbar ressurs. Temperaturen gjør at utnyttelsesmulighetene er ulike. En av de største utfordringene ligger i at direkte mottakere eller fjernvarmesystem bør ligge i umiddelbar nærhet om det skal det lønne seg.

Spørsmål rundt hvem som skal investere i nødvendig infrastruktur, og hvem som får de økonomiske gevinstene, kompliserer mulighetene for å realisere utnyttelse av overskuddsenergi.

5.2 Kraftsystemet

Strøm skiller seg ut fra andre energibærere fordi den ikke kan lagres i storskala når den først er produsert. Strøm omtales derfor som en ferskvare. Det må til enhver tid være eksakt balanse mellom produksjon og forbruk. Dette setter premisset for hvordan kraftsystemet er organisert og fungerer.

Statnett har ansvar for at kraftsystemet alltid er i balanse og har den overordnede fysiske styringen og kontrollen av landets kraftsystem (Systemansvarlig). Som Statnett selv sier på sine hjemmesider: «Det er kjøperne og selgerne i kraftmarkedet som ved sine handler gjør «grovjobben» med å oppnå balanse».

Innsikt i strømmnettets funksjon er vesentlig for å forstå kraftmarkedet.

5.2.1 Strømnettet

Strømnettet frakter strømmen fra der den produseres til der den forbrukes, slik at alle tilknyttede kunder får strøm når de trenger det. Strømnettet dimensjoneres derfor for å håndtere toppene i strømforbruket, typisk på de kaldeste dagene i det kaldeste året. Samtidig må det kunne importere tilstrekkelig strøm gjennom en lengre periode, for eksempel i år med lite produksjon. Likevel er det ikke tilstrekkelig kapasitet til å håndtere absolutt alle situasjoner. Det er her kraftmarkedet kommer inn, dette beskrives i delkapittelet under. Dimensjoneringen innebærer også at det i store perioder av året er ledig kapasitet i mange deler av strømnettet.

Lokaliseringen av fornybar kraftproduksjon er i all hovedsak basert på naturressurser som fossefall og muligheter for magasinering. Strømproduksjonskapasiteten er dermed ujevnt fordelt i Norge. Strømnettet er avgjørende for at strømmen kan overføres til forbrukere i ulike deler av landet.

Det er flere spenningsnivåer av strømnettet, avhengig av hvor langt strømmen skal flyttes. Ulike nettselskap eier og drifter de ulike nettnivåene, og noe ulikt regelverk som gjelder på ulikt nivå. De ulike regionene i Norge er koblet sammen med Statnetts transmisjonsnett, i tillegg til at Norge er koblet sammen med Europa i flere punkter.

Strømnettet er et naturlig monopol; det er ikke hensiktsmessig å bygge flere konkurrerende strømnett. Derfor er strømnettet og nettselskapene sterkt regulert for eksempel når det gjelder investeringer, hva som kan faktureres i nettleie og forsyningssikkerhet.

Nettselskapene er pålagt å tilknytte alle som ber om mer strøm. Hvis det ikke er ledig kapasitet innenfor sikkerhetsmarginene på alle nettnivåer, må relevante deler av nettet utbedres. Det blir da et spørsmål om tid og kostnader. Sistnevnte fordeles på den som ber om tilknytning (anleggsbidrag) og nettleie til kundene. Nettutbygging og -oppgradering på de øverste nettnivåene vil typisk ta 8-12 år i de fleste tilfellene ettersom dette krever konsesjonsbehandling. Oppgraderinger på laveste nettnivå vil typisk ta 1-2 år, men variasjon forekommer.

I denne energiutredningen omtales status og planene for strømnettutvikling i Søndre Østfold. For mer informasjon om strømnettet og regelverk, se vedlegget "Strømnett og strømnettutvikling". Der omtales eksempelvis kommuners handlingsrom når det gjelder strømnett og sammenhengen mellom strømnettutvikling og ny strømproduksjon.

5.2.2 Markedsregulering, kraftmarkedet og prissetting på strøm

Det norske kraftmarkedet er siden 1991 organisert som et marked basert på tilbud og etterspørsel, der elektrisitet omsettes som en vare. Prissettingen skjer i hovedsak på kraftbørsen Nord Pool, der prisen for hver time på døgnet, basert på tilbud (strømproduksjon) og etterspørsel. Strømprodusenter melder inn hvor mye de ønsker å produsere til et gitt prisnivå. Dette matches med forventet etterspørsel. Dette gjør at de rimeligste produksjonsressursene tas i bruk først. Det er likevel den dyreste som iverksettes som setter prisen. Dersom mange ønsker å bruke strøm samtidig, blir strømmen dyr, mens er etterspørselen liten, blir strømmen billig.

I tillegg justerer kraftbørsene prisen for hvert prisområde. Det er som nevnt ikke tilstrekkelig kapasitet i strømnettet til å utjevne forskjellene i absolutt alle situasjoner. Kraftsystemet er derfor delt inn i prisområder, se figuren under. Hvert område har hver sin strømpris som skal gi signaler om hvor det lønner seg å øke eller redusere produksjon og forbruk. Dette påvirker først og fremst produksjonen og de største strømforbrukerne i industrien, men gir også vanlige forbrukere signaler etter hvert som informasjon blir lettere tilgjengelig og styring av strømforbruket enklere. Samlet bedrer dette strømtilgangen og forsyningssikkerheten.



Figur 5.2:
Norge er delt inn i fem prisområder, NO1-5. Østfold ligger i prisområdet NO1. Prisområder skilles av rød stiplet linje. Figuren viser også kraftflyten (turkist, MW) og pris (€/MWh) et gitt øyeblikk. Her vises også prisområder i naboland (Statnett, d.d.)

Kraftprisen gir altså signaler om ressursituasjonen og bidrar til kortsiktig balanseringen av produksjon og forbruk. En langsiktig virkning av kraftprisen er å bidra til at det investeres i tilstrekkelig ny produksjonskapasitet. Knapphet gir høyere priser og insentiv til å etablere flere strømproduksjonsanlegg.

Under og etter energipriskrisen har måten kraftmarkedet er organisert på blitt kritisert (Noreng, 2021). Det diskuteres alternative måter å organisere kraftmarkedet på. Men noen forslag til innretning er påpekt *ikke* å kunne løse utfordringene. Forslag om faste strømpriser eller makspris vil ikke gi store og små strømbbrukere insentiv til å spare strøm eller flytte på forbruk. Som nevnt innledningsvis i dette kapitlet tar denne energiutredningen utgangspunkt i dagens organisering og regulering av energisystemet (Statnett, 2024).

5.2.3 Integreringen med Europa

Det norske kraftmarkedet er tett integrert med alle de nordiske landene i et felles kraftmarked, både fysisk gjennom utenlandskablene så vel som finansielt. Dette startet så tidlig som i 1960. Gjennom overføringsforbindelene og sammenkobling av børser er Norden også integrert fysisk og finansielt med hele det europeiske kraftmarkedet.

Sammenkoblingen av kraftnettene og- markedene gjør svært forenklet at hver region har tilgang til reserveløsninger dersom lokale kraftprodusenter ikke kan levere nok. Samtidig får kraftprodusentene solgt overproduksjon så strøm ikke går til spille, noe som blir stadig viktigere med økt andel uregulerbar kraftproduksjon. Sammenkoblingen fører til at prisene blir likere i områder som utveksler strøm med hverandre. Dette kalles prissmitte.

Strømprisutvalget slo i 2023 fast blant annet at

- Utvekslingskapasiteten til nabolandene har betydelig effekt på prisdannelsen i Norge, altså betydelig prissmitte.
- Kablene må reduseres betydelig dersom slik prissmitte skal unngås

- Ved redusert utvekslingskapasitet vil prisene være svært følsomme for endringer i været

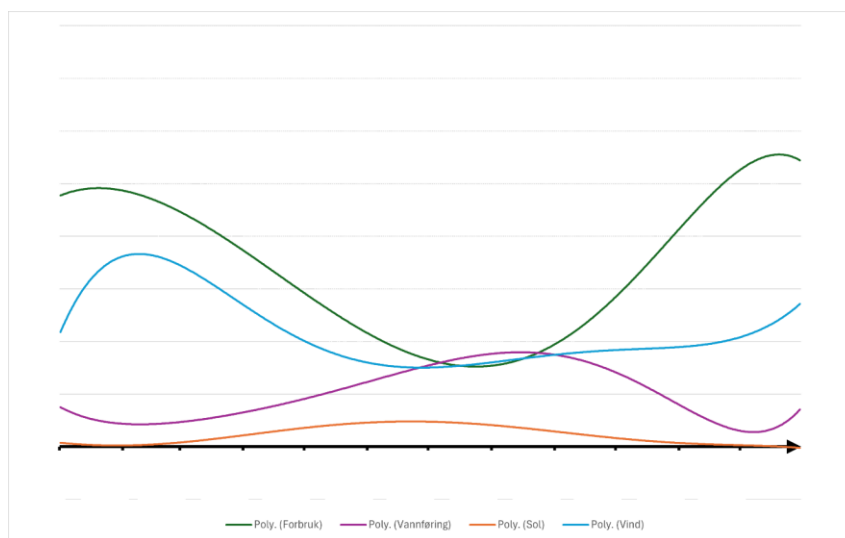
De to siste punktene innebærer at dersom utenlandskablene skulle reduseres betydelig, er man nødt til å bygge ut langt mer strømkapasitet i Norge for å kunne være rustet for tørrår (Five, 2023).

ACERs (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) rolle problematiseres enkelte ganger når integreringen med europeisk kraftsystem er tema. ACER er et rådgivnings- og meklingsorgan for uavhengige kraftregulatorer. I Norge er dette RME – Reguleringsmyndigheten for energi (NVE, 2021). ACER er uavhengig av EU og av andre lands myndigheter, og passer på at medlemmene følger EU-reglene for det indre kraftmarkedet. ACER kan ikke gripe inn i lands grunnleggende ressursforvaltningsspørsmål, som utbygging av nye produksjons- eller nettanlegg (Bjartnes, Ursin, Michelsen, & Skaugen, 2023).

5.2.4 Kraftbalanse og –overskudd/underskudd

Kraftbalansen beskriver forholdet mellom strømproduksjon og strømforbruk. Kraftoverskudd over et år betyr at Norge i året sett under ett eksporterer strøm, og kraftunderskudd at vi importerer (Energidepartementet, 2024). Norsk kraftbalanse varierer mye fra år til år fordi forbruket påvirkes av temperaturen, og fordi strømproduksjonen og vannkraftmagasineringen er væravhengig. Kraftbalansen indikerer samtidig indirekte informasjon om kraftprisene når det benyttes for å beskrive tilstanden et gitt tidspunkt.

Kraftbalansen som begrep gir begrenset nytteverdi når strømsituasjonen for mindre geografiske områder beskrives, som fylker eller Søndre Østfold. I Østfold og Søndre Østfold er sesongvariasjonene spesielt store. Dette er forsøkt illustrert i figur 5.3, der den horisontale aksene går fra januar til desember. Forbruket er illustrert som grønne staver. Trendlinjen illustrerer at forbruket høyest i vintermånedene og lavest i sommermånedene. Energipotensialet fra regionens vannkraftverk er vist som mørkeblå linje, mens sol er oransje og vind lyseblå.



Figur 5.3: Figuren viser forbruksprofil (grønn) mot produksjonsprofil for elvekraft (lilla), sol (oransje) og vind (lys blå).

5.3 Ulike energiformer

Det finnes mange ulike former for energiproduksjon og -bærere. I dette kapitlet gis det en kort innføring i de grunnleggende karakteristika av både ulike former for strømproduksjon og andre grønne energityper.

5.3.1 Fornybar strømproduksjon

Strøm er en høyverdig energiform som kan benyttes til alle energiformål. I tabell 5.1 under er ulike karakteristika for ulike former for strømproduksjon sammenlignet.

Tabell 5.1: Oversikt over de viktigste karakteristika for ulike aktuelle strømproduksjonsformer.

Strømproduksjonsform	Gir stabil energiproduksjonen?	Sesonger med høyest produksjon	kan mengden produsert energi justeres opp og ned (reguleres)?	Kapasitetsfaktor	Antall år til ny energiproduksjon kan realiseres i Søndre Østfold	Årlig energiproduksjon per areal (kWh/m ²)
Vindkraft på land	Nei, væravhengig	Vinterhalvår	Nei	29 - 37 %	5 - 10 år	Planområde: 30 - 80 Fysiske inngrep: 1 000 - 2 500
Solceller på bygg	Nei, væravhengig	Sommerhalvår	Nei	10 - 20 %	< 1 år	150 - 180
Solkraft bakkemontert	Nei, væravhengig	Sommerhalvår	Nei	10 - 20 %	< 5 år	60 - 100
Elvekraft	Nei, avhengig av tilsig	Sommerhalvår	Noe regulering på timebasis	> 60 %	5 - 10 år	Lite relevant
Kjernekraft	Ja	Hele året	Noe, men ikke raskt	> 90 %	15-20 år	Svært høyt

Ett av kjennetegnene ved fornybar og grønn strømproduksjon er at produksjonsmengden i liten grad kan justeres opp og ned etter behov. Både strømproduksjon fra sol og vind er væravhengig. Dette gjør at produksjonsmengden varierer både fra time til time, men også fra årstid til årstid. Elvekraft har ikke magasiner som kan lagre vann, og produserer klart mest når tilsiget er stort. Kjernekraft kan regulere produksjonsmengden noe opp og ned over tid, men ikke raskt nok til å tilpasse produksjonen etter etterspørselen på timesbasis.

Kapasitetsfaktor indikerer utnyttelsesgraden av installert kapasitet. Høy kapasitetsfaktor betyr at produksjonen i kraftverket er høy store deler av året. Lav kapasitetsfaktor betyr at produksjonen i kraftverket er lav store deler av året. For eksempel har solkraftverk en lav kapasitetsfaktor fordi det er relativt få timer i året hvor produksjonen er høy.

Kapasitetsfaktoren for vindkraft er hentet fra NVE og viser spennet for norske vindkraftverk de siste årene, mens kapasitetsfaktoren til solkraft er hentet fra Store Norske Leksikon (Hofstad, 2022).

Kapasitetsfaktoren til elvekraft varierer veldig. Det er derfor tatt utgangspunkt i elvekraftverkene i henholdsvis Sarpsborg og Halden kommune som ligger i gjennomsnitt på 60 % og 71 % ifølge tall fra NVE. Kjernekraft har høy kapasitetsfaktor fordi energiproduksjonen kan holdes høy over lang tid (Hofstad, 2022).

I kolonnen om antall år til ny kraftproduksjon kan realiseres i Søndre Østfold er det tatt utgangspunkt i kjente pågående nye energiproduksjonsprosjekter. Solceller på bygg kan realiseres kjapt på den enkelte bygning, mens nye bakkemonterte solkraftverk kan være på plass i løpet av få år. Vindkraftprosjektene vil ta 5 – 10 år å realisere, mens oppgradering av elvekraftverkene vil kunne realiseres i løpet av 5 – 10 år. Kjernekraft vil ta lang tid å realisere med regelverkstilpasninger og andre statlige prosesser, melding, konsesjonsprosess, prosjektering og byggetid, og ansees derfor som realistisk først i 2045, tidligst i 2040.

Siste kolonne beskriver årlig energiproduksjon per arealenhet, og gir et mål på hvor arealkrevende produksjonsformen er. Hvor mye areal en energiproduksjonsform beslaglegger kommer derimot an på hvilke forutsetninger som legges til grunn. For eksempel er det for vindkraft stor forskjell på om man legger hele planarealet til grunn eller kun arealet

med fysiske inngrep (fundamentering av turbinene og tilknyttede veier). Dersom hele planområdet legges til grunn, vil planlagte vindprosjekter i regionen produsere 30-80 kWh/m². Ser man kun på de fysiske inngrepene, og det legges til grunn at disse utgjør 3 % av planområdet, spenner tallet fra 1 000-2 500 kWh/m².

Energiproduksjon per arealenhet for solceller på bygg er mindre relevant fordi det er snakk om å utnytte allerede beslaglagte arealer og ikke nye naturinngrep. Bakkemontert solkraft har noe lavere produksjon per arealenhet enn solceller på bygg fordi det kreves noe areal blant annet rundt solcellene og til trafostasjoner. Planlagte bakkemonterte solkraftprosjekter i regionen ligger på 60-100 kWh/m².

Også for elvekraft avhenger produsert energimengde per arealenhet av hvilke forutsetninger som legges til grunn. Det er vanskelig å tallfeste hva som er arealinngrepet av et elvekraftverk, og parameteren er derfor ikke beregnet her. Alle kjernekraftverk har en svært høy energiproduksjon per beslaglagt areal, men forutsetninger som antall og type reaktor vil gjøre at tallene vil variere fra kraftverk til kraftverk. Disse parameterne er derfor ikke tallfestet i tabellen.

5.3.2 Mer om kjernekraft

Kjerneenergi er energi som frigjøres ved omdanning av atomkjerner. I et kjernekraftverk utnyttes den frigjorte energien til å lage damp, som kjøres gjennom en dampturbin og produserer strøm. I tillegg til strømproduksjonen, blir det store mengder overskuddsvarme fra prosessen. Denne kan eksempelvis utnyttes til fjernvarme eller i industrien. Kjernekraft er ikke en fornybar energikilde, men den regnes som grønn ettersom den ikke medfører klimagassutslipp. Kjernekraft kan produsere enorme mengder energi på relativt lite areal. Sikkerhet og håndtering av radioaktivt avfall er helt sentrale aspekter som må ivaretas. Norge har i dag radioaktivt avfall som skal håndteres.

Kjernekraftverk er en moden og etablert strømproduksjonsmetode ved bruk av store kraftverk med svært høy produksjon. I Norge og vår region er det små modulære reaktorer (SMR) som har fått mest omtale i det siste. SMR-reaktorer er fortsatt en umoden teknologi som pr. i dag verken er kommersialisert eller satt i masseproduksjon.

Kjernekraftverk er ikke aktuelt i Norge i et 2030-perspektiv, som er et av hovedårstallene i energiutredningen, men antas å være et sted mellom 2040-2050, dersom de nasjonale rammer og regelverk kommer på plass (Huseby & Holde, 2023). Masseproduksjon forventes å redusere kostnadene over tid, men de første antas å bli dyre. Det er svært usikkert hvor mye de første reaktorene vil koste, og hvor mye kostnadene vil reduseres etter hvert, og dermed hva kraftprisen for kundene blir.

5.3.3 Gasskraftverk med karbonfangst

I forlengelsen av at kjernekraft vurderes i regionen, vil også gasskraftverk med karbonfangst være et alternativ for å øke strømproduksjonen. Gasskraftverk bruker fossil naturgass til å produsere strøm. For at energiproduksjonen skal ha et lavt klimafotavtrykk er man avhengig av å ha karbonfangst.

Gasskraftverk er moden teknologi som finnes i moduler på 25 MW og har en størrelse på ca. tre skipscontainere, mens karbonfangst ikke finnes som hyllevare og måtte antakelig skreddersys. Strømproduksjonen fra et gasskraftverk har en virkningsgrad på rundt 35%. Den resterende energien blir i all hovedsak overskuddsvarme, hvorav ca. 30% er av dampkvalitet.

For at et gasskraftverk skal kunne realiseres kreves det både utslippstillatelse og konsesjonsbehandling, noe som isolert sett trolig ville tatt 5 -7 år. Det store barrieren er å få utviklingen av et karbonfangstanlegg og tilhørende kostnader. For å kunne lagre CO₂-en som fanges kreves det en fungerende verdikjede med transport og lagring.

5.3.4 Vannkraft med magasiner

Ryggraden i den norske strømproduksjonen er vannkraft, og det er disse som historisk sett har sikret Norge god tilgang fornybar og billig strøm. De store vannkraftverkene har store magasiner som gjør det mulig å lagre vannet og regulere energiproduksjonen raskt. I Søndre Østfold er det kun elvekraft uten mulighet for vannlagring i magasiner.

Vannkraftverkene har en høy virkningsgrad på rundt 95 %. Oppgraderinger av eksisterende vannkraftverk kan øke produksjonsmengdene noe, men potensialet er å anse som begrenset. Ifølge NOU'en «Mer av alt raskere» var det ved inngangen til 2022 53 vannkraftprosjekter under bygging i Norge, innen både småkraft, opprustning og utvidelse og ny, større vannkraft. Til sammen vil disse prosjektene gi ny strømproduksjon på 1 300 GWh årlig.

5.3.5 Bioenergi og biogass

Bioenergi er en samlebetegnelse for energi med opphav fra biologisk materiale. Bioenergi finnes i mange ulike former og kan benyttes til ulike formål. Dette gjør dem til en viktig del av energisystemet. Eksempler på bioenergi er ved, pellets, flis, grener og topper (GROT). Tradisjonelt har bioenergi blitt brukt som brensel for å lage varme enten til direkte oppvarming av bygninger, til fjernvarme eller i industrien. Bioenergi kan også brukes til å produsere strøm eller brukes som biodrivstoff. Bioenergi avlaster strømmettet ved at den brukes direkte til oppvarming på kalde dager.

Én form for bioenergi er biogass, som i dag produseres fra biologiske restprodukter og avfall. Når biogass forbrennes, slippes det ut CO₂. Fordi CO₂-en allerede er en del av det naturlige kretsløpet, og biogassen utvinnes av et restprodukt som ellers ikke vil bli utnyttet, så har biogass svært god klimanytte. I tillegg kan biproduktene fra produksjonen av biogass brukes som gjødsel i landbruket, noe som igjen bidrar til en sirkulær økonomi og reduserer behovet for kunstgjødsel.

Biogass kan brukes til å produsere varme eller strøm, eller oppgraderes og brukes som drivstoff i kjøretøy. Tunge kjøretøy som lastebiler, busser og renovasjonsbiler er de vanligste brukerne av biogass i dag. Biogass har den samme kjemiske sammensetningen som naturgass og kan derfor teknisk enkelt erstatte naturgass, for eksempel i industrien. Derimot er kostnader og tilgjengelighet er den største barrieren for biogassbruk i industrien i dag. Biogass kan gjøres flytende, hvilket gjør det enklere å transportere.

Produksjonen av biogass er et ledd i god avfallshåndtering, og bidrar til å kutte utslipp både fordi det erstatter fossil energibruk og fordi at klimagassutslipp fra biologiske nedbrytningsprosesser unngås. Biogass produseres naturlig fra gjødsel og råtnende avfall. Om denne gassen ikke samles, så vil den gå ut til atmosfæren i form av metan. Metan har en klimaeffekt på 24-48 ganger så mye som CO₂, så det å samle den opp og bruke den vil i seg selv redusere klimagassutslippene.

Den største utfordring for å få mer produksjon og bruk av biogass er gode og forutsigbare rammevilkår, i tillegg til en forståelse blant beslutningstakere for biogassens mange positive virkninger og hvilken rolle den kan spille i energisystemet.

5.3.6 Fjernvarme

Fjernvarme omfatter energiproduksjon og -distribusjon av varmtvann som leveres til eksterne kunder. Vannet kan varmes av ulike energikilder, for eksempel flisfyring, strøm eller overskuddsenergi uten andre bruksmuligheter. Fjernvarmedistribusjon er i likhet med strømmettet et naturlig monopol og regulert av myndighetene. I motsetning til strøm selges fjernvarme normalt som et produkt som omfatter både produksjonen og distribusjonen. Dette er tilfellet i Søndre Østfold. I noen avgrensede områder i regionen leverer fjernvarmeselskapene også fjernkjøling.

