

Miljødirektoratet

Utslipp og utslippsreduserende tiltak for fossil stasjonær fyring i industrien

oslo**economics**

 **SINTEF**

Tittel: Utslipp og utslippsreducerende tiltak for fossil stasjonær fyring i industrien

Utarbeidet av: Oslo Economics

Oppdragsgiver: Miljødirektoratet

Publisert: Desember 2024

Rapportnummer: 2024-117

Kontaktperson: Guro Landsend Henriksen / Partner

E-post: glh@osloeconomics.no

Tel: 928 04 648

Innhold

Sammendrag	4
1. Bakgrunn og metode	7
1.1 Bakgrunn	7
1.2 Mandat for oppdraget	7
1.3 Informasjonsgrunnlag	7
1.4 Begreper og definisjoner	8
2. Utslipp fra stasjonær fyring i industrien	9
2.1 Klimagassutslipp fra stasjonær fyring i industri	9
2.2 Energiforbruk i industrien	9
2.3 Energiforbruk til stasjonær fyring	10
3. Bruksområder for stasjonær fyring og utslippsreduserende tiltak	13
3.1 Næringsmiddelindustri	13
3.2 Fiskeforedling	15
3.3 Fôrproduksjon	16
3.4 Treforedling	17
3.5 Asfaltverk	18
3.6 Vaskeri og renseri	19
3.7 Prosessindustrien	20
3.8 Olje- og gassvirksomhet på land	23
3.9 Annen industri	23
3.10 Barrierer for gjennomføring av tiltak	24
4. Tiltakenes bedriftsøkonomiske lønnsomhet	27
4.1 Relevante tiltak	27
4.2 Metode og generelle forutsetninger	27
4.3 Kostnader for nettilgang	30
4.4 Tiltak 1: El-kjel	32
4.5 Tiltak 2: Høytemperatur varmepumpe	34
4.6 Tiltak 3: Pellets	36
4.7 Tiltak 4: Biogass	38
4.8 Tiltak 5: Hydrogen	39
5. Oppsummering av tiltakenes konsekvenser	41
6. Tiltakskostnader	43
6.1 Metode og forutsetninger	43
6.2 Tiltakskostnad	43
7. Referanser	44

Sammendrag

Oslo Economics, i samarbeid med SINTEF Energi, har på oppdrag for Miljødirektoratet kartlagt bruk av fossil energi til stasjonær fyring i industrien og hvilke alternativer industrien har for utfasing av fossile brensler til fyring.

I 2023 rapporterte norsk industri et totalt forbruk på 1,5 millioner tonn (rundt 15,8 GWh) fossil energi til direkte og indirekte fyring. Indirekte fyring er her definert som fyring av kjel for å produsere varme som føres videre i et varmemedium. Direkte fyring omtaler prosesser der flammen er i direkte kontakt med produktet, og ikke tilført via et varmemedium. Nesten 70 prosent av forbruket var knyttet til direkte fyring. Olje- og gassektoren benytter store mengder av fyrgass inn i sin produksjonsprosess og står for den største andelen av forbruket, etterfulgt av kjemisk industri. Bruken av fossil energi til indirekte fyring er jevnere fordelt mellom ulike industrinæringene. Sett bort fra bruk av syntesegass og fyrgass var forbruket i 2023 på rundt 685 000 tonn, tilsvarende rundt 9 GWh, fordelt på 8,4 GWh gassprodukter og 0,6 GWh petroleumprodukter.

Fossil stasjonær fyring benyttes i hovedsak til oppvarming av bygg og vann, til produksjon av damp og til direkte tørking. Dette er alle bruksområder som kan elektrifiseres enten ved bruk av el-kjel eller varmepumpe. Å erstatte fossil fyring med el-kjel eller varmepumpe kan i flere tilfeller være bedriftsøkonomisk lønnsomt dersom man ser bort fra nettkostnader. Tilgang på nettkapasitet og kostnader forbundet med økt forbruk er den største barrieren for elektrifisering.

Flere virksomheter er avhengige av en flamme i produksjonsprosessen og høyere temperaturer enn det som kan oppnås ved elektrifiseringstiltak. For slike virksomheter kan bruk av biobrensler eller hydrogen være relevante alternativer. Bruk av biogass og hydrogen innebærer økte kostnader for virksomhetene og er i dag ikke bedriftsøkonomisk lønnsomt. Endringer i investerings- og driftskostnader for ulike tiltak vil imidlertid kunne endre i hvilken grad tiltakene er lønnsomme. Bruk av pellets kan være bedriftsøkonomisk lønnsomt for de prosessene der dette er et relevant alternativ.

Om oppdraget og informasjonsgrunnlag

Forslag til forskrift om forbud mot bruk av fossile brensler til indirekte fyring i industrien fra 2030 ble sendt på høring oktober 2024. Forslaget omfatter forbud for ikke-kvotepliktig industri. Regjeringen vurderer å utvide forbudet til å også inkludere direkte fyring etter 2030 (Regjeringen, 2023). Oslo Economics har i samarbeid med SINTEF fått i oppdrag av Miljødirektoratet å innhente kunnskap om bruksområder for fossil stasjonær fyring i industrien og kartlegge hvilke utslippsfrie alternativer som industrien har ved utfasing av fossile brensler til fyring. I henhold til mandatet for oppdraget har direkte fyring hatt fokus i utredningen, men bruksområder og utslippsfrie alternativer for indirekte fyring er også gjennomgått.

Rapporten er basert på et bredt informasjonsgrunnlag. Relevante informasjonskilder inkluderer henvendelser på e-post og intervjuer med et stort antall industrivirksomheter, gjennomgang av data og statistikk, dokumenter og rapporter samt diskusjon og innspill fra referansegruppen til oppdraget. Til sammen har vi vært i kontakt med 74 virksomheter fordelt på ulike industribransjer.

Utslipp fra stasjonær fyring i industrien

I 2023 rapporterte industrien at samlet forbruk av fossil energi som ble benyttet til stasjonær fyring var på rundt 1,5 millioner tonn. Dette tilsvarer rundt 15,8 GWh.¹ Mesteparten av forbruket (68 prosent) var knyttet til direkte fyring. Olje- og gassvirksomhet på land benyttet store mengder fyrgass i sin produksjon og sto for den største andelen av forbruket, knyttet til både direkte og indirekte fyring. Etter olje- og gassektoren sto kjemisk industri for det største forbruket av fossil energi som benyttes til direkte fyring. Forbruket av fossil energi til indirekte fyring var jevnere fordelt mellom de ulike industrinæringene. Naturgass, LNG og propan/LPG sto for det største forbruket om man ser bort fra bruk av fyrgass i olje- og gassektoren.

Bruksområder for stasjonær fyring og utslippsreducerende tiltak

Innenfor **indirekte fyring** benyttes fossil energi til oppvarming av bygg og vann og til dampproduksjon. Det gjelder blant annet næringsmiddelindustrien, fiskeforedling, fôrproduksjon, treforedling, vaskeri og renseri og deler av prosessindustrien. Fossil energi som benyttes til oppvarming av bygg og vann kan elektrifiseres ved å ta i bruk el-kjel eller varmepumpe, eventuelt i kombinasjon med utnyttelse av overskuddsvarme. Fjernvarme kan også benyttes der dette er tilgjengelig. Alternativet til elektrifisering er bruk av biobrensler. Dampproduksjon krever høyere temperaturer sammenlignet med oppvarming av bygg og vann, og kan dermed kreve mer energi. Bruk av fossil energi kan også her erstattes med elektrisitet ved å ta i bruk en elektrisk dampkjel eller høytemperatur varmepumpe, eventuelt i kombinasjon med utnyttelse av overskuddsvarme. Biobrensler er også et alternativ for dette bruksområdet.