Energiloven fastslår at anlegg med installert effekt over 10 MW må ha konsesjon fra NVE. Dette innebærer at selskapene omfattes av et eget regelverk, som blant annet innebærer krav til forsyningssikkerhet. Loven setter også maksgrense for fjernvarmeprisen. Kommunene har anledning til å fastsette en tilknytningsplikt til fjernvarmenettet til nye bygg og ved større rehabiliteringer innenfor hele eller deler av et konsesjonsområde.

5.3.7 Damp

Damp er en energibærer med høy energitetthet og med stor bruksverdi. Det benyttes mye damp i industrien på ulike trykk og temperaturer i produksjonsprosesser i dag. Store mengder damp stammer fra energigjenvinning fra avfallsforbrenning. I tillegg produseres det også damp i industrien ved å hjelp av strøm og forbrenning av ulike typer biobrensel og fossile brenslere.

5.3.8 Varmepumper

Varmepumper henter ut energi fra omgivelsen og produserer varme eller kjøling. De er energieffektive ettersom de leverer mer varme enn de bruker strøm. Varmepumper brukes for å varme bygninger, til å produsere varme i industrien og til fjernvarme.

Varmepumper kan benytte energien i enten luft eller vann til å produsere varme. Moderne varmpumper som kan benyttes i industrien løfter temperaturen så høyt at de kan produsere damp. Dersom det utnyttes overskudd- eller restvarme til å produsere damp vil den totale energibruken reduseres. Industrielle varmpumper er energieffektive og kan produsere store mengder damp, men krever også tilgang på betydelig mengde med strøm.

5.3.9 Hydrogen

Hydrogen er en energibærer som kan brukes til å produsere strøm gjennom en brenselcelle. Hydrogen kan lagres komprimert på tanker, noe som gjør det at det kan transporteres og benyttes som drivstoff. Komprimert hydrogen har svært høy energitetthet og mye energi kan derfor lagres på et relativt lite volum. Hydrogen må lagres med omhu, for å unngå eksplosjoner.

Hydrogen finnes i mange naturlige former, men for at den skal kunne utnyttes til energiformål må den være ren og ikke inneholde andre stoffer. Hydrogen produseres gjennom kjemiske prosesser, eksempelvis gjennom pyrolyse av vann. Måten hydrogenet er produsert på, gir det tilnavnet grønt, blått eller grått hydrogen. Når hydrogen produseres av fossile energikilder, er klimafotavtrykket høyt og får tilnavnet grått hydrogen. Dersom den produseres ved å bruke fossile energikilder, men klimagassutslippene blir fanget, omtales det som blått hydrogen. Når det benyttes strøm til produksjonen, får man grønt hydrogen. Dersom det etableres terminal for mellomlagring av CO₂ på Øra, kan det bli aktuelt med produksjon av blått hydrogen i Fredrikstad.

Det er svært energikrevende å produsere hydrogen, og det benyttes hydrogen i liten grad i dag. I fremtiden kan det være aktuelt å bruke hydrogen både i industrien og som drivstoff i transportsektoren. Hydrogen kan i fremtiden også benyttes som et batteri for å flytte overskuddsproduksjon til underskuddstimer.

5.3.10 Ammoniakk

Rent hydrogen kan i mange tilfeller erstattes av ammoniakk (NH₃). Ammoniakk inneholder nitrogen i tillegg til hydrogen. Ammoniakk har mange av de samme bruksegenskapene som hydrogen i rollen som energitype, men er ikke like krevende å oppbevare. Derfor anses ammoniakk for eksempel som mer aktuelt til skipsfart enn rent hydrogen.

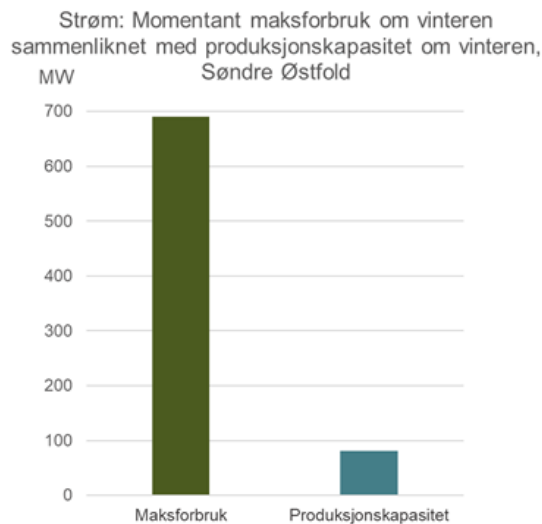
6. Hovedfunn

6.1 Beskrivelse av nå-situasjonen

6.1.1 Strøm: Momentant maksforbruk og regional produksjonskapasitet om vinteren

Maksforbruket av strøm som er målt i Søndre Østfold skjedde vinter 2023/2024 (målt etter Saugbrugs sitt ras og dermed representativt). Figur 6.1 viser at målt maksforbruk var på 700 MW (grønn søyle). Dette strømforbruket er mer enn 8 ganger så høyt som regionens elvekraftverk kan produsere i det samme tidsrommet (blå søyle).

Dette illustrerer svært godt det store behovet regionen har for overføring av strøm via transmisionsnettet, og hvorfor det å vurdere kun strømforbruk og -produksjon over året ikke gir et fullstendig bilde av strømsituasjonen.



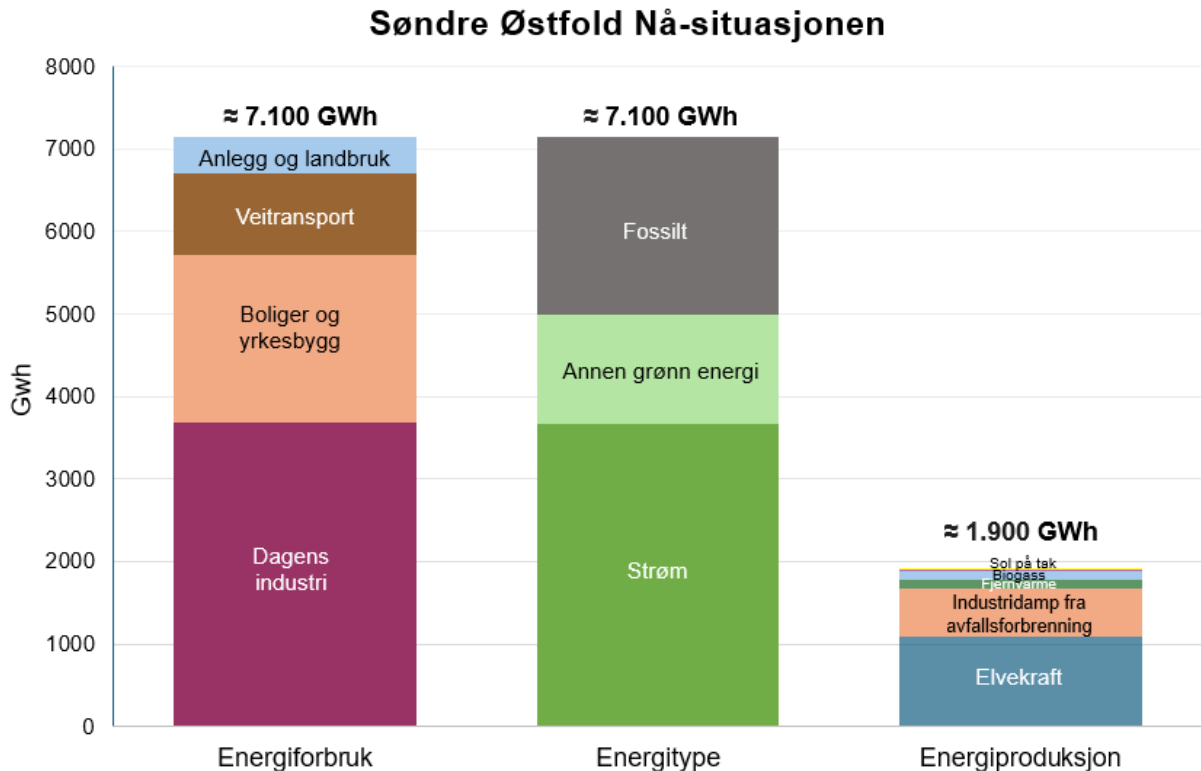
Figur 6.1: Momentant maksforbruk av strøm i Søndre Østfold i om vinteren, sammenliknet med momentan produksjonskapasitet for strøm om vinteren i Søndre Østfold. Kilder: Elvia og kraftverk.

Økt strømproduksjon på vår- og sommerhalvåret vil med andre ord ikke bidra i de periodene hvor vi har størst behov og forbruk av strøm, nemlig i vinterhalvåret.

6.1.2 Energiforbruk, energitype og energiproduksjon i nå-situasjonen

Figur 6.2 nedenfor viser energisituasjonen i Søndre Østfold i dag.

Den viser at Søndre Østfold har et årlig energiforbruk på rett i overkant av 7 000 GWh, når energi til sjøfart holdes utenfor. Av disse dekkes i dag ca. 30 % av fossil energi, 50 % av strøm og 20 % av annen grønn energi. Ulike former for energiproduksjon i regionen utgjør rundt 1 900 GWh.



Figur 6.2: Oversikt over energiforbruk, energitype og energiproduksjon i nå-situasjonen

Forskjellen mellom energiforbruket på ca. 7 100 GWh og energiproduksjonen på ca. 1 900 GWh kan fremstå som kunstig stort. Det er viktig å ha i minne at det i Søndre Østfold for eksempel ikke produseres fossil energi og at all fossil energi importeres. Den fossile energien skal likevel erstattes, både ved økt bruk av strøm og annen grønn energi, samt økt energiutnyttelse.

Intensjonen med sammenstillingen over er ikke å peke på at det må være balanse mellom forbruk og produksjon av energi i Søndre Østfold. På grunn av vår geografiske beliggenhet og naturgitte forhold, vil Søndre Østfold være avhengig av å få overført fornybar energi fra andre områder i Norge. Figuren og de liknende figurene i rapporten tjener imidlertid som gode indikatorer på hvilke størrelser det er tale om i Søndre Østfold-regionen.

Nedenfor følger en oppsummerende beskrivelse over den faktiske energisituasjonen pr. i dag, uten å ta stilling til problemstillingene om balanse som beskrevet ovenfor.

Energiforbruk

I Søndre Østfold er det et totalt energiforbruk på ca. 7 100 GWh.

- Det er industri som har det største forbruket med ca. 3 700 GWh.
- Boliger og yrkesbygg har et samlet forbruk på 2 000 GWh.
- Energiforbruket til veitransport utgjør oppunder 1 000 GWh
- Anleggs- og landbruksmaskiner forbruker i overkant av 400 GWh.

Energitype

Det totale energiforbruket har følgende fordeling på energitype:

- Bruken av fossil energi utgjør ca. 2 100 GWh.

- Det er industri (ca. 700 GWh) og veitransporten (ca. 900 GWh) som er de største forbrukerne av den fossile energien med et forbruk på til sammen ca. 1 600 GWh.
- Både industrien og kommunene har et felles ønske om å få faset ut den fossile energibruken i industrien for å redusere klimagassutslippene.
- Annen grønn energi (biobasert og avfallsforbrenning) utgjør ca. 1 300 GWh og er en viktig og betydelig del av energisystemet i Søndre Østfold.
 - Norske Skog Saugbrugs, Borregaard og industribedriftene på Øra i Fredrikstad er store konsumenter av denne energitypen.
 - Nesten 1 100 GWh av annen grønn energi forbrukes av industrien i regionen.
- Bruken av strøm er på nesten 3 700 GWh.
 - 1 800 GWh brukes til oppvarming av boliger og yrkesbygg.
 - 1 900 GWh brukes av industrien.
 - 46 GWh brukes til lading av elbiler (2022-tall).

Energiproduksjon

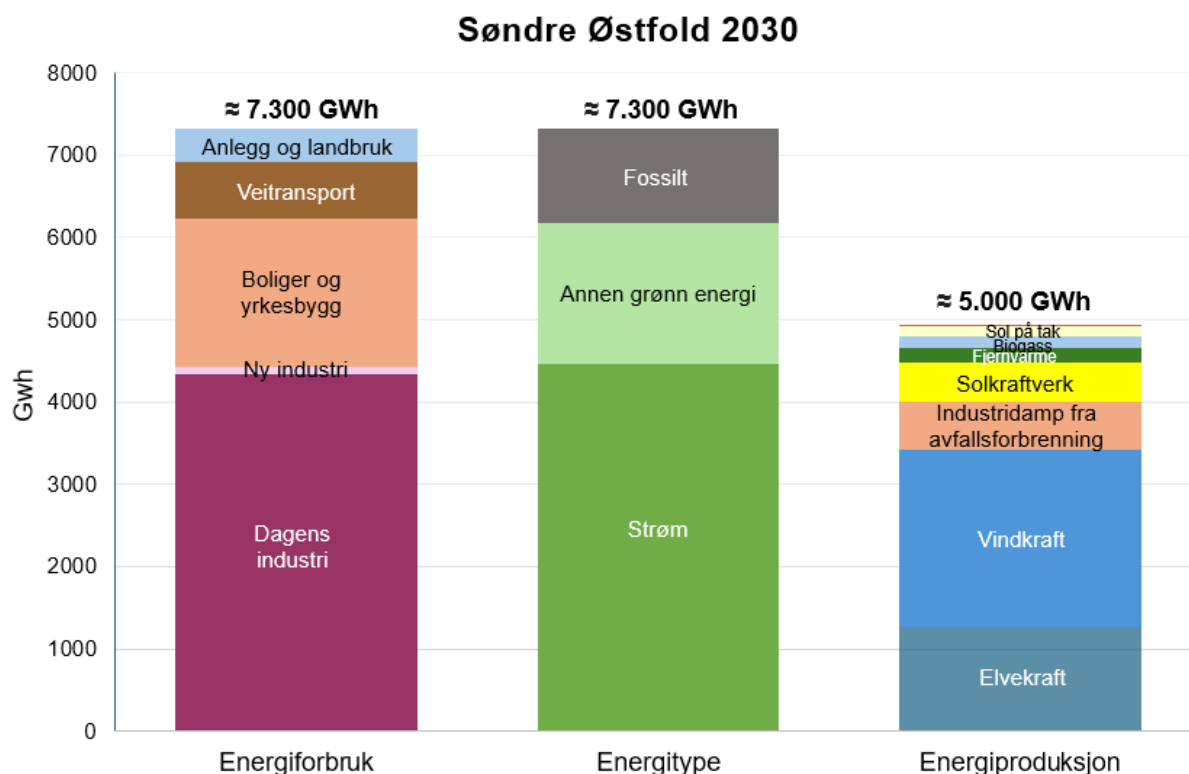
Søndre Østfold produserer rett over 1 900 GWh energi.

- Strøm fra elvekraft utgjør nesten 1 100 GWh.
- Industriadamp fra avfallsforbrenning er betydelig bidragsyter med en produksjon på oppunder 600 GWh. Dette er en energiproduksjon som er spesielt viktig for industriklyngen på Øra i Fredrikstad.
- Fjernvarme og biogass utgjør en produksjon på 100 GWh hver.
- Andre små energiproduksjonskilder er sol på tak, bakkemonterte solkraftverk og strøm fra avfallsforbrenning. Disse har en samlet energiproduksjon på under 40 GWh.

6.2 Framskriving av situasjonen i 2030

6.2.1 Energiforbruk, energitype og energiproduksjon i 2030

Figur 6.3 nedenfor viser resultatene av de framskrivingene energiutredningen har kommet frem til i et 2030-perspektiv.



Figur 6.3: Framskriving av energiforbruk, energitype og energiproduksjon i Søndre Østfold mot 2030.

Energiforbruk

I 2030 forventes det et energiforbruk på ca. 7 300 GWh, som er en økning på ca. 3 % fra dagens situasjon.

- Dagens industri vil øke sitt energiforbruk og vil være i underkant av 4 500 GWh. Dette er en økning på 18 % målt opp mot dagens situasjon.
- Ny industri vil forbruke ca. 100 GWh.
- På grunn av energieffektivisering og bruk av sol på tak vil boliger og yrkesbygg ha et energiforbruk på 1 800 GWh. Dette er en nedgang på 12 %.
- Veitransport anslås å ha et energiforbruk i underkant av 700 GWh som er en nedgang på 30 % sammenliknet med nå-situasjonen.

Energitype

Følgende energitype og endringer er anslått for 2030;

- Behovet for strøm vil i 2030 være på 4 500 GWh, hvilket er en økning på 22 % målt opp mot nå-situasjonen.
- Forbruket av annen grønn energi vil ligge på 1 700 GWh, en økning på 30 %.
- Bruken av fossil energi vil være redusert til 1 100 GWh, hvilket er en nedgang på nesten 1 000 GWh eller hele 46 %.

De to viktigste sektorene med økning i forbruk av strøm vil være dagens industri og veitransport.

- Dagens industri vil øke etterspørselen etter strøm slik at strømbehovet vil være på over 2 600 GWh i 2030. Dette er en økning på 43 % sammenliknet med nå-situasjonen.
- Den videre elektrifiseringen av veitransporten vil i 2030 kreve ca. 240 GWh strøm, hvilket utgjør en økning på ca. 420 %.

Energiproduksjon

Det finnes konkrete planer for ny strømproduksjon i Søndre Østfold i 2030-perspektivet på maksimalt 3 000 GWh. Utbygging av vindkraft utgjør ca. 2 200 GWh av dette potensialet.

Utbygging av vindkraft

Søndre Østfold-regionen har ingen etablerte vindkraftverk, men det er sendt inn konkrete planforslag til vindkraftparker i Aremark og Sarpsborg kommuner. Dersom alle prosjektene realiseres, utgjør dette ca. 2 200 GWh i årlig produksjon.

Hvis en vindkraftutbygging blir realisert rett etter 2030 mener arbeidsgruppen det er fornuftig å inkludere tiltakenes effekt i oppgitt tall for energiproduksjon i 2030. Imidlertid påpeker arbeidsgruppen at det ikke er sannsynlig at alle prosjektene blir realisert.

Vindkraftverkene vil produsere strøm på vinterhalvåret da behovet for strøm er høyest.

Utbygging av solkraft

I Søndre Østfold er det kjente konkrete planer for utbygging av bakkemonterte solkraftanlegg som gir en årsproduksjon på rundt 450 GWh. Totalt gir dette et arealbeslag på ca. 6 400 daa. Disse anleggene kan være operative innen 2030.

På grunn av solinnstrålingen vil solkraftverkene produsere mest strøm på vår og sommerhalvåret. Solkraft vil dermed ha begrenset innvirkning på kraftbehovet regionen har i vinterhalvåret.

Utbygging av elvekraft

Forventet økt produksjon fra vannkraft i regionen fram mot 2030 ligger i utbygging av Sarp 2. Totalt utgjør dette en økning på 184 GWh pr år.

Elvekraftverkene er avhengig av tilgjengelig vannmengde i elvene. Ved liten vannføring vinterstid, vil det ikke være mulig å hente ut større effekt selv om anleggene oppgraderes.

6.2.2 Utbygging av Hasle trafo (Statnett) og regionalnettet (Elvia)

Innen 2030 er følgende planer for oppgradering av strømmettet i Søndre Østfold kommunisert:

- I 2030 planlegger Statnett at Hasle trafo skal være oppgradert.
- I 2030 planlegger Elvia å ha oppgradert deler av nettet i Søndre Østfold.

Disse oppgraderingene vil bedre nettsituasjonen i Nedre Glomma spesielt, men det vil fortsatt være store begrensninger i transmisjonsnettet for overføring av strøm fra andre områder.

6.2.3 Energieffektivisering

Det virker å være stor enighet i ulike fagmiljøer om at energieffektivisering i boliger og yrkesbygg har et stort potensial på sikt. Industrien har allerede hentet ut betydelige energieffektiviserings-gevinster, men industribedriftene er offensive i sin planlegging for å få til ytterligere effektivisering.

Energieffektivisering i boliger og yrkesbygg

Framskrivningene for energieffektivisering i boliger og yrkesbygg i 2030-perspektivet viser følgende resultater:

- Totalt energiforbruk er på ca. 1 800 GWh. Dette er en nedgang fra 2 000 GWh eller 12 % sett opp imot dagens situasjon..
- Strømforbruket er redusert fra nesten 1 800 GWh til litt over 1 400 GWh i 2030. Dette er en reduksjon i kjøpt strøm på 18 % sett opp imot dagens situasjon.
- Sol på tak har i den samme perioden økt strømproduksjonen fra 25 GWh i dagens situasjon til ca. 125 GWh i 2030.

Energieffektivisering i industrien

Energieffektivisering i industri er innlemmet på følgende måte:

- Hos de største industribedriftene i regionen er energieffektiviseringspotensialet innbakt i tallene for energibehov.
- For øvrige industribedrifter er det også innbakt i energibehovet. Det antas at energibehovet dels frigjør energi til vekst, dels at energibruk effektiviseres i moderat takt. Dette gir lite utslag fram mot 2030.

6.3 Framskrivning av situasjonen i 2050

6.3.1 Energiforbruk, energitype og energiproduksjon

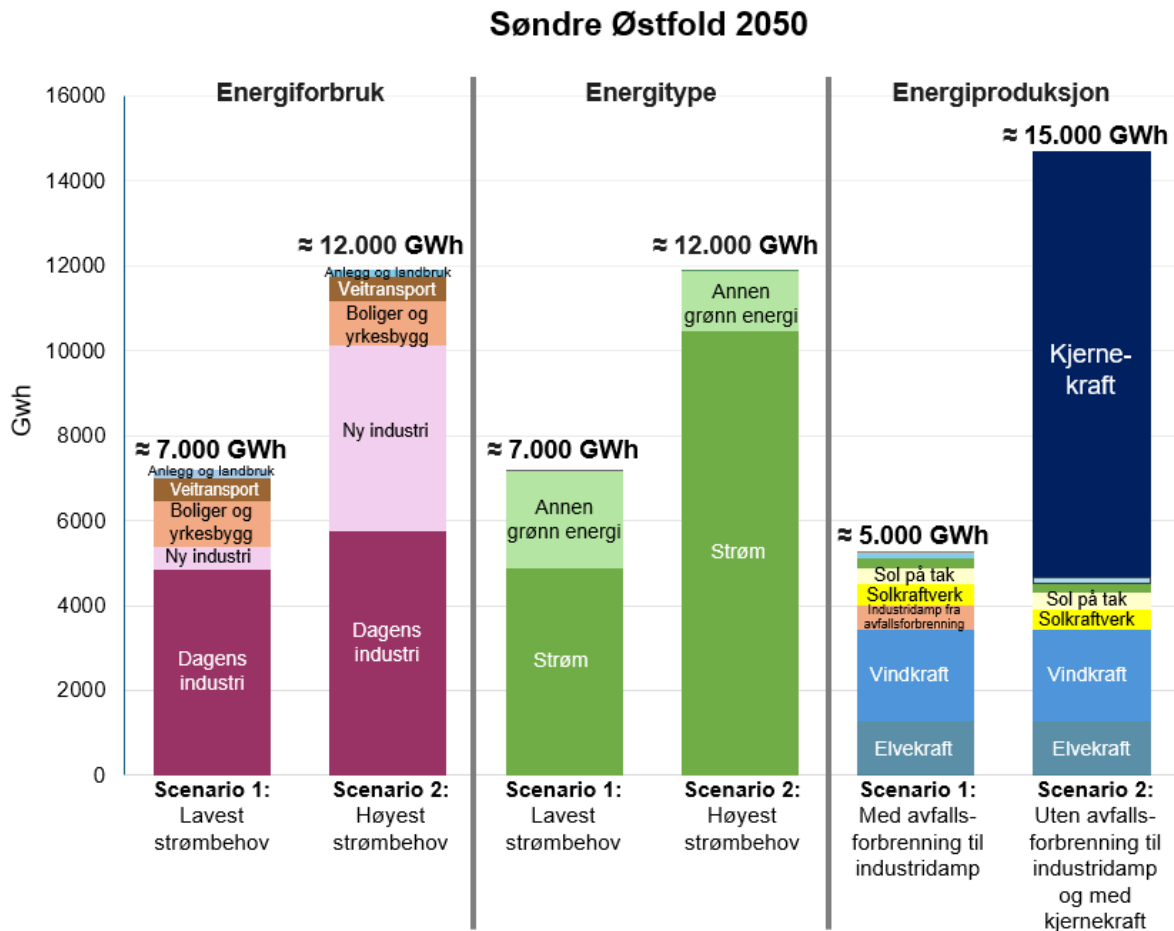
Figur 6.4 nedenfor viser resultatene av de framskrivingene energiutredningen har kommet frem til i et 2050-perspektiv. Å framskrive energisituasjonen 25 år frem i tid er krevende, og arbeidsgruppen understreker at det er knyttet stor usikkerhet til anslagene i utredningen for 2050-perspektivet.