Direkte fossil fyring benyttes til tørking og prosesser som krever direkte kontakt med flammen. Tørking med åpen flamme benyttes i flere industribransjer som næringsmiddelindustrien, fiskeforedling, fôrproduksjon, treforedling og vaskeri og renseri. Tørkeprosessen kan elektrifiseres ved å gå over til indirekte fyring gjennom tørking ved bruk av damp. Også her er elektrisk dampkjel eller høytemperatur varmepumpe relevante tiltak. Slakterier, glass- og keramikkproduksjon, asfaltverk og krematorium representerer industribransjer som benytter flammen direkte i produksjonsprosessen, mens store deler av prosessindustrien har behov for rask oppvarming til svært høye temperaturer som man ikke oppnår ved bruk av elektrisitet. For disse virksomhetene er bruk av biobrensler eller hydrogen mulige tiltak.

Barrierer for gjennomføring av tiltak

Den største barrieren for å erstatte fossil energi med elektrisitet, for de prosessene der dette lar seg gjøre, er tilgang til tilstrekkelig nettkapasitet og/eller kostnader ved økt forbruk. utfordringer med nettilgang gjelder hovedsakelig større forbruk. For mindre forbruk er barrieren primært knyttet til kostnader på nettsiden ved økt forbruk som tilfaller virksomheten. Selv for mindre forbruk kan det være snakk om betydelige summer som gjør at elektrifisering ikke blir lønnsomt, til tross for at driftskostnadene reduseres.

Barrieren for å ta i bruk flytende biobrensel eller biogass knytter seg til merkostnaden ved gjennomføring av tiltak. Det er også flere utfordringer knyttet til bærekraftig bruk av biobrensler i stort omfang. Virksomheter forteller på bakgrunn av dette at de opplever stor usikkerhet knyttet til i hvilken grad biobrensel i framtiden vil anses som bærekraftig, noe som bidrar til å øke risikoen ved å ta i bruk. For hydrogen er høye kostnader knyttet til produksjon og bruk den største barrieren. De høye kostnadene henger sammen med et umodent marked for produksjon og bruk av hydrogen.

Tiltakenes bedriftsøkonomiske lønnsomhet

Vi har beregnet bedriftsøkonomisk lønnsomhet forbundet med elektrifisering ved bruk av el-kjel og varmepumpe. Gitt forutsetningene som legges til grunn vil overgang fra LNG til el-kjel være lønnsomt for virksomheter med høyt energiforbruk (2 000 tonn LNG). I disse beregningene er ikke nettkostnad hensyntatt. Lønnsomheten ved tiltaket er sensitiv for utviklingen i energipriser, som blant annet påvirkes av karbonprisen. Dersom kostnadsforskjellen mellom bruk av fossil energi og elektrisitet reduseres, vil også tiltakets lønnsomhet reduseres ettersom det tar lengre tid å tilbakebetale investeringskostnadene, og visa verca. Varmepumpe gir

¹ Følgende faktorer er brukt for kWh per kilo energivare: 12 for lett fyringsolje, 13,3 for LNG/naturgass, 12,8 for LPG/propan, 12 for diesel, 12 for olje, 8 for syntesegass og 12,3 for fyrgass. Dersom man ekskluderer bruk syntesegass og fyrgass, var det totale forbruket på rundt 685 000 tonn, tilsvarende 9 GWh (8,4 GWh fra gassprodukter og 0,6 GWh fra petroleumsprodukter).

raskere lønnsomhet sammenlignet med el-kjel til tross for høyere investeringskostnader. Dette skyldes at bruk av varmepumpe bidrar til å redusere energiforbruket med mellom 50 og 70 prosent.