Arbeidsgruppen har derfor valgt å presentere to scenarier for henholdsvis energiforbruk og energitype.

- Scenario 1: Lavest strømbehov.
- Scenario 2: Høyest strømbehov.

På tilsvarende måte er det to scenarier for energiproduksjon:

- Scenario 1: Med avfallsforbrenning til industridamp.
- Scenario 2: Uten avfallsforbrenning til industridamp og med kjernekraft.
Årsaken til scenario 2 er at det er knyttet usikkerhet til både bortfall av avfallsforbrenning til industridamp og mulig etablering av kjernekraft i Norge.



Figur 6.4: Framskriving av energiforbruk, energitype og energiproduksjon i Søndre Østfold mot 2050.

Energiforbruk

I 2050 forventes det et energiforbruk på mellom 7 000 GWh (scenario 1) og 12 000 GWh (scenario 2). Hovedårsaken til variasjonen er at det ligger ulike vekstframskrivinger for dagens industri og ny industri.

I begge scenariene er derimot forbruket av energi til boliger og yrkesbygg, veitransport, og anleggs- og landbruksmaskiner likt. Framskrivingene for disse sektorene viser følgende i begge scenarioene:

- Energieffektivisering og bruk av sol på tak til boliger og yrkesbygg har hatt stor effekt og energiforbruket er på ca. 1 000 GWh. Bruken av kjøpt strøm er på godt under 700 GWh og er redusert med nesten 70 % sett opp mot nå-situasjonen.
- Veitransport anslås å ha et energiforbruk på ca. 550 GWh. Bruken av strøm er på i overkant av 400 GWh som er en økning på 800 % sammenliknet med nå-situasjonen. Ellers er det anslått at bruk av hydrogen og biogass vil utgjøre i underkant av 150 GWh av energiforbruket.

Scenario 1: Lavest strømbehov

I scenario 1 forventes det i 2050 et energiforbruk på ca. 7 000 GWh, som er en nedgang i energiforbruket på 4 % fra dagens situasjon. Selv om energiforbruket går litt ned, vil forbruket

av strøm øke med godt over 1 000 GWh, slik at framskrevet strømbehov vil være på nesten 5 000 GWh.

Det er forbruket av strøm til dagens industri og ny industri som i stor grad vil avgjøre det framtidige strømbehovet.

- Dagens industri vil øke strømforbruket til ca. 3 300 GWh. Dette er en økning på nesten 80 % målt opp mot dagens situasjon.
- Det forventes et energibehov til ny industri på ca. 500 GWh, hvor 300 GWh vil utgjøre strøm.

Scenario 2: Høyest strømbehov

I scenario 2 forventes det at energibruken vil være på hele 12 000 GWh, som er en økning på ca. 220 % fra dagens situasjon.

- Dagens industri vil i dette scenarioet ha et strømbehov på 5 700 GWh. Dette er en økning på over 200 % målt opp mot dagens situasjon.
- Det forventes et betydelig energibehov til ny industri i dette scenarioet. Ny industri vil ha et strømbehov på over 4 000 GWh. Til grunn for framskrivningen ligger etableringen av Viken Park og ett stort datasenter i regionen.

Energitype

I 2050-perspektivet er det store forskjeller i framskrevet behov for strøm til nåværende og ny industri, og det understrekes at det er knyttet stor usikkerhet til framskrivningene.

Scenario 1: Lavest strømbehov

I dette scenarioet vil energibehovet, som redegjort for overfor, være på ca. 7 000 GWh.

- Behovet for strøm vil i dette scenarioet være på nesten 5 000 GWh. Dette er en økning på 33 % målt opp mot nå-situasjonen.
- Forbruket av annen grønn energi vil være på 2 300 GWh, en økning på 72 %. I dette scenarioet vil altså annen grønn energi bidra til å avlaste strømbehovet betraktelig.
- Bruken av fossil energi vil i praksis være redusert til null i alle sektorer, unntatt "dagens industri" som antakelig har behov for å kunne veksle på noe fossil energi også i et 2050-perspektiv. I dette scenariet er det dessuten tenkt karbonfangst på avfallsforbrenningsanleggene, dimensjonert slik at noe fossile utslipp vil forekomme.

Scenario 2: Høyest strømbehov

I dette scenarioet vil energibehovet, som redegjort for overfor, være på ca. 12 000 GWh.

- Behovet for strøm vil i dette scenarioet være på ca. 10 000 GWh, hvilket er en økning på ca. 180 % målt opp mot nå-situasjonen.
- Forbruket av annen grønn energi vil være på 1 400 GWh, hvilket er omtrent på dagens nivå.
- Bruken av fossil energi vil i praksis være redusert til null.

Energiproduksjon

Framskrivning av energiproduksjonen i 2050 er beheftet med usikkerhet knyttet til realisering av avfallsforbrenning med karbonfangst og om Norge vil ta i bruk kjernekraft i framtiden.

Spesielt bruk av kjernekraft vil være en game-changer med tanke på den framtidige kraftbalansen i Norge.

Energiproduksjon – Scenario 1: Med avfallsforbrenning til industridamp

I scenario 1 er det lagt til grunn at avfallsforbrenning til industridamp med nesten 600 GWh i årlig produksjon fortsatt er en del av energimiksen i Søndre Østfold, og at det er etablert karbonfangst og lagring på disse anleggene. Dette betyr at klimagassutslippene er kraftig redusert og at også utslipp fra biobaserte brensler fjernes fra atmosfæren.

Energiutredningen har basert anslagene og framskrivningene på kjente potensialer, dvs. kraftutbyggingsprosjekter som er gjort kjent for kommunene. Arbeidsgruppen er ikke gjort kjent med store kraftutbyggingsprosjekter innen vann, vind eller sol med planlagt gjennomføring mellom 2035 og 2050.

Energiproduksjonen i 2050 i scenario 1 er derfor lik energiproduksjonen i 2030, nemlig 5 000 GWh.

Energiproduksjon – Scenario 2: Uten avfallsforbrenning til industridamp og med kjernekraft

I scenario 2 er det tatt høyde for at avfallsforbrenning til industridamp med nesten 600 GWh i årlig produksjon er borte fra energimiksen i Søndre Østfold. Dette omfatter 4 anlegg og det er ikke gitt at alle eller noen legger ned. Skulle dette skje har en ressurs som uansett må brennes, blitt tapt for vår region og heller blitt en grønn energiressurs et annet sted, eller utenfor landets grenser. Som påpekt i kapittel 4.5: Dette dekker 17 % av industrisektorens energibehov i Sarpsborg, og ca. 40 % av energibehovet til Fredrikstadindustrien. I tillegg produseres fjernvarme til Fredrikstadsamfunnet. Et slikt bortfall vil by på utfordringer for mange av aktørene og kan få ringvirkninger for arbeidsplasser.

Energiutredningen for Søndre Østfold skal i henhold til mandatet utrede kjente potensialer for ny energiproduksjon. For å anslå potensialet for kraftproduksjon fra kjernekraft har arbeidsgruppen tatt utgangspunkt i caset som er utarbeidet av Halden Kjernekraft AS. Dette gir en årlig kraftproduksjon på 10 000 GWh.

Hvis nasjonale myndigheter skulle bestemme seg for å utrede kjernekraft, er det sannsynlig at hele østlandsområdet vil bli vurdert helhetlig som mulig lokasjon for kjernekraftverk.

Ifølge Institutt for energiteknikk (IFE) vil kjernekraft ikke være aktuelt i Norge før tidligst 2040. Dette forutsetter at myndighetene begynner å planlegge for etablering av kjernekraft nå. Følgende forutsetning må være på plass for å kunne etablere kjernekraft i Norge:

- Tilstrekkelig kapasitetsmessig kompetanse innen nukleære fag.
- Tilslutning fra befolkningen, lokale og nasjonale myndigheter.
- Regulatoriske forhold.
- Teknologisk utvikling – Små, modulære kjernekraftverk (SMR-reaktorer) er ikke teknologiske modne.
- Avfallsløsning for håndtering av atomavfall.

Basert på informasjonen arbeidsgruppen har innhentet vil en eventuell bruk av kjernekraft kunne skje rundt 2045, tidligst 2040. Det som kan sies med 100 % sikkerhet er at kjernekraft ikke er et reelt alternativ sett opp mot målene om å redusere klimagassutslippene i 2030.

Kjernekraft er heller ikke et reelt alternativ som ny energikilde for å dekke det prognostiserte energibehovet frem mot 2030.

6.3.2 Utbygging av transmisjonsnettet (Statnett) og regionalnettet (Elvia)

Innen 10 års tid, altså mot 2035, planlegges det for å oppgradere nettet i Søndre Østfold og resten av Østfold. Det må understrekes at dette er målbilder det jobbes mot, og at det kan komme endringer i Statnetts og Elvias planer.

Følgende målbilder er kommunisert:

- I 2035 planlegger Statnett å være ferdig med oppgraderingen av strømmettet til Østfold.
- I 2035 planlegger Elvia å være ferdig oppgradert med nettet i Nedre Glomma.
- I 2040 planlegger Statnett å være ferdig med oppgraderingen av strømmettet i Stor-Oslo.

6.3.3 Energieffektivisering

Energieffektivisering i boliger og yrkesbygg

Framskrivningene for energieffektivisering i boliger og yrkesbygg i 2050-perspektivet viser følgende resultater:

- Totalt energiforbruk er på ca. 1 000 GWh. Dette er en nedgang fra 2 000 GWh eller 50 % sett opp imot dagens situasjon.
- Strømforbruket er redusert fra nesten 1 800 GWh fra dagens situasjon til 700 GWh i 2050. Dette er en reduksjon i kjøpt strøm på hele 62 % sett opp imot dagens situasjon.
- Sol på tak har i den samme perioden økt strømproduksjonen fra 25 GWh i dagens situasjon til 400 GWh i 2050.

Energieffektivisering i industrien

Energieffektivisering i industri er innlemmet på følgende måte:

- Hos de største industribedriftene i regionen er energieffektiviseringspotensialet innbakt i tallene for energibehov.
- For øvrige industribedrifter er det også innbakt i energibehovet. Det antas at energibehovet dels frigjør energi til vekst, dels at energibruk effektiviseres i moderat takt. Dette gir noe utslag fram mot 2050 i scenario 1 - Lavest strømbehov.

6.4 Betrachninger rundt framskrevet mangel på strøm

I kapitlene ovenfor er det redegjort for dagens energi- og strømbehov, samt framskrivninger i for 2030 og 2050.

Det understrekes at energisystemet er sammenvevd. Strømmettet gjør deler av energisystemet fysisk sammenvevd. Samspillet mellom ulike energityper, som strøm, bio-energi, damp fra avfallsforbrenning og fossil energi, påvirker dessuten hvor mye strøm som trengs. På grunn av denne sammenvevingen kan man ikke utelukkende vurdere

enkeltkommuners eller enkeltregioners energi- og strømbehov opp mot lokal/regional energi- og strømproduksjon. Det *årlige* behovet og produksjonen er heller ikke tilstrekkelig informasjon for å beskrive den regionale situasjonen. Dersom man likevel skal gjennomføre en slik øvelse, tjener dette kun til å få begrep om hvilke størrelser det er snakk om.

Nå-situasjonen – over året og momentant om vinteren

Dersom man hadde et mål om at Søndre-Østfold-regionens årlige strømbehov skulle vært dekket av regional strømproduksjon, «mangler» regionen følgende mengde strømproduksjon:

- Ca. 2 500 GWh. Se figur 4.2 i kapittel 4.

Derimot gir det ikke fullstendig mening å se på årlig behov og produksjon, som forklart i kapittel 4.3. Elvekraftverkene produserer minst strøm når behovet er størst.

Det momentane maksbehovet for strøm, effektbehov, i Søndre Østfold er mer enn 8 ganger så høyt som den momentane vinterproduksjonen til regionens elvekraftverk. Se figur 6.1.

- Dagens maksbehov for strøm, vinter: Ca. 700 MW
- Dagens momentane vinterproduksjon, ved lav vannførsel: Ca. 80 MW

I kapittel 9.1 beskrives kommende kjent og nytt maksbehov for strøm, noe som vil øke «gapet» ovenfor ytterligere. Igjen innebærer dette en forenkling, men ytterligere effektbehov spenner fra ca. 150 MW til ca. 800 MW. Dette representerer behovene framskrevet i energiutredningen, men størrelsene er også avhengige av andre forhold, som samtidighet i øyeblikkene behovene vil skje.

Energiutredningens scenarier for 2030 og 2050

Følgende sentrale forenklinger gjøres for å kunne peke på anslag for manglende strøm i regionen for 2030- og 2050-scenariene, ut fra årlig perspektiv:

- Ingen ny strømproduksjon realiseres i regionen.
- At alle forutsetninger på *forbrukssiden* slår til, inkludert et svært ambisiøst omfang av energieffektiviseringstiltak i boliger og yrkesbygg, som særlig gjør utslag i 2050.
- At de antatte energimengdene i data og figurer med «annen grønn energi» vil implementeres og dermed avlaste behovet for strøm, sammenliknet med ellers. Det tas ikke stilling til om denne produseres lokalt eller tilføres regionen.

Gitt disse forenklingene vil vi mangle følgende strømmengder i Søndre Østfold-regionen:

- 2030: Ca. 3 300 GWh
- 2050, Scenario 1 - Lavest strømbehov: Ca. 3 800 GWh
- 2050, Scenario 2 - Høyest strømbehov: Ca. 9 300 GWh

Oversikten gir altså strømbehovet over året totalt. Hadde man satt opp det momentane strømbehovet, effektbehovet, opp mot mulig momentan vinterproduksjon ville bildet vært enda mer alvorlig.

I 2050-scenario 2 er bortfall av avfallsforbrenningsanleggene modellert. Industridampbehovet dette representerer erstattes dels med dampproduksjon fra strøm og dels med bioenergi. Samtidig er den lille andelen strømproduksjon fra damp fra avfallsforbrenning tatt ut

(10 GWh), slik at tallene er konsistente. Det er store strømbehov til nye industriprosjekter som gir det største utslaget, men det modellerte bortfallet har en viss påvirkning.

Strømnettets betydning nå og framover

Det er vesentlig å få fram at strømnettet er nødvendig å oppgradere *inn til* og *i* regionen, uavhengig av de regionale energi- og strømproduksjonspotensialene. Dette er delvis under realisering og delvis under planlegging av nettselskapene i dag. Ny strømproduksjon eller bortfall av industridamp fra avfallsforbrenningsanleggene kan påvirke *graden* av nødvendig utbedring av strømnettet. Også ny strømproduksjon er avhengig av overføring fra andre områder via strømnettet som backup.

En sentral forutsetning for energiutredningen er at det legges til grunn at kjernekraft kan være i operativ drift i regionen i 2045, tidligst i 2040. Dette baseres på blant annet IFEs betraktninger. Kjernekraft vil, om den etableres, kunne produsere strøm stabilt og væruavhengig. Dette kunne isolert sett avhjulpet behovet for forsterket strømnett *inn til* regionen, men fortsatt ville vi hatt behov for å frakte kjernekraften internt *i* regionen. (Strømnettet inn til regionen er også sentralt i å frakte strøm gjennom regionen, noe Statnett inkluderer i årsaker for oppgraderingsbehov.) Det er altså nødvendig med betydelig strømnettoppgradering før strømproduksjon fra kjernekraft eventuelt kan iverksettes.

7. Temautdyping: Energibehov og energieffektivisering

7.1 Industri – dagens og ny

Søndre Østfold er en stor industriregion hvor prosessindustrien utgjør en stor andel. Denne forbruker betydelige mengder energi.

Industribedrifter i regionen opplever i ulik grad risiko knyttet til økte energipriser, avhengig av hvordan energiutgifter påvirker deres samlede kostnadsstruktur. Mens energi representerer en betydelig kostnad for mange, finnes det også aktører med en mer diversifisert kostnadsbase som kan håndtere slike prisendringer bedre. Energiutredningen forutsetter at prisen for fossil energi over tid vil overstige prisen på strøm og annen grønn energi. Da tas det samtidig høyde for at bedriftene vil kunne overføre mesteparten av de økte energikostnadene til sine kunder. For bedrifter i konkurranseutsatte globale markeder avhenger imidlertid denne muligheten av en global harmonisering av klima- og energipolitikk som trekker i samme retning.

7.1.1 Dagens industri: Nåsituasjonen og framskrivinger

Sektoren og temaet “dagens industri” omfatter større industribedrifter samt bedrifter som havner innunder SSBs strømbruk-statistikk for “industri og bergverk”. Det vil si at strømbruken til bedrifter som mindre mekaniske verksteder og liknende er inkludert. Hvis noen av disse bruker fossil energi eller bio-energi fanges ikke *den* energibruken opp. I Hvaler og Aremark er det kun slike små industribedrifter. Tjenesteytende sektor er dekket under “yrkesbygg” i energiutredningen.

De fleste av regionens store industribedrifter rapporterer energibruk og i noen tilfeller klimagassutslipp til Miljødirektoratet og statsforvalteren, som publiseres på www.norskeutslipp.no. Dermed er det mye informasjon tilgjengelig om sektorens energibruk.

Noen få bedrifter og industriområder står for en svært stor andel av energibruken. Det varierer noe hvilke bedrifter som er på topplisten for total energibruk i sektoren, total strømbruk og total fossil energibruk. I tabellene under ser man hvor vesentlige Borregaard, Norske Skog Saugbrugs, Nordic Paper og Øra-industrien er når det gjelder dagens energibehov.

Tabell 7.1 De største energiforbrukere innen industri i Søndre Østfold, nåsituasjonen.

Prosent av total energibruk i industri i Søndre Østfold	3 700 GWh
Borregaard	47 %
Norske Skog Saugbrugs	22 %
Øra-industrien	17 %
Nordic paper	5 %
	90 %
Prosent av total strømbruk i industri i Søndre Østfold	1 900 GWh
Borregaard	33 %
Norske Skog Saugbrugs	33 %
Øra-industrien	12 %
Nordic paper	5 %
	83 %
Prosent av total fossil energibruk i industri i Søndre Østfold	700 GWh
Borregaard	61 %
Norske Skog Saugbrugs	0,2 %
Øra-industrien	24 %
Nordic paper	11 %
	97 %
Damp og fjernvarme fra avfallsforbrenning:	600 GWh
Borregaard	61 %
Øra-industrien	39 %
	100 %

Disse få bedriftene/industriområdet står for hhv. 90, 83 og 97 og 100 % av industriens totale bruk innen noen utvalgte energityper i Søndre-Østfold. I tabellen vises energibruken i avrundet GWh. Merk at *utenfor* industrisektoren benyttes varmtvann fra avfallsforbrenningen også til fjernvarme til boliger og yrkesbygg i Fredrikstad.

Bedriftene/området med høyest fossil energibruk forårsaker naturlig nok størst klimagassutslipp. Det er også fossile klimagassutslipp fra avfallsforbrenningsanleggene, så vel som «grønne» CO₂-utslipp fra forbrenning av biobasert avfall som trevirke. Dette kalles biogene CO₂-utslipp. Bedrifter som brenner flis, bark og annen bioenergi har også biogene CO₂-utslipp.

For å beskrive “nå-situasjonen” er det benyttet forbruksdata fra 2022, ettersom dette er det siste året med tilgjengelige data for alle sektorene som energiutredningen har sett på. Innen industri er det gjort noen vesentlige justeringer for å representere “nå-situasjonen” bedre. Dette er benyttet både i tabellen over og i alle andre framstillinger av nåsituasjonen:

- Gyproc på Øra: Elektrifiserte 1. halvår 2023. Økt strømbehov erstatter all bruk av fossil gass i et normalår
- Norske Skog Saugbrugs: Et steinras destruerte en vesentlig produksjonslinje i 2023. Energibehovet til et fullt år med produksjon på andre produksjonslinjer er benyttet.
- Nexans: Bedriften har økt produksjonen noe som følge av utvidelse av fabrikken.

De oppdaterte dataene er mottatt fra bedriftene.

På bakgrunn av størrelsesordenen vist i tabellene over er det disse bedriftene som har hatt størst fokus for detaljerte framskrivinger av behovet til dagens industri. Bedriftene er enten intervjuet muntlig og per epost, eller det er benyttet data og informasjon fra tidligere dialog i kontekst av prosjektene "Klimasats Øra" og "Industriell Symbiose".

Alle industribedrifter som rapporterer sin energibruk og/eller fossile klimagassutslipp til myndighetene er framskrevet (Miljødirektoratet, d.d.). Det samme gjelder den kjente strømbruket til ukjente bedrifter som framkommer fra SSB (SSB, 2024). Dette samsvarer i stor grad med det som vises i Energidashboardet, men der mer detaljerte data er tilgjengelige er disse supplert.

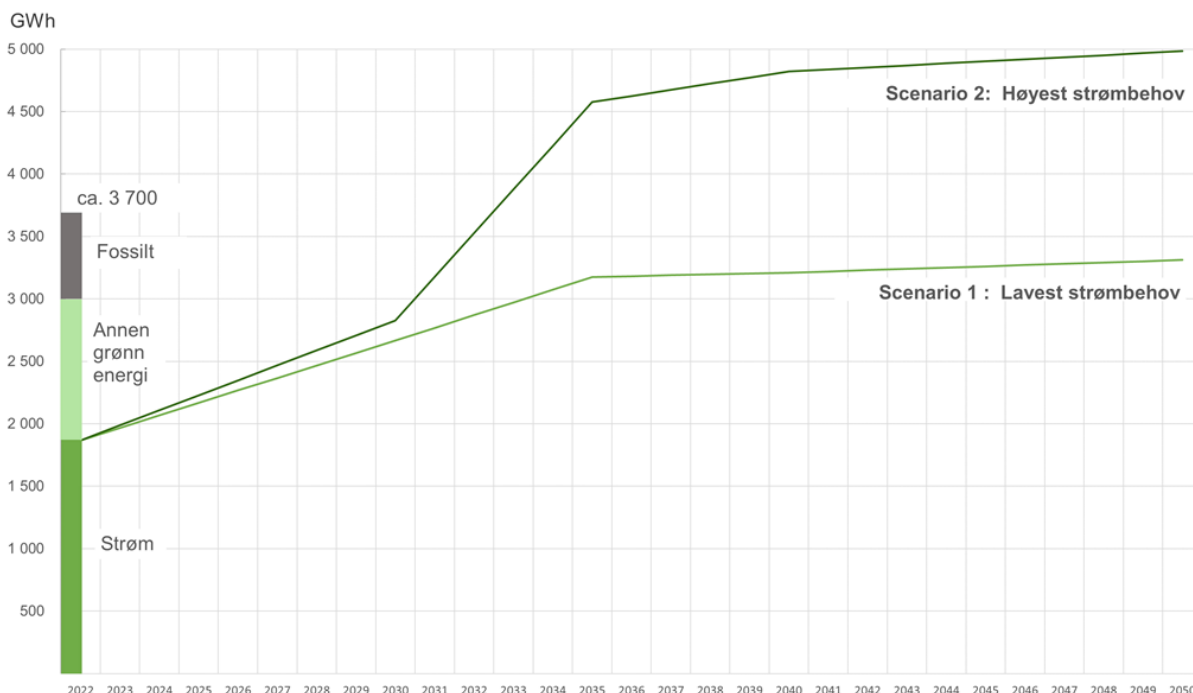
Jo lenger ut i perioden, jo større usikkerhet blir det om hvilke løsninger som faktisk vil og kan implementeres. Dette presiseres av de som er intervjuet og gjelder alle bedrifter. De presiserer også at utslippsreduksjonene som vises i dette kapitlet ikke kan garanteres. Det er mange faktorer som må virke sammen. Det interessante i denne rapporten er uansett å sannsynliggjøre både ulike typer energibehov og for industrien: Mulige utslippskutt.