Omlegging til bruk av pellets har i våre beregninger en tilbakebetalingstid på fem år i basisscenarioet. Pellets krever noen tilpasninger av utstyr og innebærer dermed en investeringskostnad for virksomheten. Lavere driftskostnader ved bruk av pellets sammenlignet med fossile energibærere, i kombinasjon med økende CO₂-priser, innebærer at tiltaket blir lønnsomt relativt raskt. En høyere pris på pellets enn det som legges til grunn i våre analyser vil imidlertid innebære at det vil ta lengre tid før tiltaket blir lønnsomt.

Biogass kan erstatte bruk av LNG med mindre investeringer. Prisen på biogass er i dag høyere enn for fossil energi, og omlegging til bruk av biogass er følgelig ikke lønnsomt. Dersom prisen på biogass reduseres eller prisen på naturgass øker, vil dette øke lønnsomheten ved å ta i bruk biogass.

Bruk av hydrogen innebærer høye investeringskostnader sammenlignet med de øvrige tiltakene, i tillegg til økte driftskostnader sammenlignet med bruk av fossil energi. Dette innebærer at tiltaket ikke er lønnsomt.

Konsekvenser av tiltak

Virksomheter som benytter fossil energi til oppvarming av enten bygg og/eller vann (indirekte fyring) vil kunne elektrifisere denne prosessen til en begrenset kostnad. Tilgang på nettkapasitet er en forutsetning for elektrifisering, og behov for investering på nettsiden vil innebære betydelige kostnader for virksomheten. Elektrifisering av all indirekte fyring, eksklusiv indirekte fyring ved bruk av fyrgass som ikke har alternativ anvendelse, vil redusere det fossile energiforbruket med om lag 144 000 tonn.²

For virksomheter som i dag benytter fossil energi til tørking vil en overgang til fossilfrie eller utslippsfrie løsninger innebære økte kostnader. Virksomheter med tørkeprosesser som i dag baserer seg på direkte fyring (åpen flamme), vil kunne elektrifisere prosessen gjennom å ta i bruk elektrisk kjel eller høytemperatur varmepumpe. Elektrifisering av slike prosesser vil kunne erstatte ca. tre prosent av dagens forbruk til direkte fyring, tilsvarende i overkant av én millioner tonn. Der fossil energi benyttes til dampproduksjon (indirekte fyring) kan også elektrisk dampkjel eller høytemperatur varmepumpe erstatte det fossile forbruket. Elektrifisering krever tilgang på tilstrekkelig nettkapasitet, noe en rekke virksomheter peker på at er en barriere for omlegging til bruk av elektrisitet.

For virksomheter som benytter direkte fyring ved bruk av selve flammen, og for prosessindustri som er avhengig av rask oppvarming til svært høye temperaturer, er mulige alternativer begrenset til bruk av biobrenslar eller hydrogen, gitt dagens teknologi. Både biobrenslar og hydrogen kan i teorien erstatte alle former for fossil fyring i industrien, men bærekraftig bruk av biobrenslar er utfordrende og bruk av hydrogen innebærer i dag store merkestnader. På bakgrunn av dette forventer vi at dette er tiltak som er mest relevant for å erstatte fossil fyring der elektrifisering ikke er mulig. Fyrgass og syntesegass står for nesten 50 prosent av den fossile energien som benyttes til direkte fyring. Ser bort fra bruk av fyrgass og syntesegass utgjør bruk av fossilt brensel 94 prosent av resterende energibruk som går til direkte fyring. Prosessindustrien står for hoveddelen av dette.

Generelt forventer vi at store virksomheter har bedre tilgang på kapital og større investeringsevne enn mindre virksomheter. Disse vil dermed i større grad kunne håndtere konsekvensene ved innføring av et eventuelt forbud mot fossil fyring. Konsekvensene for berørte virksomheter forventer vi også vil avhengige av konkurranse-situasjonen i markedet virksomheten operer, herunder i hvilken grad virksomhetene er konkurranseutsatt eller del av skjermet sektor. Virksomheter i skjermet sektor vil i større grad kunne øke prisene til sine kunder ved innføring av et nasjonalt forbud som fører til økte kostnader. Ved innføring av et eventuelt forbud mot fossil fyring forventer vi at konsekvensene for små virksomheter og virksomheter i konkurranseutsatt sektor vil være større enn for store virksomheter og virksomheter i skjermet sektor.

² Rundt 1 000 tonn olje, 40 000 tonn propan/LPG, 31 000 tonn naturgass, 41 000 tonn LNG, 23 000 tonn lett fyringsolje og 8 000 tonn diesel.

1. Bakgrunn og metode

1.1 Bakgrunn

Samlede utslipp av klimagasser i Norge var 46,6 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2023 (foreløpige tall) (SSB, 2024a). Industrien sto for 24 prosent av utslippene, hvorav hoveddelen av disse er omfattet av EUs kvotesystem. Utslipp tilsvarende 2,4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter var i 2022 knyttet til stasjonær fyring innen industri og bergverk (SSB, 2024b).

Miljødirektoratet fikk som oppfølging til regjeringens klimastatus og -plan (2023) i oppdrag å utrede konsekvensene av et mulig forbud mot bruk av fossile brenslers til energiformål i industrien fra 2030. Konsekvensvurderingen ble levert våren 2023 og resulterte i en anbefaling fra Miljødirektoratet om å innføre et forbud mot indirekte fyring i hele industrien fra 2030. Regjeringen valgte å gå videre med forslag til forbud mot fossil fyring i ikke-kvotepliktig industri.

Regjeringen vurderer å utvide forbudet til å også inkludere direkte fyring etter 2030 (Regjeringen, 2023). På bakgrunn av dette ønsker Miljødirektoratet økt kunnskap om hva direkte fyring brukes til i ulike deler av industrien, mulige utslippsfrie alternativer og kostnader ved omlegging av prosesser og tilpasning av utstyr dersom bruk av fossile brenslers skal erstattes med utslippsfrie alternativer.

1.2 Mandat for oppdraget

Oslo Economics har i samarbeid med SINTEF Energi fått i oppdrag å innhente kunnskap om bruksområder for fossil stasjonær fyring i industrien og kartlegge hvilke utslippsfrie alternativer som industrien har ved utfasing av fossile brenslers til fyring. I henhold til mandatet for oppdraget har fokuset vært på direkte fyring, men bruksområder og utslippsfrie alternativer for indirekte fyring er også gjennomgått.

Oppdragsbeskrivelsen som utredningen er basert på inkluderer følgende:

- Gjennomgang av utslipp fra direkte fyring med fossile brenslers fordelt på forskjellige industribransjer i Norge, herunder oversikt over hvilke typer brenslers som forbrennes og hva bruksområdet er.
- Kartlegging av mulige tiltak for å erstatte bruk av fossilt brensel med utslippsfrie alternativer. Kartleggingen inkluderer vurdering av kostnader ved gjennomføring av tiltak, mulig

innfasingstakt og barrierer for gjennomføring av tiltakene.

- Vurdering av hvilke tiltak som er mest relevante innenfor de ulike industribransjene ved utfasing av fossil fyring, og hvor stor andel av forbruket av fossile brenslers til direkte fyring tiltakene dekker.
- Eksempler på tiltak som industrien har gjennomført hvor bruk av fossilt brensel til stasjoner fyring er erstattet med utslippsfrie alternativer.

1.3 Informasjonsgrunnlag

Rapporten er basert på et bredt informasjonsgrunnlag. Relevante informasjonskilder inkluderer undersøkelser og intervjuer med et stort antall industrivirksomheter, gjennomgang av data og statistikk, dokumenter og rapporter, samt diskusjon og innspill fra referansegruppen som har fulgt oppdraget.