Energieffektivisering og utnyttelse av overskuddsenergi

Mange av bedriftene har tidligere gjennomført betydelig energieffektivisering og optimalisering, samt utnytter egen spillvarme eller bio-rester. Statistikken fra norskeutslipp.no fanger inn data om dagens utnyttelse av overskuddsenergi.

Framskrivingene

Framskrivingene er bygget opp om 2 scenarier: Scenario 1: Lavest strømbehov og Scenario 2: Høyest strømbehov. I figur 7.1 vises framskrivinger for disse to strømnivåene, som de videre figurene for framskriving bygger videre på.

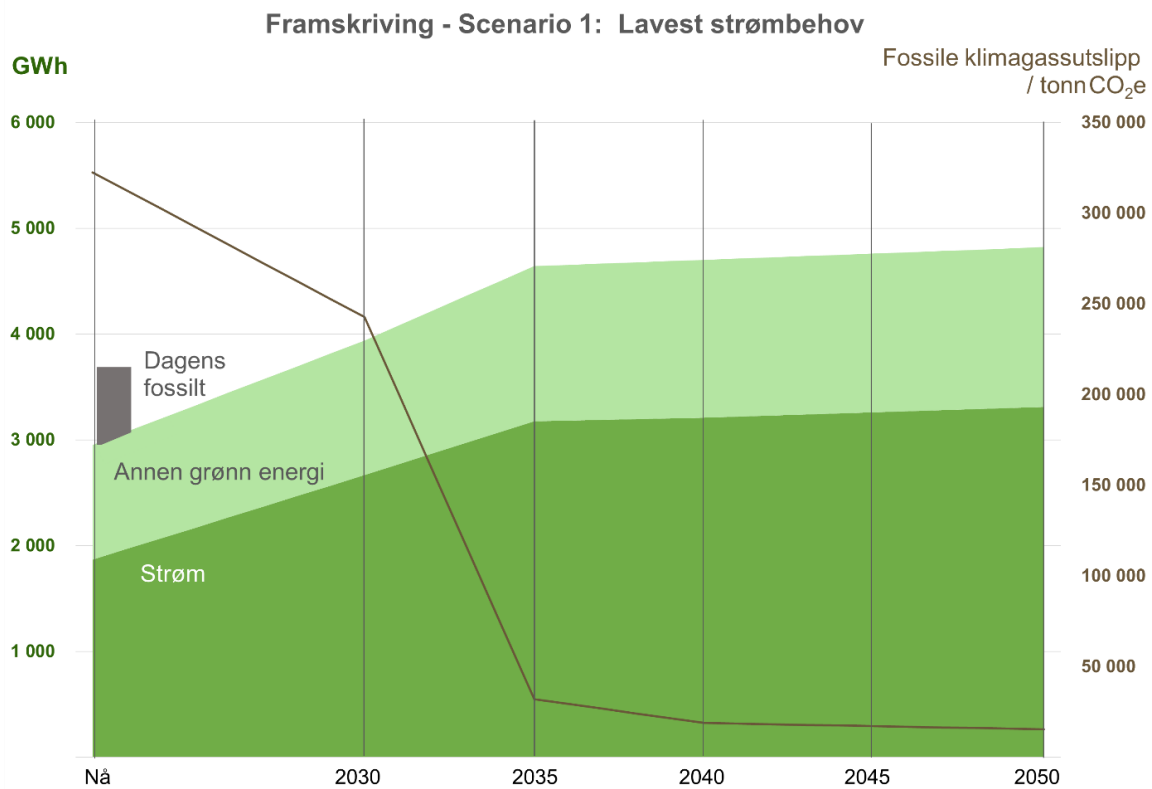


Figur 7.1 To scenarier for framskrivning av strømbehov i Søndre Østfold, lavest strømbehov og høyest strømbehov, sammenliknet med nåsituasjonens sammensetting av fossil energi og «annen grønn energi».

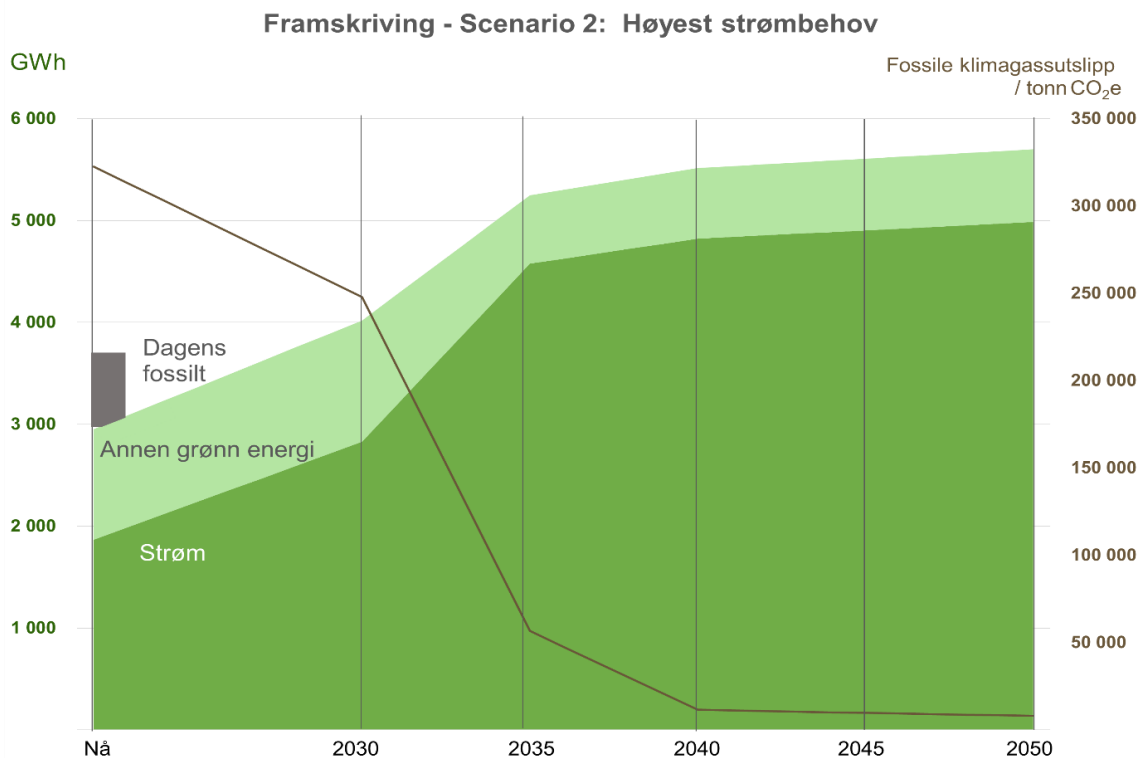
Tiltak og økning som skjer mellom nå og 2030 er framskrevet lineært, det er ikke lagt inn tiltak i 2025 ettersom det er usikkert når tiltak vil gjennomføres. Grunnet forventet mer kapasitet i strømmettet i 2035 er det modellert gjennomføring av en del tiltak i dette årstallet.

Den generelle store økningen i strømbruk skyldes dels elektrifisering vekk fra fossil energi og dels planer om vekst i enkelte bedrifter. Eksempelvis er det lagt inn at Norske Skog Saugbrugs beslutter å starte opp produksjon av et nytt produkt. Differansen i 2030 er to ulike valg for framskrivinger i Hvaler og Aremark der det i Scenario 1 framskrives konstant energibehov og i Scenario 2 framskrives noe årlig, økt energibehov, som et uttrykk for mulig vekst hos dagens bedrifter.

I Scenario 2: *Høyest strømbehov* er enkeltprosjektet som gir desidert størst utslag et *mulig* prosjekt med karbonfangst og bruk av dette, samt lokalprodusert hydrogen til produksjon av syntetisk drivstoff ved Norske Skog Saugbrugs. Prosjektet er en skissering av en mulig utvikling, gitt de lokale forutsetningene. Det er ikke del av vedtatt handlingsplan. Det er valgt å legge til «dagens industri» ettersom det er så nært knyttet til Saugbrugs' biogene CO₂-utslipp. Basert på estimater vil dette ha behov for 1 300 GWh og det vil produseres ca. 50 millioner liter drivstoff. Dersom dette realiseres, vil 170 000 tonn biogene CO₂-utslipp årlig brukes til ventelig å *erstatte* fossilt drivstoff i eksempelvis luftfart.



Figur 7.2. Framskriving av strøm, annen grønn energi og klimagassreduksjoner (brun linje) for dagens industri i Søndre Østfold. Scenario 1: Lavest strømbehov. Klimagassutslippene fra avfallsforbrenningsanleggene er inkludert.



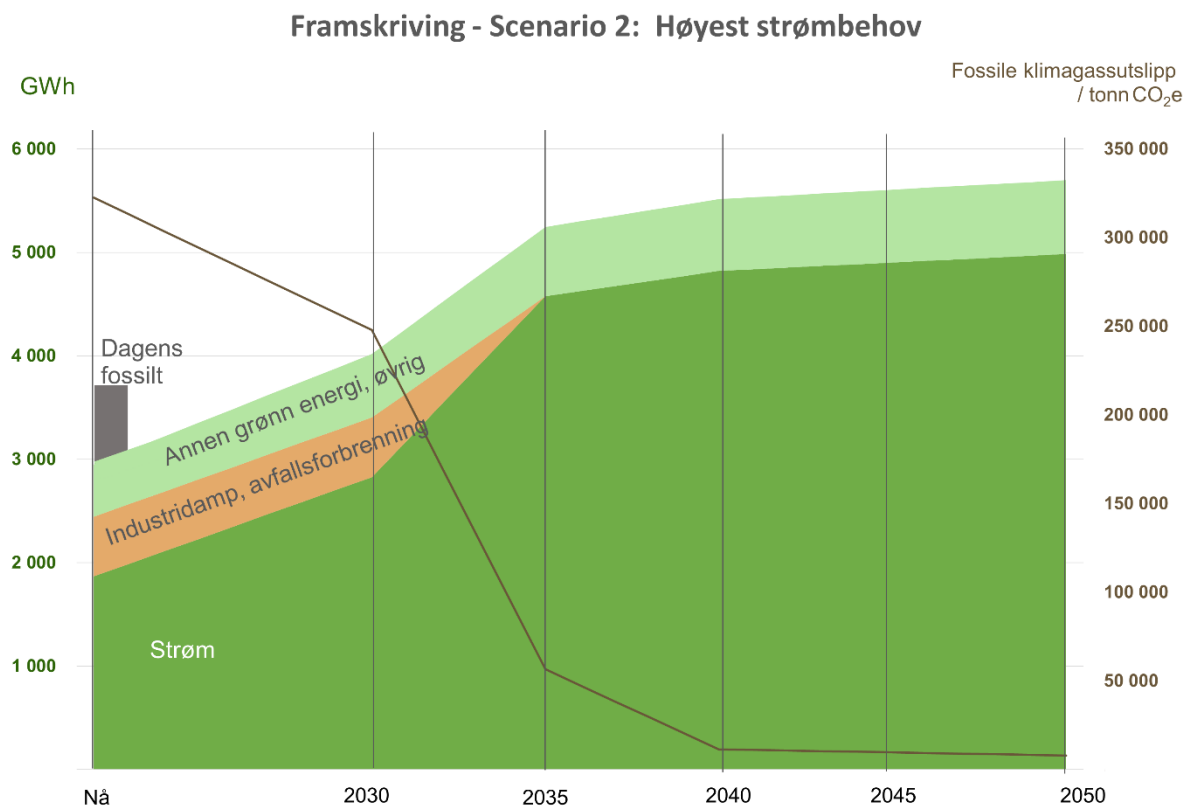
Figur 7.3. Framskriving av strøm, annen grønn energi og klimagassreduksjoner (brun linje) for dagens industri i Søndre Østfold. Scenario 2: Høyest strømbehov. Klimagassutslippene fra avfallsforbrenningsanleggene er inkludert.

Av konfidensialitetshensyn vises ikke framskrivinger for fossil energi i tall og figurer, men en indikasjon er reduksjon av fossil energibruk vises i estimerte klimagassreduksjoner som bedriftene dels har oppgitt, og som dels er beregnet av arbeidsgruppen. For sammenlikning vises dagens fossile energibruk i en søyle på toppen av strøm og annen grønn energi.

Når det gjelder "annen grønn energi" er ikke det fulle, planlagte behovet vist. Alle bedriftene har ikke hatt mulighet til å dele dette.

Når det gjelder damp: I Scenario 1 *Lavest strømbehov* er det simulert en blandet bruk av el-kjeler og bio-kjeler. I framskrivingene er det i Scenario 2 *Høyest strømbehov* lagt til grunn at dagens el-kjeler brukes maksimalt hele tiden, og at de fossile kjelene fases ut.

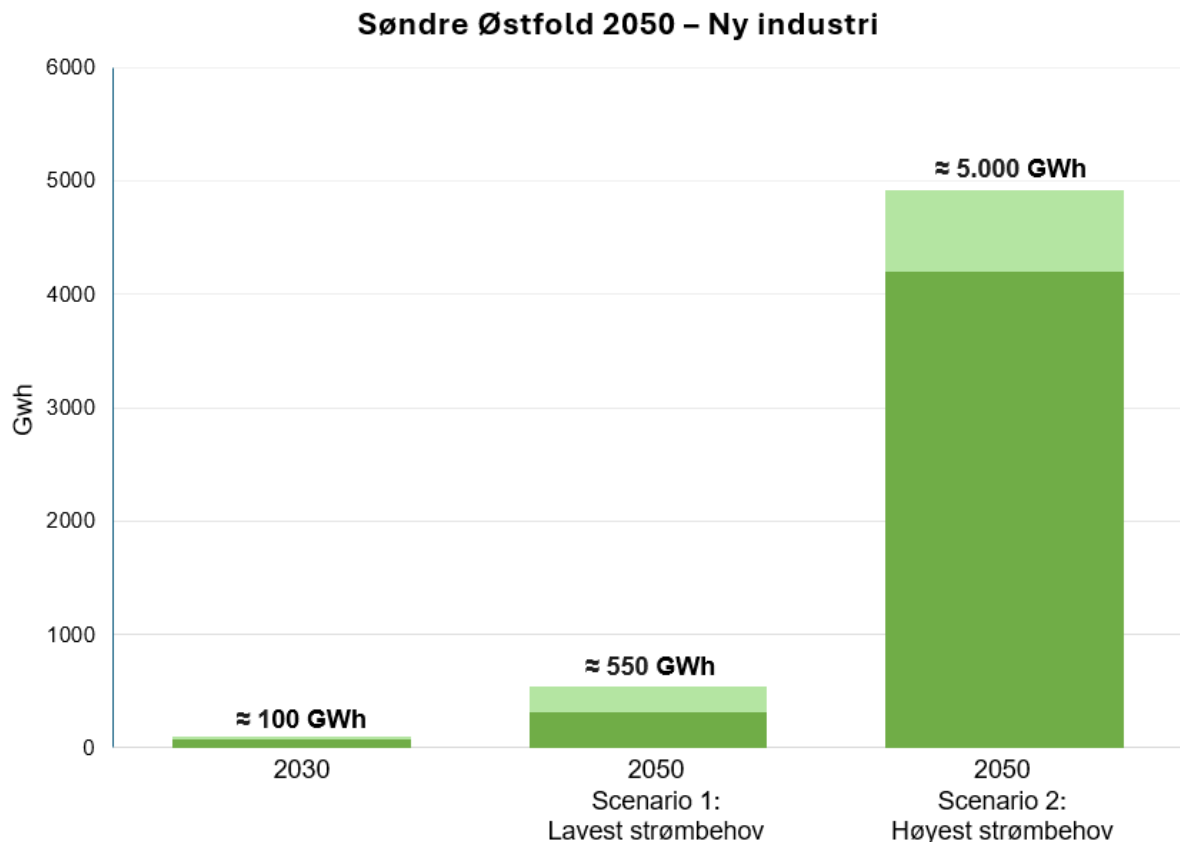
I Scenario 1 *Lavest strømbehov* er det beregnet at karbonfangst installeres på alle fire avfallsforbrenningsanleggene i Sarpsborg og Fredrikstad. I Scenario 2 - høyest strømbehov, er dette behovet erstattet dels av damp fra elektrokjel og dels fra bio-energi.



Figur 7.4. Framskriving av Scenario 2: Høyest strømbehov, der industridamp fra avfallsforbrenning er skilt ut fra øvrig «Annen grønn energi».

7.1.2 Ny industri: Nåsituasjonen og framskrivinger

Det legges til grunn at ny industrivirksomhet i regionen ikke vil benytte noe fossil energi, men en miks av strøm og annen grønn energi.



Figur 7.5. Ny industri i 2030 og 2050, to scenarier i 2050 Lavest strømbehov og høyest strømbehov.

For “ny industri” er det tatt utgangspunkt i tilgjengelige næringsarealer og hvordan disse er tenkt benyttet. Arealer som er tenkt tjenesteytende sektor er ikke inkludert. Det er deretter modellert ulike typer industri- og lagervirksomhet på disse arealene. Det er modellert at utbyggingen skjer gradvis basert på status for reguleringsplanene for de næringsarealene. Dermed er noe modellert å skje innen 2030, mens en god del vil eventuelt realiseres i tiden etterpå og illustreres i 2050-scenariet.

Arbeidsgruppen har fått tilgang til en modell for å beregne strømbehov, samt behovet for oppvarming og kjøling basert på bruksareal for ulike industri- og lagerbygg. Denne modellen er utviklet av Østfold energi, i samarbeid med blant andre konsulenter. Den er basert på energibehov til ulike virksomheter etter dagens energigjerrige standarder.

For de fleste av arealene er det modellert en etablering av lett industri, mens det i noen få områder er lagt inn noe lagervirksomhet. Dette inkluderer en andel kjøle- og fryseler med høyere energibehov enn annen lagervirksomhet. På enkelte områder er det modellert en miks av ulike typer næringsvirksomheter, mens andre steder kun vil huse lett industri.

I to tilfeller er det også antatt at det vil etableres noe tyngre og mer energikrevende industri. Det er disse to som utgjør nær hele differansen mellom de to 2050-scenariene. Når det gjelder Viken Park har arbeidsgruppen vært i direkte dialog med utbygger og fått tilgang til to

ulike scenarier for næringsområdet, skulle det realiseres: Et høy-effekt-scenario og et lav-effekt-scenario for strømbehovet som er lagt inn i de to tilsvarende scenariene i energiutredningen. Viken Park etterstreber å samarbeide med de potensielle kundene for mest mulig utnyttelse av overskuddsenergi bedriftene imellom og utnyttelse av rett energikvalitet til rett formål. I høy-effekt-scenariet er det lagt til grunn at en stor aktør med svært høyt elektrisk effektbehov vil etablere seg i området. Det er videre lagt inn et datasenter i Sarpsborg, i tilfelle det skulle besluttes å utvikle arealene nær Halse trafo. Det er videre antatt at det sammen med datasenter kommer en kunde som kan utnytte overskuddsenergien. Arbeidsgruppen tror ikke det vil bli mulig å etablere datasenter og liknende i framtiden uten å ha dette på plass.

For Halden er det ikke antatt tilsvarende energikrevende virksomhet, men modellert ulik grad av bruk av strøm sammenliknet med annen grønn energi. Som beskrevet i kapitlet "Dagens industri" er det imidlertid modellert en ny virksomhet i prosess-tilknytning til eksisterende bedrift, og derfor gruppert under dagens industri.

I Aremark og Hvaler er det tatt utgangspunkt i at det utvikles noe lett industri på deler av næringsarealene som er tilgjengelige, og at disse framskrives i takt med Statnetts basis-scenario for utvikling av strømbehov til landbasert industri (Statnett, 2023).

7.2 Boliger og yrkesbygg

Søndre Østfold har i dag et årlig energiforbruk til bygg på 2 085 GWh. Av dette utgjør strøm rundt 1 800 GWh. Beregnet strøm til hjemmelading av elbiler er tatt ut, og er regnet med i kapitlet for transport. Det betyr at bygningsmassen står for ca. 30 % av dagens energiforbruk, og hele 50 % av strømforbruket. Det er mange ulike energityper i bygningsmassen, men etter at fyringsolje ble forbudt i 2020, hentes energien stort sett fra strøm, bioenergi (ved/pellets) eller fjernvarme.

Tabell 7.2 Tabellen viser energiforbruket i bygg fordelt på kommunene i Søndre Østfold.

Forbrukergrupper	GWh energiforbruk – Nåsituasjonen					
	Sarpsborg	Fredrikstad	Hvaler	Halden	Aremark	Søndre Østfold
Hytter	15	22	22	9	3	70
Næringsbygg og husholdninger	441	658	42	232	11	1 384
Tjenesteyting	215	281	14	117	4	631
Sum 2022	671	962	78	357	17	2 085

Den største andelen av energiforbruket i bygg går til oppvarming av rom, eksempelvis i form av varmepumper, elektrokjeler eller panelovner. Dette er hovedårsaken til at strømforbruket svinger med temperaturen, og at belastningen på strømmettet er størst på vinterhalvåret. Det benyttes også noe fjernvarme, bioolje og ved til oppvarming av bygg i vår region. For å lykkes med energieffektiviseringen, må oppvarming av rom flyttes til andre energityper der det er mulig.

For å framskrive energibruken i boliger og yrkesbygg, er det valgt å ta utgangspunkt i et svært ambisiøst scenario beskrevet i ZEN Rapport No. 50 – 2023 – Energisparepotensialet i bygg fram mot 2030 og 2050. Denne har vurdert energieffektiviseringspotensialet i bygningskategoriene småhus, boligblokk og yrkesbygg, mens industri og lagerbygninger er ikke med.