1.3.1 Intervjuer og kontakt med berørte virksomheter og andre interessenter

Vi har til sammen kontaktet 133 virksomheter på e-post og mottatt svar fra 61 av disse. Gjennom disse henvendelsene har vi fått informasjon om bruksområder for bruk av fossilt brensel til stasjonær fyring, utslipps- og fossilfrie alternativer, eventuelle pågående prosjekter og barrierer for gjennomføring av tiltakene. Virksomhetene vi har kontaktet på e-post fordeler seg på følgende industribransjer:

Industribransje	Kontaktet [antall]	Svar [antall]
Næringsmiddel-industri	75	37
Fiskeforedling	14	8
Fôrproduksjon	28	9
Treforedling	12	4
Annen aktivitet	4	3
Sum	133	61

Vi har også gjennomført intervjuer med et utvalg virksomheter og andre interessenter. Til sammen har vi kontaktet 21 virksomheter og gjennomført intervjuer med 13 av disse. Dette inkluderer:

- Norsk Industri
- Fluorsid Noralf
- Nordox
- Yara Porsgrunn
- Nortekstil
- Statens vegvesen
- Asfaltutvalget i EBA
- Bio Energy
- Sandnes garn
- Celsa
- Veidekke
- Felleskjøpet
- Kullerud gård

1.3.2 Data og statistikk

Selvrapportert energiforbruk

Oversikt over forbruk av fossil energi til stasjonær fyring i de landbasert industribransjene er basert på energiforbruk som virksomhetene rapporterer til Miljødirektoratet. Dataene inkluderer informasjon om energiforbruk i tonn fordelt på direkte og indirekte fyring, samt hvilken energibærer som benyttes.

At oversikten over fossil energi som brukes til fyring er basert på tall som virksomhetene selv har rapportert innebærer at det kan være enkelte feilkilder. Miljødirektoratet opplyser at de har god oversikt over kvotepliktige virksomheter og vurderer datakvaliteten for disse som god, mens for ikke-kvotepliktige virksomheter er datakvaliteten mer usikker. Vi har gjennomgått dataene og korrigert disse der vi har identifisert åpenbare feilrapporteringer. Det gjelder virksomheter som har oppgitt feil enhet eller at de benytter fossil energi til direkte fyring, mens nærmere kartlegging viser at dette forbruket er knyttet til indirekte fyring og visa versa. Innenfor rammene av dette oppdraget har det ikke vært mulighet for å undersøke om tallene som er rapportert er korrekte for alle virksomheter. Det kan dermed fremdeles være enkelte feil i dataene som refereres i rapporten.

Som sammenligningsgrunnlag benytter vi også SSB-statistikk over totale utslipp (tabell 13932), utslipp fra stasjonær fyring (tabell 13931) og energiforbruk (tabell 08205).

Annen data og statistikk

I tillegg til tall som industrien rapporterer til Miljødirektoratet og tall på energibruk fra SSB har vi benyttet flere andre data- og statistikkilder for beregning av tiltakenes lønnsomhet. Relevante datakilder inkluderer blant annet energipriser, CO₂-priser og utgangspunkt for beregning av avkastningskrav. En oversikt over datakildene som er benyttet i rapporten er gitt i Tabell 4-2.

1.3.3 Dokumenter og rapporter

Kartleggingen av bruksområder og relevante tiltak for utfasing av fossil fyring, baseres seg også i noe grad på eksisterende kunnskap fra rapporter og dokumenter. Sentrale rapporter som er benyttet i kartleggingen inkluderer:

- Forbud mot bruk av fossile brenslers til energiformål i industrien fra 2030 (Miljødirektoratet, 2023)
- Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2024 (Miljødirektoratet, 2024)
- Kartlegging av muligheter for reduksjon av ikke-kvotepliktig utslipp gjennom elektrifisering i utvalgte sektorer (DNV, 2018)

1.3.4 Arbeidsmøter med referansegruppen

Oppdraget har blitt fulgt av en referansegruppe hvor følgende organisasjoner har vært representert:

- NHO Mat og Drikke
- Enova
- Energigass Norge
- NVE
- Miljødirektoratet

Som en del av oppdraget er det gjennomført to arbeidsmøter hvor referansegruppen har kommet med innspill til foreløpige funn, relevante informanter og innretning av det videre arbeidet.

1.4 Begreper og definisjoner

I rapporten benytter vi de samme definisjonene for stasjonær fyring, indirekte og direkte fyring som Miljødirektoratet benytter i sin konsekvensvurdering av forbud mot bruk av fossile brenslers til energiformål i industrien fra 2030. (Miljødirektoratet, 2023):

Fossil stasjonær fyring inkluderer i denne sammenheng bruk av fossilt brensel til energiformål. Dette omfatter dermed ikke fossile utslipp benyttet fra transport eller prosessutslipp (utslipp som kommer direkte fra industrielle prosesser). Stasjonær fyring omtales også ofte som stasjonær forbrenning, men vi benytter i denne rapporten stasjonær fyring gjennomgående.

Indirekte fyring er definert som fyring av kjel for å produsere varme som føres videre i et varmemedium, for eksempel i form av damp.

Direkte fyring omtaler for eksempel brenning av gass i et tørkekammer eller i brennere der flammen er i direkte kontakt med produktet, og ikke tilført via et varmemedium.

2. Utslipp fra stasjonær fyring i industrien

Landanlegg i olje- og gassektoren står for den største andelen av klimagass-utslippene fra stasjonær fyring i landbasert industri i Norge. Dette gjelder både ved direkte og indirekte fyring. Dersom olje- og gassektoren ekskluderes står kjemisk industri for det største forbruket av fossil energi som benyttes til direkte fyring. Forbruket av fossil energi til indirekte fyring er jevnere fordelt mellom de ulike industrinæringene. Fyrgass står for den største andelen av forbruket, etterfulgt av naturgass, LNG og propan/LPG.

I dette kapittelet gir vi en oversikt over klimagassutslipp fra stasjonær fyring i industri basert på SSB-statistikk. Vi presenterer også industrivirksomhetenes selvrapporterte energiforbruk fordelt på næring og energibærer.

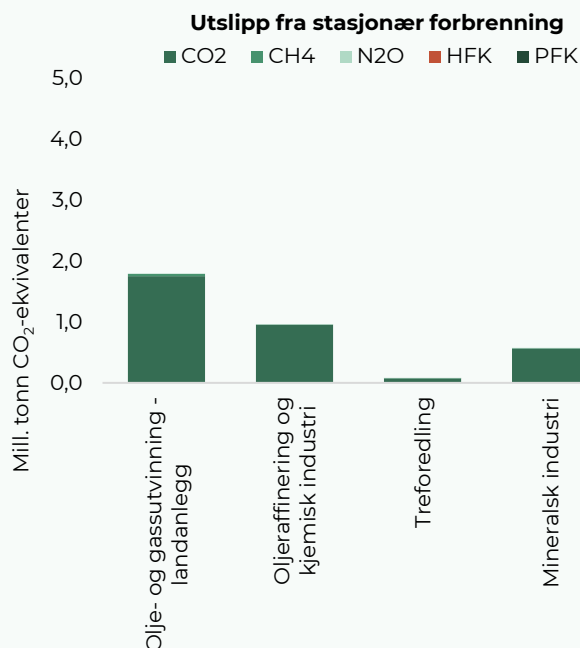
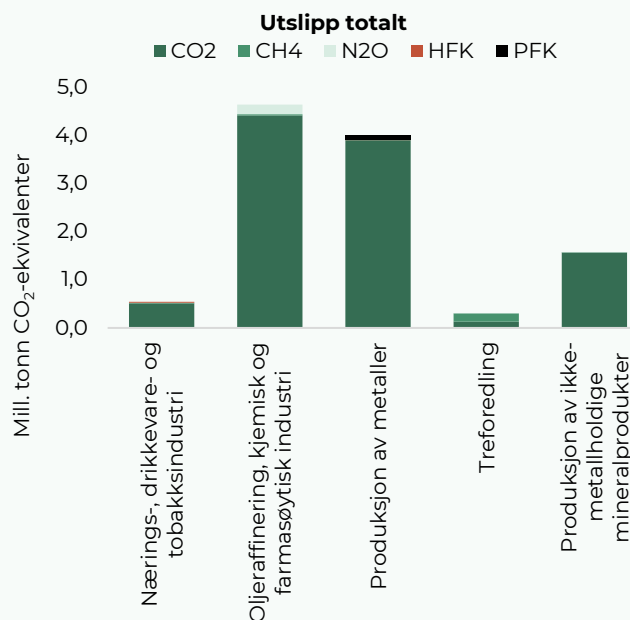
2.1 Klimagassutslipp fra stasjonær fyring i industri