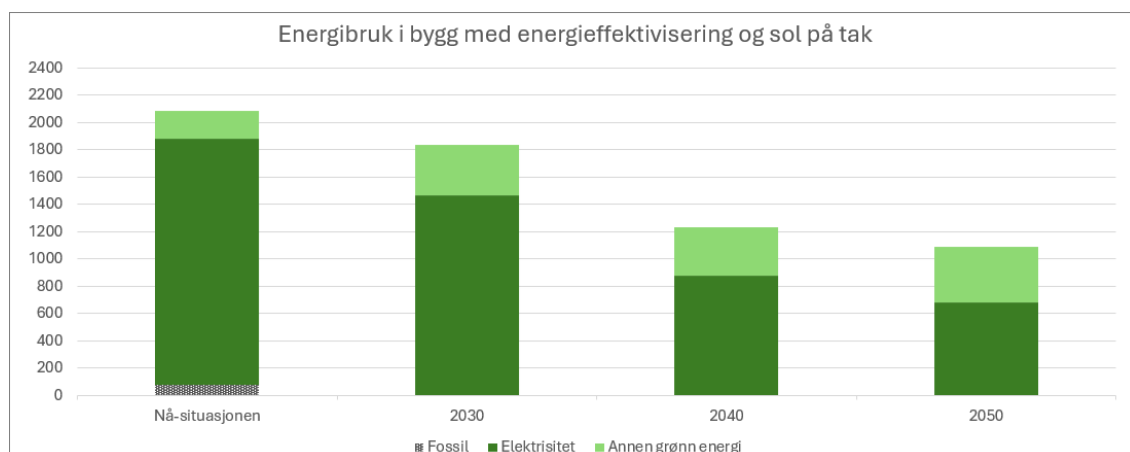
Rapporten fastslår at det er vanskelig å anslå framtidig utvikling i behov for energi til bygg, men trekker opp to scenarier for utviklingen. Disse har benevnelsene Baseline og Ultra Grønn. Arbeidsgruppen har valgt å legge det ambisiøse scenariet Ultra Grønn til grunn for utredningen.

Ultra grønn-scenarioet er svært ambisiøst, men er i tråd med Europakommisjonens ambisjoner om energieffektivisering i bygningsmassen. Dette scenariet ser på hva som er potensialet for energieffektivisering med oppgradering av energinivå ved nybygg og rehabilitering, omlegging av oppvarmingsløsning og bruk av solceller på bygg. Med omlegging menes økt bruk av fjernvarme der det er mulig, og økt bruk av varmepumpe til oppvarming. Sistnevnte utgjør et betydelig bidrag i reduksjonen i energibehov.

Ultra grønn-scenarioet viser at Norges årlige forbruk av energi til bygg kan reduseres med 12 % (13 TWh) i perioden 2020-2030 og med 48 % (40 TWh) i perioden 2020-2050. I ZEN-rapporten kommer det tydelig frem at en slik reduksjon i energiforbruket til bygg vil kreve en betydelig økning i økonomiske støtteordninger og skjerpede byggetekniske krav. For å realisere dette scenariet, peker FME ZEN rapporten på behovet for kraftfulle virkemidler. For eksempel er det beregnet at det årlig er behov for 4-5 mrd. i økonomiske støtteordninger nasjonalt.

Når scenarioet Ultra Grønn legges til grunn for energieffektiviseringspotensialet vil Søndre Østfold kunne redusere det årlige energiforbruket i bygningsmassen med rundt 250 GWh frem mot 2030. Dette utgjør en reduksjon på 12 % sett opp mot dagens situasjon.

I 2040 kan det årlige energiforbruket være redusert med ytterligere 600 GWh, mens det i 2050 kan være redusert med rundt 1 000 GWh. Dette tilsvarer omtrent en halvering av årlig forbruk sammenlignet med i dag. Utviklingen i årlig energiforbruk basert på Ultra Grønn scenarioet for Søndre Østfold er vist i figur 7.4.



Figur 7.4: Framskriving av energiforbruk (inkludert redusert behov pga. egenprodusert solstrøm) og energitype i Søndre Østfold mot 2050.

7.2.1 Forenklet tilnærming til fleksibilitet i husholdningene

I vår region er det overføringskapasiteten som er den begrensede faktoren. Det vil si hvor mye strøm som kan leveres samtidig. Dette gjelder spesielt i de kaldeste vintertimene. Et tiltak for å få ned belastningen på strømmettet, er å flytte såkalte trege laster til mindre populære timer av døgnet. Dette er for eksempel varmtvannsbereder, varmekabler, el-billadere og panelovner. Felles for disse trege lastene, er at de kan flyttes om på uten at det påvirker beboerens komfort – så lenge du har varmt vann når du skal dusje, spiller det ingen rolle om akkurat når det vannet er varmet opp.

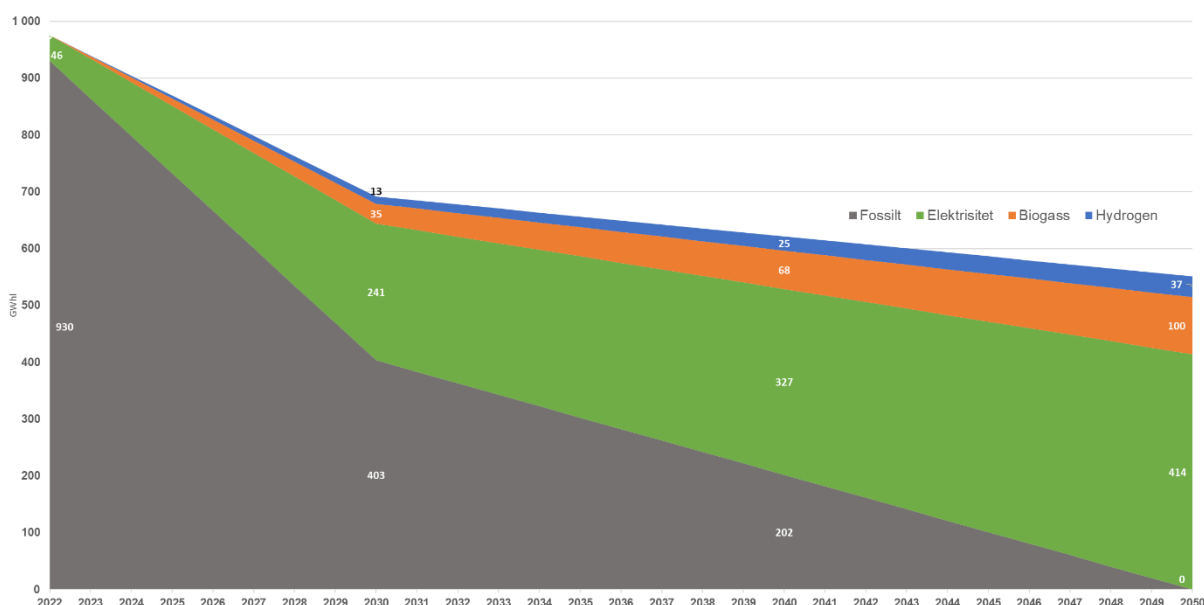
Å modellere flytting av trege laster og fleksibilitet er komplisert. Derfor har arbeidsgruppen valgt en forenklet tilnærming for å få et anslag på potensialet.

Med bakgrunn i tall fra SSB, er det beregnet at det er omtrent 88 000 husstander i Søndre Østfold. Dersom alle husstandene omfordeler forbruket sitt, slik at effekttoppen for husholdningen går ned med 0,5 kW, vil dette gi en samlet effektnedgang i husholdninger på 44 MW. Denne effekten frigjøres fra strømmettet, og kan benyttes til andre formål.

I realiteten er det usannsynlig med dagens ordninger at alle husholdninger vil være i stand til å gjøre denne endringen. Dersom det i stedet antas at dette er oppnåelig for 60 % av husholdningene, blir resultatet ca. 26 MW. Det er langt fra nok til å dekke gapet illustrert i figur 4.1, men det er en effektoptimalisering som kan hentes ut umiddelbart gitt at det mobiliseres.

7.3 Veitransport

Framtidig energiforbruk til transport for de fem kommunene for personbiler, varebiler og tunge kjøretøy er beregnet. Utviklingen i energiforbruk, og den gradvise overgangen til nye drivlinjer fram mot 2050 kan illustreres slik:



Figur 7.5: Figuren viser framskrevet energibehov til transport fram mot 2050, og endringen i energityper.

Selv om det framskrevne trafikkarbeidet i personbilsegmentet øker i to av kommunene (Aremark og Halden), og for tunge kjøretøy i alle kommuner, går det totale energiforbruket til transport ned. Dette skyldes at de andre drivlinjene, særlig batterielektriske kjøretøy, er mer energieffektive enn den tradisjonelle forbrenningsmotoren. Disse teknologiforbedringene bidrar dermed til å redusere energiforbruket til transport. Det presiseres at det er brukt relativt optimistiske scenarier for kjøretøyomstillingen som kun vil skje dersom man lokalt og nasjonalt legger til rette for omstillingen.

I avsnittene under følger en utdypning av utviklingen innen de tre kjøretøykategoriene.

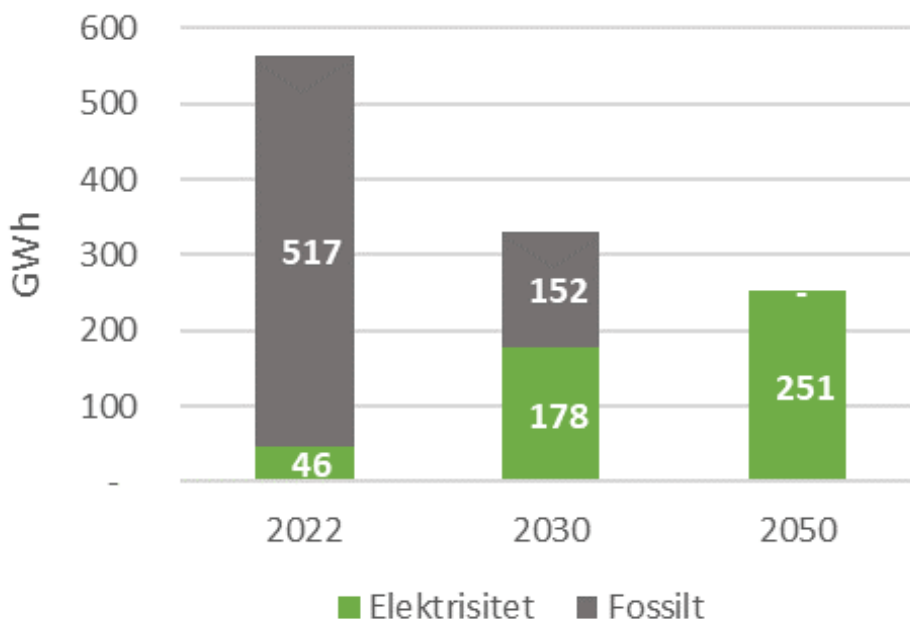
7.3.1 Personbiler

For Fredrikstad, Sarpsborg og Hvaler er det tatt utgangspunkt i at de to by-kommunene har en målsetting om nullvekst i personbiltrafikken, forankret i forpliktelsen knyttet til Bypakke-samarbeidet med fylkeskommunen og staten. På bakgrunn av dette er det ikke framskrevet vekst i personbiltrafikken, til tross for at befolkningen vil øke. Det antas at personbiltrafikken fra Hvalers befolkning påvirkes av bykommunenes politikk på området ettersom man må krysse et bomsnitt for å komme ut av kommunen.

For Halden og Aremark er det lagt inn en vekst som er i tråd med framskrivninger til Nasjonal transportplan 2025-2036. I perioden fram mot 2030, er det lagt inn en vekst på 1,77 %. For perioden 2030 – 2050 er det lagt inn en vekst på 0,55 %.

En regionalisering av den nasjonale framskrivingen av fordeling på drivstofftyper, utarbeidet i forbindelse med NTP-virksomhetenes transportmodeller, er brukt som utgangspunkt for kjøretøyparken i 2030.

Beregningene gir et energibehov til elbillading på 178,4 GWh samlet for de fem kommunene i 2030. Til sammenlikning er energiforbruket til elbillading i 2022 beregnet til 45,8 GWh. For 2050 legges det til grunn at all persontransport er utslippsfri, og samlet energiforbruk til lading i de fem kommunene er beregnet å være 251,4 GWh. Utviklingen er illustrert i figur 7.6.



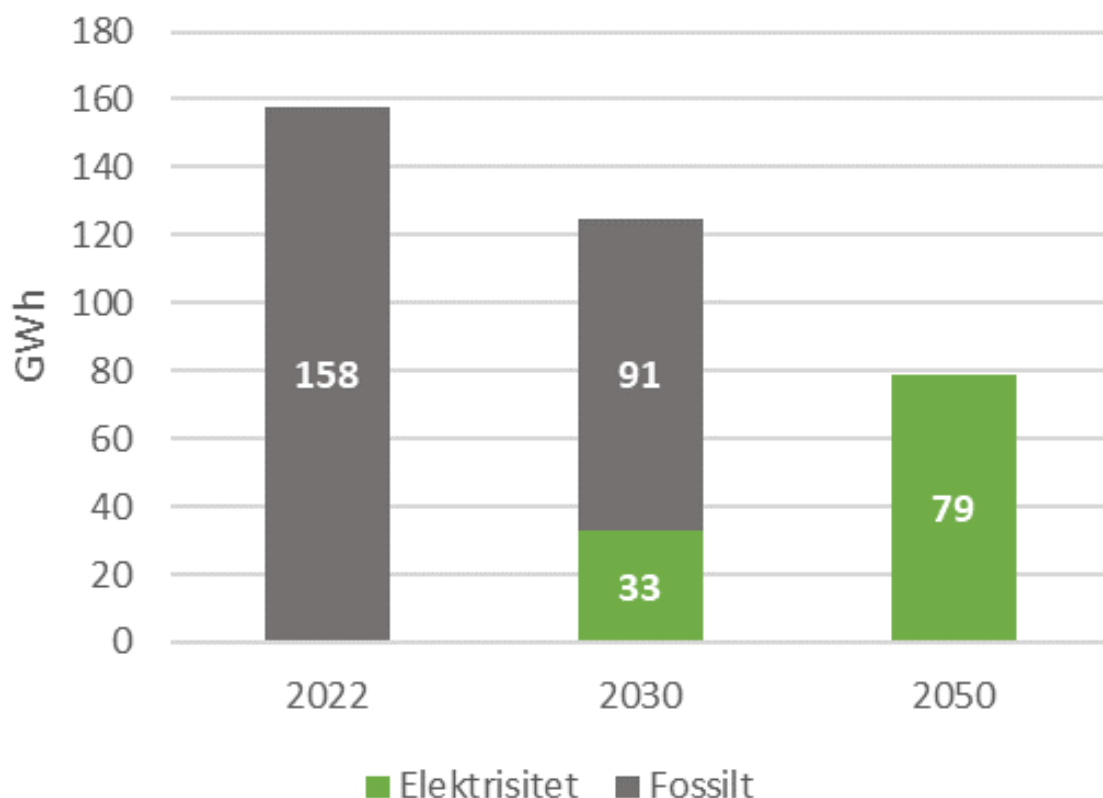
Figur 7.6: Figuren viser energimengdene som ble brukt til personbiler i 2022, og framskrevne energimengder for årene 2030 og 2050. Til tross for at det er lagt inn vekst i personbiltrafikken for to av kommunene, går det totale energiforbruket til transport ned. Dette fordi elektriske kjøretøy er mer energieffektive enn den tradisjonelle forbrenningsmotoren. Teknologiforbedringen bidrar dermed til å redusere energiforbruket til transport.

For å forenkle analysen for 2030 og 2050 er det antatt at alle bilene har batterielektrisk drivlinje. Det er imidlertid sannsynlig at en andel av disse bilene i framtiden vil være eksempelvis hydrogenbiler innen 2050.

7.3.2 Varebiler

For varebiltransport i 2030 er det tatt utgangspunkt i Grønt Landtransportprogram (GLP) rapport «Klimaanalyse av norsk landtransport». I et høyscenario, der tilretteleggingen for klimaomstillingen for varebiler og tunge kjøretøy forbedres, legger GLP til grunn en andel på 42 % strøm, hydrogen og biogass i 2030. Analysen er forenklet ved å forutsette at det i varebilsegmentet primært vil være elektriske kjøretøy. På bakgrunn av dette er det beregnet et samlet energiforbruk til lading av varebiler i de fem kommunene på 33,1 GWh i 2030.

For 2050 er det lagt til grunn at all transport med varebiler er utslippsfri med batterielektrisk framdrift, og samlet energiforbruk i de fem kommunene beregnes til å være 78,9 GWh. Det er benyttet samme utvikling i trafikkarbeid for varebiler som for personbiler (nullvekst). Utviklingen er illustrert i figur 7.7.



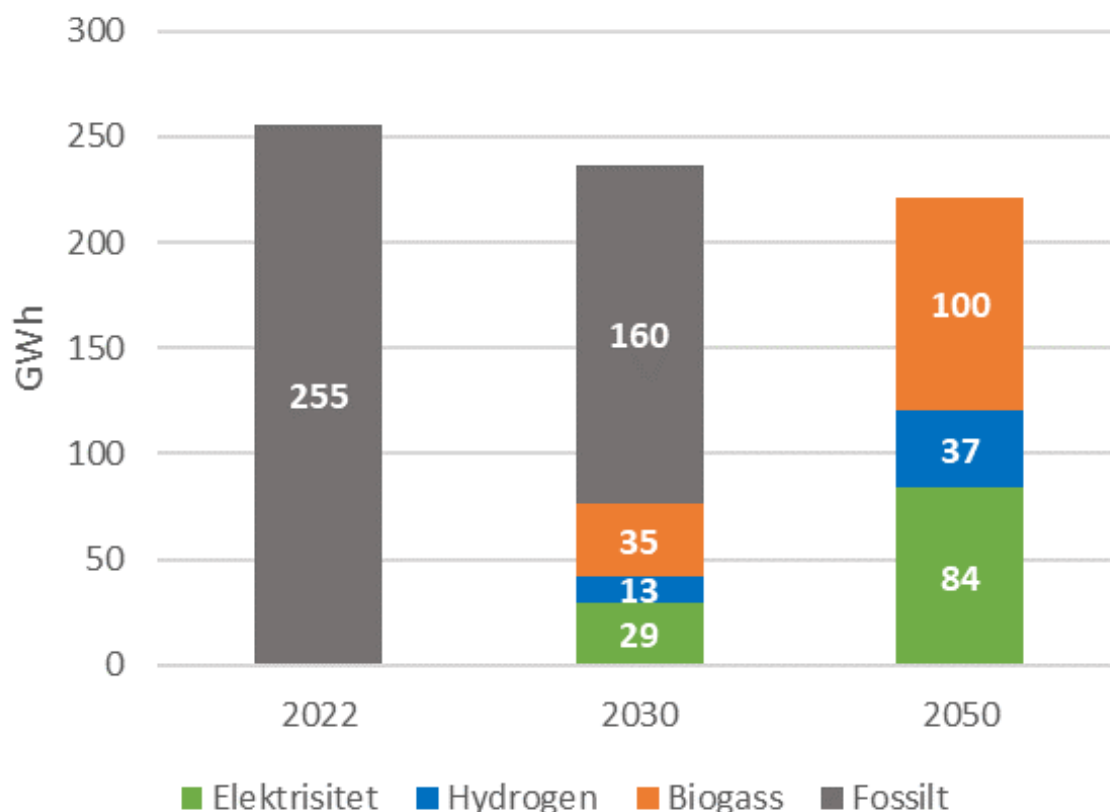
Figur 7.7: Figuren viser energimengdene som ble brukt til varebiler i 2022, og framskrevne energimengder for årene 2030 og 2050. Det totale energiforbruket reduseres fordi elektriske kjøretøy er mer energieffektive enn den tradisjonelle forbrenningsmotoren. Det er gjort en forenkling i analysen som ligger til grunn for figuren: Det fantes elektriske varebiler i de fem kommunene i 2022, men energiforbruket til disse få bilene er ikke kvantifisert.

7.3.3 Tunge kjøretøy

I framskrivningen for tunge kjøretøy for 2030 er det tatt utgangspunkt i GLPs høyscenario der 42 % av kjøretøyene benytter strøm, hydrogen og biogass. Det antas at 21 % av kjøretøyene er batterielektriske, 7 % går på hydrogen og 14 % går på biogass.

Det er lagt til grunn en årlig vekst i trafikkarbeid for alle kommuner på 1 % fram mot 2030. Denne veksten er i tråd med Cicero og Transportøkonomisk Institutt (TØI) vurderinger gjort i forbindelse med framskrivinger av kommunenes klimagassutslipp. For perioden 2030 - 2050 legges det til grunn en tolkning av TØIs framskrivinger for godstransport innebærer en årlig vekst på 0,8 % i perioden.

På bakgrunn av dette er det samlede energiforbruket til lading og fylling av hydrogen og biogass i de fem kommunene beregnet å være 76,6 GWh i 2030. For 2050 er det lagt til grunn at all transport med tunge kjøretøy er utslippsfri, og samlet energiforbruk i de fem kommunene beregnes å være 220,9 GWh. Utviklingen er vist i figur 7.8.



Figur 7.8: Figuren viser energimengdene som ble brukt til tunge kjøretøy i 2022, og framskrevne energimengder for årene 2030 og 2050. Til tross for at det er lagt inn vekst i trafikkarbeidet for alle de fem kommunene, går det totale energiforbruket til transport noe ned. Dette fordi de nye drivlinjene, særlig batterielektriske kjøretøy, er mer energieffektive enn den tradisjonelle forbrenningsmotoren.

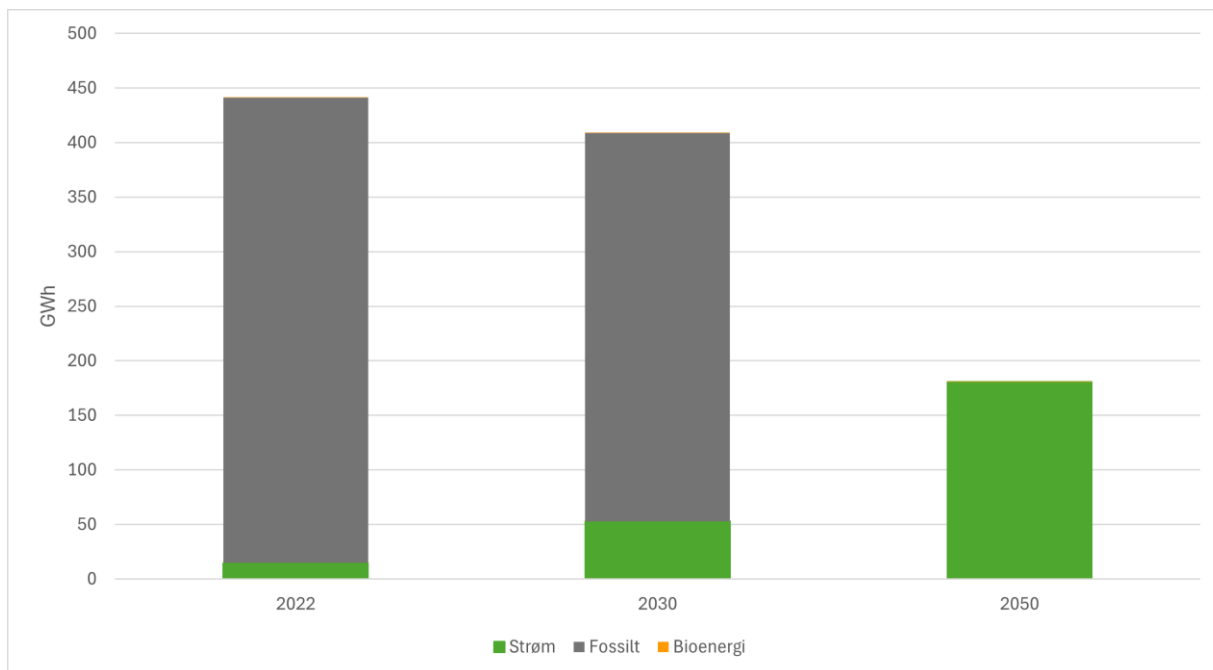
7.4 Anleggs- og landbruksmaskiner

Dette kapitlet tar for seg energi til landbruks- og anleggsmaskiner. Med landbruks- og anleggsmaskiner menes alt fra gravemaskiner til treskere, traktorer og melkemaskiner. Dette er et tema som er avhengig av mange eksterne rammevilkår og villet politikk, hvilket gjør det vanskelig å fremskrive utviklingen. Arbeidet i sektoren er derfor framskrevet flatt. Nedgangen i energibehov skyldes kun at en elektrisk motor er mer effektiv enn en fossil motor.

På grunn av treghet i utskiftingen av maskiner og utstyr, er det framskrevet at 30 % av anleggsmaskinene er flyttet fra fossilt brensel til strøm i 2030, mens alt er omlagt i 2050. Kommunen kan påvirke hvor raskt denne omstillingen går gjennom egne anskaffelser.

For landbruksmaskiner er det en større forventet treghet. Her ligger teknologiutviklingen bak, i tillegg til at det er andre utfordringer ved omlegging. Det er derfor framskrevet at det i 2030 er 5 % av maskinparken i landbruket som er over til strøm, mens alt er omlagt i 2050.

Med bakgrunn i disse forutsetningene, får vi en utvikling i energibehov som gitt i figur 7.9



Figur 7.9: Figuren viser utviklingen i energibehov for landbruks- og anleggsmaskiner i Søndre Østfold.

7.5 Sjøtransport

Det er betydelige mengder skipstransport i regionen, alt fra store containerskip og passasjerferger til små fritidsbåter. I energiutredningen vil det være energibehovet til sjøfarten som er hjemmehørende eller bunkrer drivstoff i regionen som er det interessante. Det er dette som kommunene potensielt kan ha noe innflytelse over. Arbeidsgruppen har ikke funnet gode tall på dette. Tall på energibruk til hjemmehørende sjøtransport er derfor ikke inkludert i hovedfunnene. I dette kapitlet omtales sektoren derfor kvalitativt for å gi et bilde på sjøtransportens plass og størrelsesorden i energisystemet, samt hvilket energibehov som kan forventes fremover.

For at sjøtransporten skal omstille seg i Søndre Østfold vil det være behov for tilgjengeliggjøring av elektrisitet og annen grønn energi. Småbåter vil ha behov for lading og eventuell fylling av andre fossulfrie drivstoff. Større båter vil måtte ha tilgang til landstrøm og trolig kunne lade og/eller fylle i de større havnene i regionen.

Både på Borg Havns Øra-terminal og i Halden Havn er det installert landstrømanlegg. Energiforbruket avhenger av både hvor mange og hva slags skip som ligger til kai. I 2022 ble det i Halden havn levert ca. 0,6 GWh med landstrøm, mens det i 2023 var ca. 0,2 GWh. Det er forventet at behovet for landstrøm vil øke betydelig de kommende årene til større båter.

På Borg Havn på Øra ble det i 2023 brukt 0,5 GWh med landstrøm fordelt på to stykk containere med 2 MW effekt hver. Også hos Borg Havn er det forventet en økning fram mot 2030. Borg Havn har også planer om å produsere hydrogen som først og fremst er tiltenkt brukt i lokal industri, men det kan også bli aktuelt til maritim bruk ved havnen.

I Norge står sjøfart for ca. 8 % av klimagassutslippene og regjeringen har satt mål om at all innenriks sjøfart og fiske skal være tilnærmet utslippsfri innen 2050 (Norsk Energi, Energikonsepter for klimaomstilling på Øra industriområde - Sjøfart, 2024). Et nasjonalt

virkemiddel for å få ned utslippene er at innenriks skipsfart må betale CO₂-avgift på fossilt drivstoff. De største skipene innenriks betaler derfor både CO₂-avgift og kvotekostnad. Det antas at både kvotekostnadene og CO₂-avgiften vil økes betydelig de kommende årene.

Det anløper internasjonale skip til de store havnene i regionen. For den internasjonale varetransporten med store skip er mye avhengig av internasjonal politikk og utvikling. Globalt fraktes ca. 90% av alle varer med skip (Norske Energi, Energikonsepter for klimaomstilling på Øra industriområde - Sjøfart, 2024). Det finnes både internasjonale og nasjonale målsetninger for at sjøtransporten skal redusere sine klimagassutslipp ved å gå bort fra fossilt drivstoff til fossilfrie alternativer. Akkurat som for veitransporten vil elektrisitet, hydrogen og trolig biogass spille en rolle i omstillingen i sjøtransporten, i tillegg til ammoniakk.

EU følger FNs sjøfartsorganisasjon International Maritime Organizations (IMO) mål om at utslippene fra sjøtransport skal være redusert med 20 % innen 2030 og 50 % innen 2050 sammenlignet med 2008 (Norsk Industri, Energikonsepter for klimaomstilling på Øra industriområde - Sjøfart, 2024). For å få ned utslippene innlemmes skip over 5 000 bruttotonn gradvis inn i EUs kvotesystem i perioden 2024 – 2026. Skipene omfattes også av en reduksjonsplikt og må gradvis redusere sine utslipp (Miljødirektoratet, 2024).

8. Temautdyping: Energiproduksjon og energitype

8.1 Termisk energiproduksjon og infrastruktur

Termisk energi er enten varme eller kjøling, og energitypene kan være væske (som oftest vann), luft eller damp (som oftest vanddamp).

8.1.1 Fjernvarme, lokale energisentraler og kjøling

Fjernvarme vises i hovedfunn-figurene med energiproduksjon som en egen kategori.

I oversikten under vises områder, eiere av og hovedenergikilder for fjernvarmeleveranser i Søndre Østfold som er inkludert i energioversiktene i denne utredningen. Dette gjelder nåsituasjonen og planer om utvidelser mot 2030 og forbi.

Tabell 8.1 Oversikt over fjernvarmenett, -aktører og hovedenergikilder i kommunene.

Kommune / område	Fjernvarmeselskap (Eiere)	Hovedenergikilder/-løsning
Sarpsborg / Sentrum og Tunejordet	Østfold Energi (Fylkeskommunen og kommunene)	Energigjenvinning fra avløpsrensing og kjøleprosesser på Borregaard. <i>Leverer også kjøling.</i>
Sarpsborg / Kalnes	Østfold Energi	Berg-varmepumper. <i>Leverer også kjøling.</i>
Fredrikstad / Sammenhengende område fra Øra, til sentrum inkl. Værste, vest til Ørebekk og nord langs Glomma til Valle	Fredrikstad Fjernvarme (Varme Acquisitions og FREVAR KF)	Energigjenvinning fra avfallsforbrenning. <i>Leverer også kjøling på Værste.</i>
Halden / Torpum	Østfold Energi	Bioenergi.
Halden / Remmen – Til kommunale bygg i sentrum	Halden kommune	Energigjenvinning fra avløpsrensing.

I de kaldeste periodene trengs det å supplere hovedenergikildene med såkalt «spisslast». Disse utgjør en langt lavere energimengde enn hovedenergikildene. Type energikilde til spisslast varierer mellom anleggene. Noe fossilt brukes gjerne også til back-up ved feil eller større vedlikehold. Per 2023 er det kun Halden Torpum som ikke benytter noe fossil energi til spisslast, Remmen har kun benyttet dette som back-up. Energimengdene til spisslast er inkludert i totalen for fjernvarme i de ulike kommunene.

Fjernkjøling

I Sarpsborg og Fredrikstad tilbys kjøling i enkelte mindre områder. Disse energileveransene er tatt med i figurene i denne rapporten, og slått sammen med varmen i figurene, ettersom varme er det dominerende leveransen. Tallene er hentet fra Fjernkontrollen.

I 2023 var leveransene:

Sarpsborg: 4,6 GWh

Fredrikstad: 1,6 GWh

Framskrivningen mot 2030 og 2050

Framskrivningen er gjort dels basert på framtidsplanene oppgitt av fjernvarmeselskapene selv, dels antagelser foretatt av arbeidsgruppen.

I Haldens prognose for 2030 og 2050 er et nytt fjernvarmenett som utnytter overskudsenergi fra Norske Skog Saugbrugs lagt inn.

Lokale energisentraler

I tillegg til anleggene som vises i tabell 8.1 og figurene i kapittel 6, finnes det også mindre energisentraler som selger varme til eksterne, men som likevel ikke fanges opp av statistikk eller organisasjonen Norsk fjernvarme sin oversikt «fjernkontrollen.no», som direkte og indirekte er kilden til de fleste av dataene på fjernvarme i denne energiutredningen. Disse lokale energisentralene er dermed ikke kvantifisert i denne studien. Et eksempel er utnyttelsen av overskudsenergien fra Norske Skog Saugbrugs til Halden videregående skole.

Avlaster fjernvarme strømmettet?

I Sarpsborg og Halden er det tilfellet at fjernvarmebruk avlaster strømmettet. I Fredrikstad er bildet noe mer komplekst. Se delrapporten om Fredrikstad kommune.

Dersom fjernvarme ikke ble benyttet ville man i stedet benyttet elektriske varmekilder til oppvarming og tappevann. Det er nettopp i periodene med høy belastning at alternative varmeløsninger er viktig. Isolert sett: Ved varmepumpe-løsninger lokalt versus i fjernvarmesystemet blir forskjellen mindre, men i det store bildet kan man ta som utgangspunkt at fjernvarme avlaster strømmettet. I Sarpsborg og Halden benytter fjernvarmesystemene enten effektive varmepumper, som altså benytter strøm, eller andre energikilder enn strøm som hovedenergikilder.

Ikke gitt at den som ønsker fjernvarme vil kunne få det

Det finnes tilfeller der kunder har ønsket fjernvarme, men der fjernvarmeselskapet ikke finner det lønnsomt å tilby dette. Som en tommelfingerregel kan man si at små enheter som eneboliger ikke er lønnsomt.

8.1.2 Industridamp, energigjenvinning fra avfallsforbrenning og karbonfangst som klimaløsning

En rekke industribedrifter i bykommunene benytter damp i sine prosesser. De fleste har flere kjeler slik at de kan benytte ulike typer energi til å lage sin egen damp. Denofa (Fredrikstad) og Nordic Paper (Sarpsborg) produserer dessuten damp som selges til nærliggende kunder. Bedriftene veksler mellom energikildene, gjerne ut fra energiprisen. Enkelte bedrifter strekker seg økonomisk langt for å unngå å bruke fossilbaserte kjeler slik at de kan dokumentere et lavt klimafotavtrykk i markedsføringen av produktene sine. De som mottar damp fra avfallsforbrenning, benytter som hovedregel denne som primær kilde og supplerer med annen egen produsert damp.

Samtlige som veksler mellom flere har kjeler som fyres med strøm (elektrokjel) som alternativ. Fossil energi som benyttes til å produsere damp (olje, naturgass eller propan) skal bli dyrere enn alternativene, dersom nasjonal og internasjonal klimapolitikk lykkes. Dette skjer gjennom gradvis økende CO₂-avgift og for de kvotepliktige bedriftene: Økt kvotepris og reduksjon i gratiskvoter. Et forbud mot å bruke fossil energi til prosesser som kjel-fyring i ikke-kvotepliktige bedrifter er på høring, med visse unntak relatert til strømmettets kapasitet.

Hvis dette vedtas, vil det berøre mange bedrifter i regionen. Dette er tatt høyde for i framskrivingene, etter 2035 når strømmettet antas være sterkt nok.

I framskrivingene er det i scenario 1 er det simulert en blandet bruk av elektrokjeler og biokjeler. Scenario 2 lagt til grunn at dagens el-kjeler brukes maksimalt hele tiden, og at de fossile kjelene fases ut.

Energigjenvinning fra avfallsforbrenning, med CCS og mulig bortfall

I tillegg til egne kjeler benytter også Borregaard og til Øraindustrien damp produsert fra avfallsforbrenningsanlegg: To i Sarpsborg (SAREN Energy Sarpsborg og Borregaards eget anlegg, samt to anlegg i Fredrikstad (FREVAR KF og SAREN Energy Bio-el). Ser man kun på industriens energibruk dekker avfallsforbrenning ca. 17 % av industriens totale energibehov i Sarpsborg, og ca. 40 % av energibehovet til Fredrikstadindustrien.

Karbonfangst fra 2035 i scenario 1

Det er svært lite trolig at avfallsforbrenning vil være tillatt uten å fange og lagre, eventuelt bruke, CO₂en som slippes ut. Samtidig er det på den annen side et stort behov for endrede rammevilkår. Ved å legge inn karbonfangst i scenario 1 i denne energiutredningen forutsettes det samtidig at staten og EU i nær framtid etablerer rammevilkår som gjør det mulig for norske avfallsforbrenningsanlegg å vinne avfallskontrakter (i dag går mye til Sverige grunnet avgiftsforskjeller og fjernvarme-rammeverk), og at investering og drift av anleggene er økonomisk forsvarlig både for anleggseierne og kundene.

Avfallsforbrenningsanleggene trenger rammevilkår som gjør at de «overlever fram til CCS-realiserings» med dagens utfordrende rammevilkår, så vel som «overlever med CCS».

Karbonfangst på avfallsforbrenningsanlegg er en prosess der CO₂-gass som slippes ut ved forbrenning av avfall fanges opp og lagres i stedet for å slippes ut i atmosfæren. Ved å installere karbonfangstanlegg kan man fange CO₂ direkte fra røygassen, enten ved kjemiske eller fysiske prosesser, og deretter lagre den, for eksempel i underjordiske lagre på norsk sokkel.

Som tommelfingerregel dimensjoneres disse for å fange 90 % av CO₂en. Dette reduserer altså utslippene fra avfallsforbrenningsanlegg betydelig. I tillegg fanges biogene CO₂-uslipp. Når disse lagres permanent kalles det karbonfjerning ettersom CO₂ med opprinnelse fra fotosyntesen forsvinner fra atmosfæren.

Det er lagt til grunn CO₂-fangst med aminteknologi, og en beregning gjort i Klimasats-Øra prosjektet i Fredrikstad er brukt som modell for karbonfangst i Sarpsborg. Som en forenkling er energibruk til transport og mellomlagring, som må skje i vår region, ikke tatt med i beregningen, men det er fangsten som krever mest energi. Karbonfangst er relativt energikrevende, men det er det også å erstatte denne dampen.

Bortfall av industridamp fra avfallsforbrenning fra 2035 i scenario 2

Dersom behovet for rammevilkår for fortsatt lønnsom drift og for karbonfangst, er det som beskrevet innledningsvis i kapitlet «Utfordringsbildet» risiko for at en betydelig energiform for industri i Fredrikstad og Sarpsborg får så dårlige vilkår at anleggene må legges ned. Alternativt kan det skje en nedskalering. Avfallsforbrenningsanleggene strever med dagens

karbonkostnader (kvotepris og/eller forbrenningsavgift), og det er ikke gitt at de kan overføre økte karbonkostnader verken til «leverandørene» av avfallet eller til energikundene framover.

I scenario 2 er industridamp fra avfallsanleggene tatt ut. I beregningene er den bortfalte dampproduksjonen erstattet av noe bioenergi og dessuten strøm med bruk av varmepumpeteknologi.

8.1.3 Overskuddsenergi – uutnyttet potensiale

Mye overskuddsenergi utnyttes i tiknytning til industrien i dag, men det er ukjent hvor mye. Når det utnyttes overskuddsvarme internt i bedriftene synliggjøres det ikke i rapporteringen inn til norskeutslipp.no. Utnyttelse av biorester rapporteres.

Arbeidsgruppen har fått en viss oversikt over overskuddsenergi i området, men denne er ikke fullstendig, og derfor er overskuddsenergien ikke kvantifisert i utredningen. For eksempel har alle de største industribedriftene overskuddsenergi som ikke utnyttes blant annet fordi det ikke finnes mottakere.

8.2 Bioenergi

Bioenergi finnes i mange ulike former og kan benyttes til ulike formål. Bioenergi er en viktig del av energisystemet. Tradisjonelt har bioenergi blitt brukt som brensel for å lage varme enten til direkte oppvarming av bygninger, til fjernvarme eller i industrien. Bioenergi kan også brukes til å produsere strøm, biogass og biodrivstoff. Bioenergi har kan avlaste strømmettet ved at den brukes direkte til oppvarming på kalde dager.

Det er noe produksjon i Søndre Østfold av blant annet biogass, bioetanol og biodiesel. Dette benyttes hovedsakelig som drivstoff i transportsektoren.

Det har ikke vært mulig å fremskaffe regionale tall for potensialer for annen bioenergi enn biogass. Det er gjort estimater på nasjonalt nivå, men disse er vanskelig å skalere ned på regionalt og lokalt nivå. Særlig bioenergi fra skogressurser har et betydelig uutnyttet potensial, slik som greiner og topper (GROT), stubber og røtter. Hovedutfordringen for å få økt bioproduksjon og –bruk fra restfraksjoner i skogbruket er å sikre lønnsomhet i hele verdikjeden.

8.2.1 Industri

Industrien er den klart største forbrukeren av bioenergi i Søndre Østfold med 594 GWh i 2022 ifølge tall fra norskeutslipp.no. Borregaard og Norske Skog Saugbrugs er de klart største forbrukerne ved å benytte rester av tømmerstokken til energiformål. Borregaard og Saugbrugs står for over 99 % av bioenergiforbruket i industrien. Begge aktørene produserer også biogass.

8.2.2 Boliger og yrkesbygg

Det meste av bioenergien i boliger og yrkesbygg benyttes til direkte oppvarming av bygninger ved forbrenning. Det meste av dette er vedfyring. Det finnes ikke gode tall på lokal produksjon og forbruk av ved. NVE anslår at bioenergi utgjør 15 % av oppvarmingsbehovet

til husholdninger på landsbasis. Ved å bruke samme fordelingsnøkkel i Søndre Østfold så tilsvarer dette ca. 116 GWh årlig.

I tillegg benyttes det noe bioolje og flis til oppvarming i fjernvarmen i henholdsvis Halden og Sarpsborg. Til sammen utgjør dette ca. 3 GWh årlig (Norsk Fjernvarme, d.d.)

8.2.3 Transport

Det benyttes ulike former for bioenergi i transportsektoren: Biogass, ren biodiesel og innblandet biodrivstoff som en andel av det ordinære fossile drivstoffet.

Omsetningskravet gjør at en del biodrivstoff blandes inn i konvensjonell diesel og bensin. Mengden biodiesel innblandet i de fossile drivstoffet er ikke skilt ut i denne utredningen, og inngår i kategorien fossil energi. Innblandet biodrivstoff er dermed ikke klassifisert som en del av «annen grønn energi» i figurene. Dette er gjort fordi det i energiberegningene for transportsektoren er tatt utgangspunkt i det nødvendige teknologiskiftet for kjøretøy, slik at fokuset er på innfasing av elektriske, hydrogen- eller biogassdrevne kjøretøy. Ettersom bruken av fossilt drivstoff skal fases ut, er det valgt å ikke legge vekt på mengden innblandet biodrivstoff i fossilt drivstoff.

Det benyttes også noe ren biodiesel i transportsektoren, uten at omfanget er kjent. Det benyttes også noe biogass i transportsektoren, først og fremst til tyngre kjøretøy som lastebiler, busser og renovasjonsbiler. Arbeidsgruppen har ikke lyktes med å finne tall for bruk av bioenergi i transportsektoren i regionen.

8.2.4 Biogass

Det finnes 5 produksjonsanlegg av biogass i regionen:

- Alvim renseanlegg
- Borregaard
- FREVAR
- Norske Skog Saugbrugs
- Remmendalen renseanlegg

I 2023 var biogassproduksjonen i Norge på 738 GWh, hvorav produksjonen i Søndre Østfold utgjorde ca. 100 GWh. Noen av biogassprodusentene selger biogassen som igjen brukes som drivstoff i transportsektoren, mens andre benytter biogassen til energibehov internt. FREVAR, Saugbrugs og Alvim har alle planer om å øke produksjonen av biogass i tiden fremover, slik at samlet produksjon trolig vil øke til ca. 145 GWh per år innen 2030.

Biogass kan produseres fra ulike typer biomasse. De mest aktuelle råstofftypene i dag og fram mot 2030 er matavfall, avløpsslam, husdyrgjødsel og halm i tillegg til biomasse i papir- og skogsindustrien. Tilgangen på ulike typer råstoff er brukt som utgangspunkt for å si noe om biogasspotensialet i regionen.

Det teoretiske potensialet for biogassproduksjon fra matavfall, avløpsslam, husdyrgjødsel og halm med opphav i Søndre Østfold er beregnet til 140 GWh. Det er viktig å understreke at potensialet for økt produksjon er større enn differansen mellom dagens produksjon og

teoretisk potensiale fordi mye av dagens produksjon stammer fra råstoff som har sin opprinnelse utenfor Søndre Østfold. Det er usikkert hvor mye av det teoretiske potensialet som er realiserbart.

Nye teknologier kan øke produksjonen av biogass i regionen på sikt. Et eksempel på dette er gassifisering av ulike reststrømmer. Det teoretiske potensialet fra denne teknologien er estimert til ca. 304 GWh for hele Østfold. Det er usikkert hvor mye av dette potensialet som ligger i Søndre Østfold. Videre er det viktig å understreke at dette er et teoretisk potensial der ikke alt er realiserbart, blant annet fordi tallene grener og topper (GROT) som er vanskelig å ta ut økonomisk eller som bør bli liggende av hensyn til andre naturaspekter.

En annen kommende teknologi er «biometanering». Biometanering betyr at reaktoren til biogassanleggene kan produsere nesten ren metan og veldig lite CO₂. Dette vil gi en økning i potensialet for de «tradisjonelle» råstoffene på ca. 50 %. Dette tilsvarer rundt 220 GWh i året for Østfold, under forutsetningen at det produseres biogass tilsvarende mengdene for all husdyrgjødsel, matavfall, halm, avløpsslam og rester fra skogindustri.

Biogasspotensialet i hele Østfold fra nevnte råstoffgrupper er oppsummert i tabell 8.2. Det er viktig å understreke at dette er teoretiske potensialer.

Tabell 8.2. Teoretiske potensialer for produksjon av biogass i Østfold.

Råstoff	Estimert potensial for hele Østfold (GWh/år)
Matavfall (husholdninger)	27
Avløpsslam	19
Halm	301
Husdyrgjødsel	100
Gassifisering	304
Biometanering	220
SUM	971

I tillegg til biogassproduksjon fra de nevnte råstoffkildene er det trolig også et ukjent potensial for økt produksjon i papir- og skogsindustrien. Det finnes også et potensial fra slakteri (anslått til 6 GWh nasjonalt) og matindustri inkl. restauranter (anslått til 33 og 111 GWh nasjonalt). Fiskeavfall (anslått nasjonalt til 1 300 GWh i dag og betydelig økning på kort tid), som representerer en av de største kildene til biogassproduksjon nasjonalt, er heller ikke inkludert. Dette er ikke et råstoff det er mye av i Østfold per i dag, men det kan bli aktuelt å transportere denne type avfall til regionen fordi det er kort avstand til spredeareal for biogjødsel. Dette vil imidlertid kreve at biogjødselen blir et ettertraktet produkt.

8.2.5 Annen bioenergiproduksjon

I tillegg til biogass, ved og skogressurser, produseres det også andre ikke-kvantifiserte former for bioenergi i regionen, slik som bioetanol og biodiesel. Det finnes også en del gårdsanlegg som produserer varme til eget bruk.

8.3 Elvekraft

Vannkraft i form av elvekraft står for den største andelen av energiproduksjonen i regionen i dag, med en årlig produksjon på 1088 GWh. Dette utgjør hele 57 % av energiproduksjonen i regionen. Alle anleggene er elvekraftverk, hvilket gir liten mulighet til å regulere produksjonen pga. svært små magasiner. Hoveddelen av produksjonen skjer i flomsituasjoner, typisk ved vår og høst.

Tabell 8.3: Oversikt over elvekraftverk i Søndre Østfold, samt deres maksimale ytelse og årlige produksjon.

Navn	Hovedeier	Kommune	Maks ytelse [MW]	Midl. årsproduksjon (ref. 1991-2020) [GWh]	Maksimal slukeevne [m ³ /s]	Nedbørsfelt
Borregaard	SARPSFOSS LIMITED	Sarpsborg	54	271	338	Glomma-vassdraget
Hafslund	HAFSLUND KRAFT AS	Sarpsborg	34	178	200	Glomma-vassdraget
Sarp	HAFSLUND KRAFT AS	Sarpsborg	80	507	425	Glomma-vassdraget
Brekke	ØSTFOLD ENERGI AS	Halden	8	31	37	Halden-vassdraget
Skonningsfoss	HALDEN KRAFT-PRODUKSJON AS	Halden	2,4	9,2	37	Halden-vassdraget
Tistedalsfoss	HALDEN KRAFT-PRODUKSJON AS	Halden	20	90	36	Halden-vassdraget
Strømsfoss	NORDSIDEN KRAFT AS	Aremark	0,5	1,6		Halden-vassdraget
Totalt		Søndre Østfold		1088		

Fallet i Sarpsfossen i Glomma utnyttes i dag av tre kraftverk; Sarp, Hafslund og Borregaard. Disse produserer årlig 956 GWh. Kraftverkene Hafslund og Borregaard ble oppgradert er nylig oppgradert hvilket ga en økning i installert effekt på ca. 6 MW med en estimert merproduksjon på ca. 20 GWh per år (NVE, 2020).

Hafslund Produksjon AS har søkt om konsesjon for et nytt kraftverk i Sarpsfossen. Sarp 2 skal ha vanninntak parallelt med dagens inntak. Kraftverket vil etter eventuell ferdigstilling ha et høyere fall enn de eksisterende kraftverkene, hvilket vil gi økt produksjon også i perioder med lite vann. Beregnet ny produksjon er 184 GWh per år. Sarp 2 er planlagt ferdigstilt i 2030 (Hafslund, d.d.).

I Haldenvassdraget ligger det fire kraftverk i Søndre Østfold; Brekke, Skonningsfoss, Tistedalsfoss og Strømsfoss. Tistedalsfoss er det største kraftverket med en årlig produksjon på 90 GWh (Akershus energi, 2020). Anlegget anslås å ha et oppgraderingspotensiale på 2-3 GWh. Anleggseier vurderer at det ikke er lønnsomt å oppgradere aggregatet før det er nødvendig med naturlig vedlikehold, mellom 2040 og 2050.

Skonningsfoss kraftverk ble åpnet etter en omfattende rehabilitering i 1997. Brekke kraftverk ble oppgradert i perioden 2020-2023, noe som økte produksjonen med 5 % (Østfold energi, 2024).

Det ble i 2012 gitt konsesjon til Tista Kraftverk. Anlegget er ikke realisert og konsesjonen har gått ut. Men her ligger et potensiale for en årlig produksjon på 5 GWh per år (NVE, 2022).

Forventet økt produksjon fra vannkraft i regionen fram mot 2030 ligger i utbygging av Sarp 2 med en forventet merproduksjon på 184 GWh. I perioden 2030-2050 vil det bli noe økt produksjon dersom oppgraderingen av Tistedalsfoss og Tista Kraftverk realiseres.

Som omtalt tidligere, er elvekraftverkene avhengig av tilgjengelig vannmengde i elvene da de ikke har reguleringsmagasiner. Ved lav vannføring vinterstid, vil det ikke være mulig å hente ut større effekt selv om anleggene oppgraderes. Det planlagte kraftverket Sarp 2 vil kun ha noe økt effekt vinterstid som følge av noe høyere vannfall.

8.4 Vindkraft

Søndre Østfold-regionen har ingen etablerte vindkraftverk, men det er sendt inn konkrete planforslag til vindkraftparker i Aremark og Sarpsborg kommuner. Alle disse er lagt inn som kjent vindkraftpotensiale i datagrunnlaget og figurer. Arbeidsgruppen har valgt å inkludere alle potensialene, framfor å estimere at en viss andel realiseres. Samtidig gjøres det oppmerksom på at hele potensialet sannsynligvis ikke vil realiseres.

I dag finnes det et par enkeltstående, små vindturbiner, deriblant en på Sandbakken miljøstasjon på Hvaler, på Vik gård i Halden og ved Inspiria Science Center i Sarpsborg. Disse har så marginal produksjon at de ikke er inkludert i dataene i denne energiutredningen.

I Aremark er det sendt inn planinitiativ for tre prosjekter. Disse utgjør til sammen 70 vindturbiner:

- **Eidsiva Hafslund Vind** arbeider med et vindkraftprosjekt på Blankefjell/Ankerfjella. Her planlegges en årlig produksjon på 700 GWh.
- **Zephyr AS** ønsker å etablere vindkraftverk i området Bikjula og Kollerødfjellet. Dette kraftverket kan potensielt produsere 276 GWh årlig.
- **Vindr Norge** har levert inn et planinitiativ for vindkraftverk vest for Holt ved Aremarksjøen. Prosjektet skal kunne produsere 617 GWh årlig.

I Sarpsborg er det sendt inn planinitiativ for tre prosjekter på til sammen 24 turbiner:

- **Zephyr AS** planlegger for en produksjon på 300 GWh årlig ved Buer Rønneid.
- **Zephyr AS** planlegger for en produksjon på 188 GWh årlig ved Syverstad.
- **Vindr Norge** planlegger for en produksjon på 75 GWh årlig ved Rudskogen.

Dersom alle prosjektene realiseres, utgjør dette 1593 GWh i årlig produksjon i Aremark og 563 GWh i årlig produksjon i Sarpsborg. Anleggene er forespeilet produksjonsstart tidligst i 2030.

8.5 Solkraft

8.5.1 Sol på bygg

Solceller på bygg blir ofte dratt fram som en lavthengende frukt for å øke lokal energiproduksjon. For å kunne øke solenergiproduksjonen på bygg betydelig er man avhengig av gode og stabile rammevilkår som gjør at en lang rekke bygningseiere installerer solceller på byggene sine.

Boliger og yrkesbygg

For å si noe om hva som er realistisk potensiale på kort og lang sikt er det tatt utgangspunkt beregningene i ZEN-rapporten "Energisparingspotensialet i bygg fram mot 2030 og 2050". Rapporten sier at potensialet for solstrømproduksjonen i Norge er 4 000GWh i 2030 og 12 200 GWh i 2050 under gitte forutsetninger som er svært ambisiøse, men samtidig realistiske. Det meste av produksjonspotensialet vil kunne benyttes lokalt og ikke distribueres ut på strømmettet. Ved å fordele dette potensialet på antall bygg i kommune-Norge gir dette et potensial i Søndre Østfold på 123 GWh i 2023 og 384 GWh i 2050.

Industri- og lagerbygg

I tillegg til potensialet beregnet fra overnevnte rapport kommer potensialet på industri- og lagerbygninger. For å si noe om potensialet for solstrøm på denne bygningsmassen er det gjort en forenkling ved å ta utgangspunkt i gjennomsnittstallet for produksjon per bygning i ZEN-rapporten og fordelt på lager- og industribygningene i regionen. Potensielt for solstrømproduksjon på industri- og lagerbygninger er da estimert til 3 GWh i 2030 og 10 GWh i 2050. Dette ansees som et konservativt estimat, ettersom gjennomsnittlig takflate på industri- og lagerbygninger trolig er større enn for øvrige bygninger. Det skal sies at langt fra alle industri- og lagerbygg har bæreevne til solceller.

Dette gir et samlet potensial for solstrømproduksjon på tak i regionen på 126 GWh i 2030 og 394 GWh i 2050. Mer informasjon om beregningene og forutsetninger finnes i kapittel 12 om metode og kilder.

I figurene i hovedfunn er denne produksjonen kalt «sol på tak», men kan også representere solceller på fasader.

8.5.2 Bakkemontert sol

Bakkemonterte solkraftverk er større moduler av solcellepaneler koblet sammen. Disse kan kobles til strømmettet eller være off-grid til eget bruk. Parkene kan etableres på eksisterende terreng eller etter planering. Panelene er gjerne sørvendt, montert med helning for å optimalisere innstrålingen. Det er også kommet vertikale paneler på markedet, som eksempelvis kan monteres sammen med dyregjerder eller veiskjermer. Flere utbyggere planlegger for utmarksbeiter eller blomstereng sammen med solkraftparkene.

I Søndre Østfold er det kjent konkrete planer for utbygging av bakkemonterte solkraftanlegg på 390 MW, hvilket gir en årsproduksjon på rundt 400 GWh. Totalt gir dette et arealbeslag på ca. 6 400 daa. Disse anleggene kan være operative innen 2030.

I tillegg er det ytterligere 20 MW som kan realiseres dersom rammevilkårene endres.

Dette er prosjekter der utbyggere har vært i dialog med kommunen, og der utbygger har understreket at de ønsker å gå videre med prosjektet. Per november 2024 er det NVE som er konsesjonsmyndighet for alle bakkemonterte solkraftverk som skal tilknyttes strømmettet. Vertskommunen er høringspart i konsesjonsprosessen. Det vil si at det kan være flere prosjekter som er i planleggingsfasen uten at kommunene har fått konkrete henvendelser på dem.

8.6 Kjernekraft

I Halden jobber selskapet Halden kjernekraft AS med prosjekteringen av et kjernekraftverk bestående av fire SMR-reaktorer. Foreløpig er prosjektert effekt 1200 MW og 10 TWh kraft i året. Det er utarbeidet et design som inkluderer fire reaktorer pluss lagringsanlegg for avfall. Slik det er tegnet i dag, vil Halden-anlegget beslaglegge i underkant av 0,4 kvadratkilometer og produsere 10 TWh i året.

8.7 Hydrogen

I denne energiutredningen har vi inkludert to hydrogenproduksjonsprosesser. Borg Hydrogen sine ambisjoner om å produsere hydrogen vha. elektrolyse dels til salg til Kronos Titan og dels som mulig drivstoff til sjøfarten. Et mulig prosjekt ved Norske Skog Saugbrugs er en framtidig produksjon av syntetisk drivstoff fra fanget bio-basert CO₂ og hydrogen. Da ser en for seg elektrolyseproduksjon av hydrogen lokalt som et mellomstadium. Disse ligger inne i framskrivingene og figurene til industri.

9. Temautdyping: Nytt elektrisk effektbehov og strømmettet

9.1 Kjent og nytt elektrisk effektbehov i regionen

Det er i tidligere prosjekter og prosesser kartlagt nytt elektrisk effektbehov blant næringslivet, inkludert også det som ikke er modent nok til at det er sendt formell tilknytningshenvendelse til et nettselskap. I Sarpsborg og Fredrikstad er dette godt kartlagt av kommunene i samarbeid med næringsforeninger og for Fredrikstads del: Norgesnett. I Halden ble næringslivets strømbehov kartlagt i 2022, og noen av de største bedriftene har blitt kontaktet i forbindelse med denne utredningen. Det er ikke identifisert behov for økt effekt på nåværende tidspunkt. Nettselskapet Elvia har identifisert behov som er med i oversikten under (NVE, d.d.). Til sammenlikning er dagens målte maksuttak i Nedre Glomma ca. 560 MW og Halden ca. 210 MW (målt i 2024, altså etter Saugbrugs sitt ras og dermed representativt).

Et overslag over nytt effektbehov i regionen som ikke har reservasjon:	ca. 570 MW
Av dette er følgende knyttet til eksisterende bedrifter:	ca. 140 MW
Av dette igjen representerer effektbehov dersom dagens abonnement på utkoblbart forbruk skulle gå over til normalt forbruk:	ca. 40 MW
Av behovet til eksisterende bedrifter er følgende ikke søkt om tilknytning for etter det arbeidsgruppen vet:	ca. 80 MW

Dette utgjør et økt effektbehov dersom forbruket skjer samtidig. Sannsynligvis vil ikke alt dette behovet måtte legges sammen grunnet utnyttelse av fleksibilitet, men det er en vesentlig indikasjon på behovene i regionen.

De ca. 80 MW som det ikke er søkt om nett-tilknytning for er dermed ikke med i Nettselskapenes analyser og langtidsplanlegging, eller i Kraftløftets Østfoldrapport. Det er ulike årsaker til at bedrifter ikke sender inn nettilknytning, men likevel vurderer at de har et behov. Noen sannsynlige årsaker kan være at prosjekter ikke er utviklet langt nok og/eller stor usikkerhet om energipriser framover og dermed om lønnsomhet.

Det tas forbehold om at noe av dette effektbehovet relativt nylig kan ha fått reservasjon og står i tilknytningskø, men det er i så fall moderate størrelser, gitt situasjonen i strømmettet.

Tilknytning på vilkår

For å kunne koble på flere prosjekter som normalt hadde fått innenfor sikkerhetsmarginene til strømmettet er det ganske nylig innført en ordning som heter "Tilknytning på vilkår" (TPV). Hver enkelt tilknytning og vilkårene som settes må vurderes for seg ut fra strømmettets tilstand og prosjektets egenart. Borregaard har søkt om økt effekt under ordningen (TPV). Det er informert at prosessen går fremover, men at arbeid gjenstår koblet til spesifikke aspekter. Dette effektbehovet er dermed ikke med i oversikten over.

På generelt grunnlag er det ventet mer avklaring om tilknytning på vilkår i forbindelse med Statnetts områdeplan høsten 2024.

Nye bedrifter og næringsområder

I oversikten over er *kjente* nye næringsprosjekter med, og de er også med i framskrivningene

“Ny industri” i figurene i kapittel 6. Det gjøres oppmerksom på at Viken Park både har fått reservasjon til en start på utviklingen av området, men også har bedt om mer effekt. Sistnevnte behov er med i oversikten over.

Nye men ukjente industriprosjekter som er simulert representerer et ytterligere effektbehov fra ca. 40 MW (Scenario 1: Lavest strømbehov) til ca. 240 MW (Scenario 2: Høyest strømbehov).

Nettselskapene holder av strøm til “alminnelig forbruk”

Nettselskapene på alle nivåer skal i sine prognoser ha tatt høyde for alminnelig forbruksvekst og reservert kapasitet i nettet til dette, noe som vil si at normalt forbruk, inkludert boligutvikling, samfunnskritiske tjenester og elektrifisering av bilparken, vil kunne kobles til nettet på normal måte uten behov for tiltak i regional- og transmisjonsnettet.

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) har nå i oppdrag fra regjeringen å tydelig definere «vanlig forbruk» som skal holdes utenfor tilknytningskøene.

Med stadig større overgang til også tyngre kjøretøy på elektrisitet er det et høyst relevant tema hvorvidt lading av disse inngår i normalt forbruk, noe som vil være viktig for forutsigbarhet til nyttetransportomleggingen. Statnett økte nylig sin definisjon for vanlig strømforbruk til å gjelde forbruk opptil 5 MW og med en energigrense opp til 20 GWh/år som vanlig forbruk, noe som fører til at underliggende nett/nettselskap ikke trenger avklare dette med Statnett. Dersom definisjonen til Statnett blir implementert i RMEs definisjon, så vil enkeltanlegg til «lynloading» også til tyngre kjøretøy inngå. Fram mot 2030 er et lyn-ladepunkt ventet å ligge på 1 MW og årsforbruk på rundt 1,3 GWh.

Selv om Statnett har økt sin definisjon endrer ikke det på fysiske realiteter i underliggende nett. Elvia skriver generelt på sine websider: «De fleste steder i nettet har Elvia holdt av kapasitet til vanlige strømkunder, slik at det som regel er kapasitet til prosjekter under 5 MW og under 20 GWh uten at store tiltak må gjøres i nettet».

Dette kan imidlertid være utfordrende på enkelte lokasjoner i Nedre Glomma, men kapasitet til boligutvikling som følge av befolkningsvekst og mindre næringer, er ivaretatt.

9.2 Status og videre planer for strømmettet i Søndre Østfold

Her beskrives status og kjente videre planer for strømmettet i Søndre Østfold. Noe bakgrunnsinformasjon om strømmettet finnes i kapitlet “Innføring i energisystemet”. For mer inngående beskrivelse av aspekter om strømmettet er det utarbeidet et eget notat: “Strømmett og strømmettutvikling”. Dette omhandler strømmett som infrastruktur og regelverket som avgjør så og si alle aspekter ved drift og utvikling av strømmettet.

Kapitlet er basert på offentlig tilgjengelig informasjon fra Statnett, Elvia, PlanNett og artikler i energipresse, samt betydelig dialog og bistand fra Elvia og nært samarbeid med Norgesnett i tidligere prosjekter og samarbeid.

Dette kapitlet omhandler i hovedsak transmisjons- og regionalnettet. Det er disse delene av kraftnettet som tar lengst tid å oppgradere, blant annet fordi de er underlagt konsesjonsbehandling. Det vil også behøves oppgraderinger på distribusjonsnettnivå, men disse vil normalt sett ta kortere tid (typisk 1-2 år) fra når behovet oppstår. Dette siden nettselskapet har områdekonsesjon og prosjektene ofte er små.

9.2.1 Transmisjonsnettet i Østfold og på Østlandet – Status og oppgraderingsplaner

Søndre Østfold er som beskrevet tidligere et område avhengig av et sterkt transmisjonsnett som kan frakte strøm inn fra andre steder. Se figur 6.1 med momentant maksbehov og vintereffekt i Søndre Østfold.

Behovet for strøm øker, og inntil Søndre Østfold eventuelt får etablert en stabil kraftproduksjon om vinteren vil vi fortsatt være avhengige av et sterkt transmisjonsnett for å sikre nok energiforsyning året rundt. Ny kraftproduksjon i regionen i den nærmeste fremtiden vil som kjent være uregulerbar og produksjonen styres av været i løpt av døgn og sesong.

Basert på offentlig tilgjengelig informasjon vet man per november 2024 en del om transmisjonsnettet. Statnett deler ikke hvor mye økt kapasitet som tilgjengeliggjøres ved de ulike oppgraderingene, men har forespeilet at det kan komme mer om dette i kommende områdeplan som har vært ventet høsten 2024.

Inn til og i regionen Oslo, Akershus og Østfold

Den vesentligste informasjonen er understreket.

- Ledig kapasitet inn til og i regionen Oslo, Akershus og Østfold er begrenset, og forsterkinger er under planlegging og gjennomføring. Dette har blitt pekt på som en utfordring som må løses parallelt med kapasitetsutfordringer i regionalnettet for deler av Søndre Østfold.
- Statnett har som mål at hele transmisjonsnettet på Østlandet skal opp i høyeste spenningsnivå på 420 kV, de kaller dette «målnettet».
- I august 2024 delte Statnett at de har besluttet å åpne for reservering av inntil 1 500 MW nytt forbruk i Østlandsområdet (Til sammenlikning har maks uttak i Nedre Glomma vært i ca. 560 MW). Lokale forhold avgjør om det er mulig å realisere tilknytninger.
 - Dette kan være godt nytt for bedrifter og andre i Søndre Østfold som allerede står i nettkø (eller er klare for å be om tilknytning), og som ligger nær transmisjonsnett-stasjoner eller i en del av regionalnettet uten kapasitetsutfordringer, som for eksempel deler av Halden.
- Utover dette legges det til grunn at Statnett jobber med utredninger og tiltak slik de delte i juni på dialogmøtet. Det er ventet mer konkret informasjon om dette ila. høsten 2024, når områdeplanen vil publiseres. Forsterkinger for å oppnå «målnettet» i Stor-Oslo består av flere ledd, hvorav disse er mest sentrale for Søndre-Østfold-regionen:
 - Ivareta forsyningssikkerhet og redusere flaskehals: Ny Langerud koblingsstasjon (Vestby): Har fått konsesjon og ventes ferdig rundt 2030
 - Forsterkning av transportkanalen *inn fra vest*: Ny ledning 420 kV Eiker-Langerud-Hasle: Ventes ferdigstilles en gang mellom 2030-35. Med dette vil Statnetts «målnett» i Søndre-Østfold-regionen være realisert.
 - Mellom 2035 og 2040 ventes det øvrige «målnettet» i Stor-Oslo å være ferdigstilt. Dette vil gi sterkere transportkanaler inn til og gjennom området.

Statnett peker dessuten på at en del tiltak ellers i landet også handler om å kunne overføre mer kraft til Østlandet.

En konsekvens av oppgraderinger i transmisjonsnettet er at prisforskjeller mellom de geografiske prisområdene utjevnes. Å kunne opprettholde relativt lave strømpriser forutsetter dessuten økt kraftproduksjon.

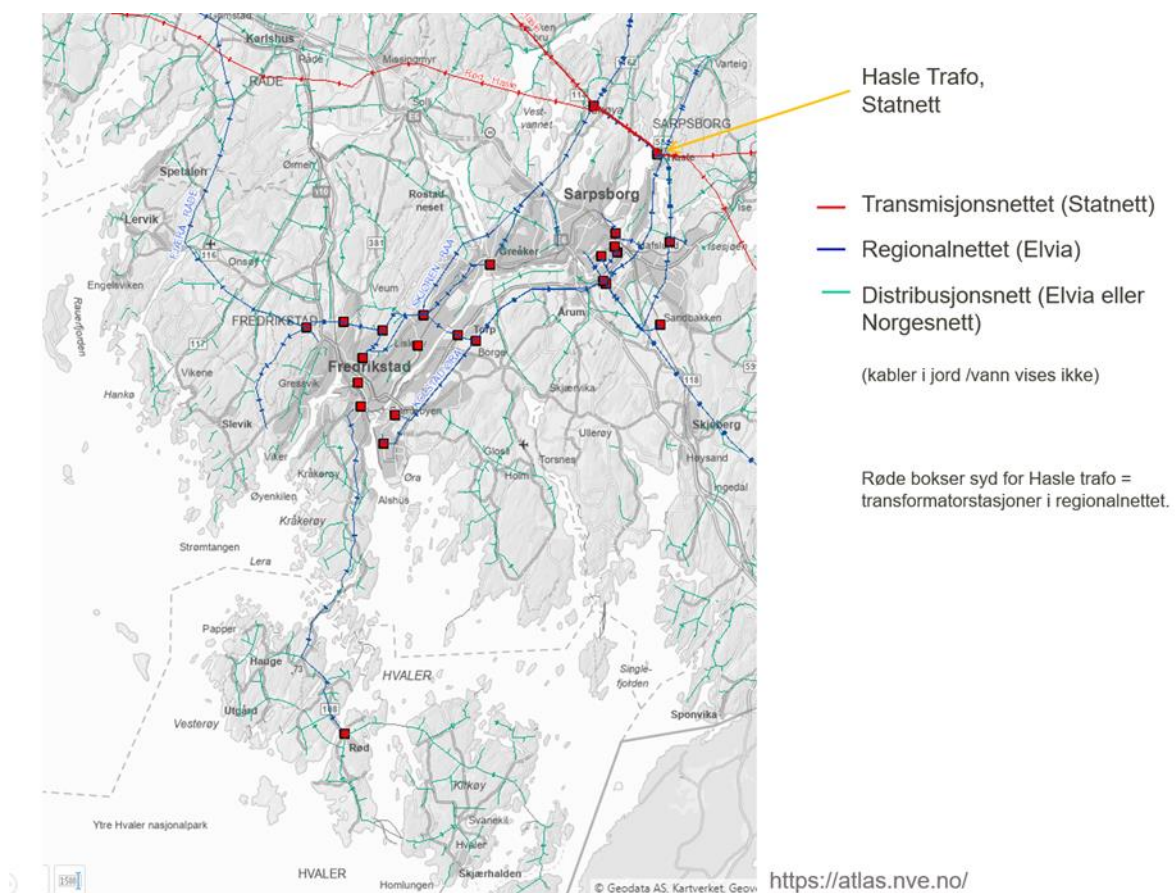
Statnett har per nå ikke konkrete planer for området etter 2040, men avhengig av etterspørselen framover vil det vurderes både ytterligere en transformatorstasjon i Østfold (hvis forbruksvekst blir høyere enn ca. 300 MW i området Sarpsborg og Fredrikstad og ca. 300-600 MW i nærheten av Moss) samt å likevel beholde traseer inn til området som Statnett hadde planlagt å fjerne. Det er rimelig å anta at behovene i scenario «Høyest strømbehov» er i størrelsesordenen for å utløse dette.

Statnetts tiltak for Nedre Glomma

- Statnett skal øke transformasjonskapasiteten i Hasle Trafo og dette ventes ferdigstilt innen 2030. Dette betyr at mer strøm samtidig kan transformeres ned på spenningsnivået til regionalnettet. Når også regionalnettet gradvis forsterkes vil mer strøm kunne distribueres i Nedre Glomma.

9.2.2 Regionalnettet i Nedre Glomma: Haslenettet - status og oppgraderingsplaner

I normal drift forsynes Nedre Glomma fra Statnetts Hasle trafo. Regionalnettet “under” Hasle trafo kalles dermed Haslenettet. Dette består av et tjuetalls trafostasjoner og mange ledning- eller kabelstrekke imellom disse.



Figur 9.1: Haslenettet (kart fra NVE-atlas) med forklaringer.

I Haslenettet syd for trafoen er det per høst 2024 svært trangt. Kunder som faller utenfor kategorien normalt forbruk, blant annet industritilknytninger, settes i dette nettområdet i kapasitetskø i påvente av utredning av nødvendige netttiltak og utbygging av nettet. Noen industritilknytninger er har fått reservert kapasitet og venter tilknytning etter gjennomføring av nødvendige netttiltak identifisert i utredning, eksempelvis en start på Viken Park.

I påvente av nettutbygging kan større kunder vurderes for tilknytning på vilkår (se egen forklaring). Borregaard har fått avklart at de får tilknyttet en større effekt på vilkår, men detaljene gjenstår å lande. Hver enkelt tilknytning og vilkårene som settes må vurderes for seg. På generelt grunnlag er det ventet mer avklaring om tilknytning på vilkår i forbindelse med Statnetts områdeplan høsten 2024.

I nettet nord for Hasle trafo i Sarpsborg er det per i dag god kapasitet til dagens last og forventet forbruksvekst. Dersom det kommer større enkeltbehov, vil det antakelig kreve tiltak for å kunne tilknytte.

Elvias tiltak i Nedre Glomma

Det er flere planer om nett-tiltak i Nedre Glomma som fører til oppgraderinger av deler av nettet fra 50 kV til 132 kV. En slik oppgradering vil omtrent tredoble overføringskapasiteten. Noe av arbeidet med spenningsoppgradering er gjennomført.

Under følger en liste av fremtidige regionalnettstiltak som vil øke kapasiteten i denne delen av nettet.

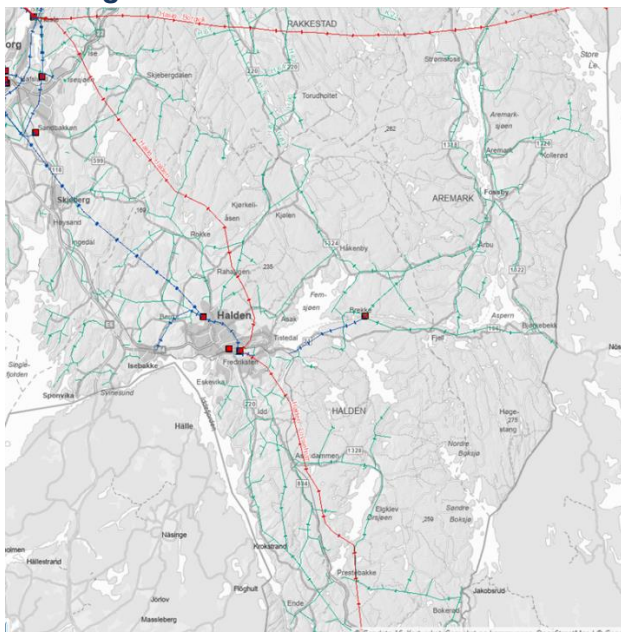
- Kabelstrek mellom Raa og Sandem under Glomma. Dette vil øke kapasiteten mellom de to stasjonene og bedre leveringssikkerheten. (under utførelse)
- Ombygging av K-H som gir økt transformeringskapasitet (under utførelse).
- Linjestrek Råde-Fjærå oppgraderes til 132 kV. 50 kV-forbindelsen mellom Fjærå-Skytterhuset forsterkes. Dette gir, sammen med Statnetts kapasitetsoppgraderinger i Hasle, betydelig økt kapasitet i Hasle-nettet, da det kan avlaste forsyningslinjene i andre deler av nettet. (konsesjonssøkt, forventet ferdig i 2030)
- Eventuelt nytt Sarp2-kraftverk
- Økning av kapasiteten inn mot Borregaard industrier er i konseptvalgstudie-fase.
- Økning av kapasitet og vedlikeholds-oppgradering vurderes inn mot Sarpsborg-bedriften Nordic Paper.
- Forsterkning mot Kråkerøy og ombygging av stasjon som gir økt kapasitet (mottatt konsesjon)
- Langsiktig plan om økt kapasitet mellom Hasle og K-H.
- Langsiktig plan om ombygging til 132 kV mellom Hasle – Navestad og Navestad – Øra.

Navn	Eier	Fylke	Status tiltak ↓	Status konsesjonsbehandling
Ombygging K-H transformatorstasjon	ELVIA AS	Østfold	✳ Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet ☑
Raa-Sandem nye kabler	ELVIA AS	Østfold	✳ Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet ☑
Brogata- Kråkerøy 3 - omlegging av kab...	ELVIA AS	Østfold	✳ Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet ☑
Gamelebyen mot Kolstad - Reinvesterin...	ELVIA AS	Østfold	📅 Planleggingsfase	Sendt, ikke registrert
Råde-Fjæra- Skytterhuset	ELVIA AS	Østfold	📅 Planleggingsfase	Sendt, ikke registrert
Kabelanlegg mellom Sandem og Kolstad	ELVIA AS	Østfold	📅 Planleggingsfase	Ferdig behandlet ☑
Brogata- Kråkerøy 2 ny kabel	ELVIA AS	Østfold	📅 Planleggingsfase	Ferdig behandlet ☑
Utvidelse av Kråkerøy transformatorsta...	ELVIA AS	Østfold	📅 Planleggingsfase	Ferdig behandlet ☑

Figur 9.2: Statusoversikt over Elvias tiltak i Nedre Glomma fra plannett.nve.no, der alle tiltak beskrives. Dette gir god oversikt om de fleste tiltakene for eksterne. I tillegg er det en egen oversikt over utredninger.

Oppgradering av Haslenettet - alt henger sammen med alt, samt kommunens rolle
 Som man ser av figur 9.1 over *Haslenettet*, består det av mange linjestrekk og stasjoner. Kun deler av nettet kan oppgraderes av gangen for å opprettholde tilstrekkelig strømforsyningsruter i Sarpsborg og Fredrikstad. For å kunne holde framdriften i utbedringen av Haslenettet er Elvia avhengig av at framdriften på hvert enkelt strekk overholdes. Her er kommunene samarbeidspartnere når det gjelder å finne løsninger på kabling i tettbygde strøk, for å sikre at infrastruktur koordineres, og dialog om eventuelt omlegging av traseer i planleggingsfasen. Til sist er kommunene en viktig høringspart i konsesjonsbehandlingen.

9.2.3 Regionalnettet i Halden-området: Halden og Aremark



Figur 9.3: Strømmettet i Halden og Aremark (NVE-atlas).

Halden og Aremark forsynes i hovedsak fra transmisjonsnettet via Halden trafostasjon på Bondebakken i Halden. I regionalnettet er denne delen også knyttet til Hasle-nettet via forbindelsen mellom Hasle-Navestad-Halden. Transmisjons- og regionalnettet henger tett sammen og knytningene mellom ulike deler av nettet er viktig for å sikre forsyningsikkerhet

og redundans ved eventuelle feil eller utfordrende driftsperioder for nettet. En oppgradering av strekningen Hasle-Navestad, samt andre tiltak, omtalt i delkapitlet om Hasle-nettet («sammenhengende 132 kV-forbindelse som rekker ned til Øra i Fredrikstad») vil dermed også være viktig for Haldens fremtidige forsyningssikkerhet.

Norske Skogs Saugbrugs er for øvrig knyttet direkte på Statnetts Halden-stasjon og påvirker ikke regionalnettet, men påvirker kun kapasiteten i transmisjonsnettet.

Aremark kommune er det kun distribusjonsnett-nivå per i dag. Dette vil sannsynligvis endres ved eventuell vindkraftutbygging, da vindkraftverk typisk er på en størrelse som kobles til regionalnett. Tiltak og utbygging av regionalnett på dermed påregnes ved etablering av et vindkraftverk i kommunen.

Elvias tiltak i Haldenområdet

I Haldenområdet er en forsterking Brødløs-Strupe gjennomført, og det pågår noen ytterligere tiltak i regionalnettet. Ved gjennomføring av disse tiltakene styrkes forsyningssikkerheten i området. Nettet i Halden har tilstrekkelig kapasitet for dagens last og forespørsler. Ved større tilknytningsforespørsler i fremtiden vil det være noe tilgjengelig kapasitet, men avhengig av størrelse og lokasjon vil slike tilknytninger kunne utløse behov for tiltak i både regional- og transmisjonsnettet.

Tiltakene:

- Øke overføringskapasiteten mellom regionalnettstasjonene Strupe og Isebakke
- Ny Isebakke transformatorstasjon med mål om idriftsettelse ila 2025. Tiltaket er begrunnet i behovet for økt forsyningssikkerhet og for å legge til rette for nytt forbruk i området, blant annet hos Nexans. Tiltaket er per høst 2024 under konsesjonsbehandling hos NVE og idriftsettelse avhenger av konsesjonsbehandlingstiden.

9.2.4 Bedre utnyttelse av dagens regionalnett

Regionalnetteier Elvia har en ambisjon om å utnytte det eksisterende strømmnett 20 % bedre. Prosjektene og tiltakene som man håper vil bidra til å muliggjøre dette er:

- Installere sensorer som måler reell temperatur på linjene kan gi økt overførselskapasitet:
 - Kraftledninger siger når linjene blir varme av overførselen kombinert med vær og vindforhold. Det er derfor sikkerhetsgrenser for hvor nær bakken linjene kan komme. For å unngå dette setter Elvia kapasitetsgrenser på overføringslinjene, historisk sett er dette basert på teoretisk utregnede og statiske verdier. Dersom sensorene fra Heimdall Power viser at reell temperatur er lavere, kan det sendes mer strøm gjennom linjene. Sensorene gir også mulighet til å styre overføringskapasiteten ut fra lokale og momentane værforhold, for eksempel vil vind bidra til avkjøling av linjene og dermed øke overføringskapasiteten sammenliknet med de tidligere grensene. Det kan også vise seg å være omvendt, at værforhold med lite vind og høye temperaturer viser at linjenes overføringskapasitet i realiteten er lavere enn de statiske grensene og at Elvia i perioder har kjørt nettet for hardt.

- Fleksibilitetsprosjektet Euroflex
 - Euroflex er et storskala demoprojekt som skal teste et fleksibilitetsmarked med sluttbrukere innen bedrifter/industri, offentlige aktører og husholdninger som kan få betalt for å redusere eller flytte effekttopper gjennom markedssystemet *Nodes*. I tillegg til Elvia er også Norgesnett og Statnett med. Per høst 2024 vurderer eiendoms-enhetene i både Fredrikstad og Sarpsborg kommuner deltakelse med bygninger og andre energiforbrukere.
- Tilknytning på vilkår (beskrevet i delkapittel 9.1)
- Energikoordinatorer er en ny rolle som blant annet Elvia tester ut. De skal bl.a. bidra til økt utnyttelse av eksisterende strømnnett. Dette skal de gjøre ved å etablere en funksjon for regionale myndigheter, kommuner og næringsaktører som kan gi nøytral og objektiv veiledning, råd og løsningsstøtte i spørsmål knyttet til utnyttelse og begrensninger i det regionale energisystemet. Energikoordinatorer skal også ha fokus på å se hele energisystemet som en helhet og identifisere muligheter der bedre samspill på tvers av energityper skaper gode løsninger for hele systemet.

10. Kommunenes handlingsrom knyttet til energi- og effekteffektivisering

Kommunene har et handlingsrom innen energieffektivisering og fleksibilitet, både gjennom å gjøre tiltak i egne bygg og anlegg, og for å bidra til at andre samfunnsaktører gjennomfører tiltak. Under finnes en oversikt over handlingsrommet:

Kommunen kan feie for egen dør gjennom:

- energieffektivisering i egne bygg og anlegg
- å etablere strømproduksjon på egne bygg, og eventuelt lagre denne for bruk blant annet i topplasttimer
- å delta i fleksibilitets- og frekvensmarkedet for å frigjøre effekt blant annet i topplasttimer, og for å bidra til et stabilt nett etter hvert som stadig mer uregulert energiproduksjon fases inn

Kommunen kan stille krav i utbyggingsavtaler når kommunen selger tomter for utvikling av private aktører.

Kommunen kan legge til rette for at innbyggere og næringsliv kan effekt- og energieffektivisere, og/eller produsere egen energi gjennom å:

- gi veiledning, for eksempel ved å finansiere konsulenter
- gi tilskudd til tiltak som Enova ikke støtter
- koble aktører, særlig med tanke på kartlegging og utnyttelse av overskuddsenergi
- etablere arenaer og nettverk for kompetanseheving og erfaringsdeling

I rollen som arealmyndighet, kan kommunen:

- Stille krav i reguleringsplaner og kommuneplanens arealdel innen energitemaer som ikke dekkes av krav i byggeteknisk forskrift
- Innenfor konsesjonsområdet for fjernvarme (som gis av NVE) kan kommunen velge å fastsette tilknytningsplikt for bygninger. I praksis omfatter dette oftest nybygg. Dette gjøres vanligvis gjennom areal- eller reguleringsplaner

Disse potensielle tiltakene krever økt kompetanse, samt økonomiske og personellmessige ressurser.

11. Takk til bidragsytere

Takk til aktørene og bedriftene som har delt informasjon med arbeidsgruppen, enten i forbindelse med denne energiutredningen, eller som har bidratt med data og informasjon i andre sammenhenger som har vært benyttet til underlag. Energiutredningen hadde ikke vært mulig å utarbeide uten bidrag fra eksterne:

Akershus fylkeskommune / Farhad Rad og kollegaer for arbeidet med Energidashboardet

Elvia

Norgesnett

Halden næringsutvikling

Sarpsborg næringsforening

Fredrikstad næringsforening

Bedrifter:

Borg bryggerier

Borregaard

FREVAR

SAREN Energy

Øra-bedrifter for øvrig gjennom Klimasats Øra-prosjektet

GG-gruppen/Viken Park

Glomma papp

Halden Kraftproduksjon AS/Akershus Energi

Nexans

Norsk nukleær dekommisjonering

Norske Skog Saugbrugs

Østfold Energi

12. Kildeliste

Bakgrunnsinformasjon

Parallelt med utredningsarbeidet jobbes det med et arbeid kalt Klimasats Øra. Dette er et prosjekt Fredrikstad kommune har sammen med flere aktører, deriblant Øra-bedrifter, Næringsforeningen, Norgesnett, NORSUS og NCCE. Dette arbeidet danner mye av grunnlaget for framskrivningene i Fredrikstad, men rapportene utarbeidet av konsulentmiljøene Norsk Energi og Hafslund rådgiving er konfidensielt på denne rapportens sluttdato, og blir derfor ikke referert til.

Det har vært dialog med nettselskapene Elvia og Norgesnett i forbindelse med utredningsarbeidet og tidligere arbeider. Disse har bidratt med informasjon om planer for utbedring og utvikling av strømmettet i regionen. I tillegg har det vært tett dialog og samarbeid med Elvia om tekstene om organisering og regelverk knyttet til strømmettet

Det er brukt flere kilder som generell bakgrunnsinformasjon, men som ikke nødvendigvis er hensiktsmessig å vise til direkte i tekst. De er listet opp under:

Elvia (2022): Kraftsystemutredning for Oslo, Akershus og Østfold 2022- 2042, Hovedrapport.

Elvia. (d.d.). www.elvia.no

Energidepartementet. (d.d.). Energifakta Norge.

Energifaktanorge.no - fakta om norsk energi og vannressurser - **ENERGIFAKTANORGE**

Energikommisjonen. (2023). [NOU 2023:3 Mer av alt – raskere – Energikommisjonens rapport.](#)

LO, NHO. (2023). [Kraftløftet Østfold.](#)

LO, NHO. (2023). [Strategi for energieffektivisering og lokal solkraft.](#)

Madslie, A.; Hovi, I. B. (2021). Framskrivninger for godstransport 2018-2050. Oppdatering av beregninger fra 2019. [Framskrivninger for godstransport 2018-2050. Oppdatering av beregninger fra 2019. - Transportøkonomisk institutt](#)

Miljødirektoratet. (2023). Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler.

[Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler - miljodirektoratet.no](#)

Miljødirektoratet. (2024). Klimatiltak i Norge – kunnskapsgrunnlag 2024.

[Klimatiltak i Norge - miljodirektoratet.no](#)

Miljødirektoratet. (d.d.). Utslipp av klimagasser i kommuner og fylker.

[Utslipp av klimagasser i Norges kommuner og fylker - miljodirektoratet.no](#)

Miljødirektoratet. (d.d.). Utslipp til luft i Norge.

[Norske utslipp - Utslipp til luft og vann og generert avfall](#)

Noregs vassdrags- og energidirektorat. (d.d.). www.nve.no.

Noregs vassdrags- og energidirektorat. (d.d.). [RME - Reguleringsmyndigheten for energi](#)

Olje- og energidepartementet. (2022). [NOU 2022:6 Nett i tide – om utvikling av strømmettet.](#)

PlanNett (d.d.): <https://plannett.nve.no/>

Samferdselsdepartementet. (2024). Meld. St. 14 (2023-2024) Nasjonal transportplan 2025-2036). [Meld. St. 14 \(2023–2024\) - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no/meldst14)

Sandberg, N. H.; Dokka, T. H.; Lien, A. B. G.; Sartori, I.; Skeie, K.; Manrique Delgado, B.; Lassen, N. (2023). Energisparepotensialet i bygg fram mot 2030 og 2050 – Hva koster det å halvere energibruken i bygningsmassen? [SINTEF Open: Energisparepotensialet i bygg fram mot 2030 og 2050 – Hva koster det å halvere energibruken i bygningsmassen?](#)

Statnett. (d.d.). www.statnett.no.

Thema. (2024). [Kartlegging og analyse av næringsområders tilgang til fornybar energi.](#)

Viken fylkeskommune. (d.d.). [Energidashboard.](#)

Referanser i tekst

Akershus energi. (2020). Tisedalsfoss kraftverk. Hentet 2024 fra <https://akershusenergi.no/kraftverk/tistedalsfoss/>

Aurdal, B. H. (2024, 10 10). Vil føre til høyere strømpriser i Norge. *Finansavisen*. Hentet fra <https://www.finansavisen.no/energi/2024/10/10/8190425/nve-vil-fore-til-hoyere-strompriser-i-norge>

Bjartnes, A., Ursin, L., Michelsen, L.-H. P., & Skaugen, H. (2023, 1 11). *Håndbok til energidebatten*. Norsk klimastiftelsen. Hentet 2024 fra Publikasjoner: <https://www.klimastiftelsen.no/publikasjoner/handbok-til-energidebatten>

Energidepartementet. (2024, 02 20). *Kraftmarkedet*. Hentet 10 28, 2024 fra Energifakta Norge: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>

Energidepartementet. (2024, 10 04). *Varmeforsyning*. Hentet 11 15, 2024 fra Energifakta Norge: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/varmeforsyning/#overskuddsvarme>

Five, C. K. (2023, 10 12). Strømprisutvalget: Utenlandskablene har en klar prissmitte for norske strømpriser. *Altinget*. Hentet fra <https://www.altinget.no/artikkel/stroemprisutvalget-utenlandskablene-har-en-klar-prissmitte-for-norske-stroempriser>

FN sambandet. (2023, 07 07). FNs naturavtale. Hentet fra <https://fn.no/avtaler/miljoe-og-klima/fns-naturavtale>

Hafslund. (d.d.). Sarp 2 kraftverk. Hentet fra <https://hafslund.no/prosjekter/sarp-2-kraftverk>

Hofstad, K. (2022, 8 5). Kapasitetsfaktor. Hentet 11 14, 2024 fra <https://snl.no/kapasitetsfaktor>

Huseby, N. M., & Holde, S. A. (2023). Hva skal til for å etablere kjernekraft? Hentet 2024 fra <https://www.tu.no/artikler/hva-skal-til-for-a-etablere-kjernekraft/535274>

- Miljødirektoratet. (2024, 06 21). Skipsfart - klimakvoter. Hentet 11 2024 fra <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/klimakvoter/skipsfart-i-eus-kvotesystem/>
- Miljødirektoratet. (d.d.). Landbasert industri. Hentet fra <https://www.norskeutslipp.no/no/Landbasert-industri/?SectorID=600>
- Noreng, Ø. (2021, 12 2). Energipolitikk er vanskelig. Hentet 2024 fra https://www.tu.no/artikler/energipolitikk-er-vanskelig/515507?fbclid=IwAR1LVxKm1g9hawjkc_qT5-5Z7mviWF4UQscptxIGOOyQOqwNTM5Y_K_hsdQ
- Norsk Energi, (2024) Energikonsepter for klimaomstilling på Øra industriområde - Sjøfart
- Norsk Fjernvarme. (d.d.). *Fjernkontrollen*. Hentet fra <https://www.fjernkontrollen.no/>
- NVE. (2020). Konesjonssak: Generator drift i pumpe stasjon i Sarpsfossen. Hentet fra <https://www.nve.no/konesjon/konesjonssaker/konesjonssak/?id=8421&type=V-1>
- NVE. (2021, 06 25). ACER. Hentet 2024 fra <https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/regulatory-cooperation/acer/>
- NVE. (2022). Konesjonssak: Tista kraftverk. Hentet 2024 fra <https://www.nve.no/konesjon/konesjonssaker/konesjonssak?id=4652&type=V-1>
- NVE. (d.d.). PlanNett. Hentet 2024 fra <https://plannett.nve.no/>
- SSB. (2024, 06 12). 10314: Nettoforbruk av elektrisk kraft, etter forbrukergruppe (GWh) (K) 2010-2023. Hentet 9 2024 fra <https://www.ssb.no/statbank/table/10314>
- Statnett. (2022). *Områdeplan Oslo, Akershus og Østfold*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/omradeplaner/oslo-og-ostfold/statnett-omradeplan-oslo-og-ostfold.pdf>
- Statnett. (2023). Forventer kraftig vekst i kraftforbruket, avhengig av nett og mer kraftproduksjon. Hentet fra <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2023/forventer-kraftig-vekst-i-kraftforbruket-avhengig-av-nett-og-mer-kraftproduksjon/>
- Statnett. (2024, 06 07). Derfor har vi prisområder. Hentet 2024 fra <https://www.statnett.no/om-statnett/forsta-strom-og-kraftsituasjonen/fakta-om-prisomrader/>
- Statnett. (d.d.). Tall og data fra kraftsystemet. Hentet fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/#nordisk-krafftlyt>
- Østfold energi. (2024, 06 07). Brekke kraftverk 100 år - Vakte internasjonal oppsikt. Hentet 11 1, 2024 fra <https://www.ostfoldenergi.no/brekke-kraftverk-100-ar-vakte-internasjonalt-oppsikt/>