Figur 2-1 viser klimagassutslipp fra de mest relevante næringene for denne utredningen, med totale utslipp til venstre og utslipp fra stasjonær fyring til høyre, der disse tallene var tilgjengelige. I totale utslipp var oljeraffinering, kjemisk og farmasøytisk industri dominerende i 2023, etterfulgt av produksjon av metaller. Treforedling hadde lavest totale utslipp, bak nærings-, drikkevarer og tobakksindustri. I statistikken for stasjonær fyring er landanleggene for olje- og gassutvinning i tillegg til oljeraffinering og kjemisk industri igjen de to største kildene til utslipp.

2.2 Energiforbruk i industrien

Figur 2-3 viser omfanget av innkjøpte petroleumsprodukter og gass i ulike industrivirksomheter. Dette omfatter ikke innkjøpte petroleumsprodukter til transport, men kan inkludere innkjøp av petroleumsprodukter til annet energiforbruk enn kun stasjonær fyring. Statistikken viser at oljeraffinering, kjemisk og farmasøytisk industri står for det klart største energiforbruket av gass, etterfulgt av gummi- plast- og mineralsk industri, og næringsmiddel-, drikkevarer og tobakksindustrien. Det største forbruket av petroleumsprodukter er innen

Figur 2-1: Klimagassutslipp (mill. tonn CO₂-ekv.) i 2023, utvalgte næringer

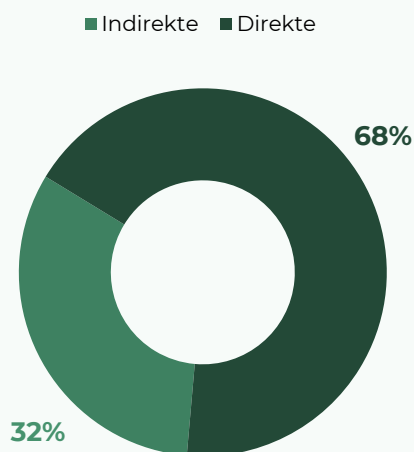


Kilde: SSB tabell 13932 (øverst), tabell 13931 (nederst).

Utslipp totalt: Produksjon av metaller består av kategoriene Produksjon av metaller og Produksjon av metallvarer, unntatt maskiner og utstyr. Treforedling består av Trelast- og trevareindustri, unntatt møbler og Produksjon av papir og papirvarer. Stasjonær forbrenning: Olje- og gassutvinning – landanlegg omfatter naturgass i turbin m.m. og faking. Oljeraffinering og kjemisk industri består av kategoriene Oljeraffinering, Petrokjemi, Kunstgjødsl og Annen kjemisk industri. Mineralsk industri består av kategoriene Sement, kalk og gips og Annen mineralsk industri. Treforedling er her en egen kategori. Nærings-, drikkevarer- og tobakksindustri er ikke tilgjengelig.

bergverk, gummi- plast og mineralsk industri, og i næringsmiddel- drikkevare- og tobakksindustrien.

Figur 2-2: Fordeling direkte og indirekte fyring



Kilde: Miljødirektoratets oversikt over energiforbruk.

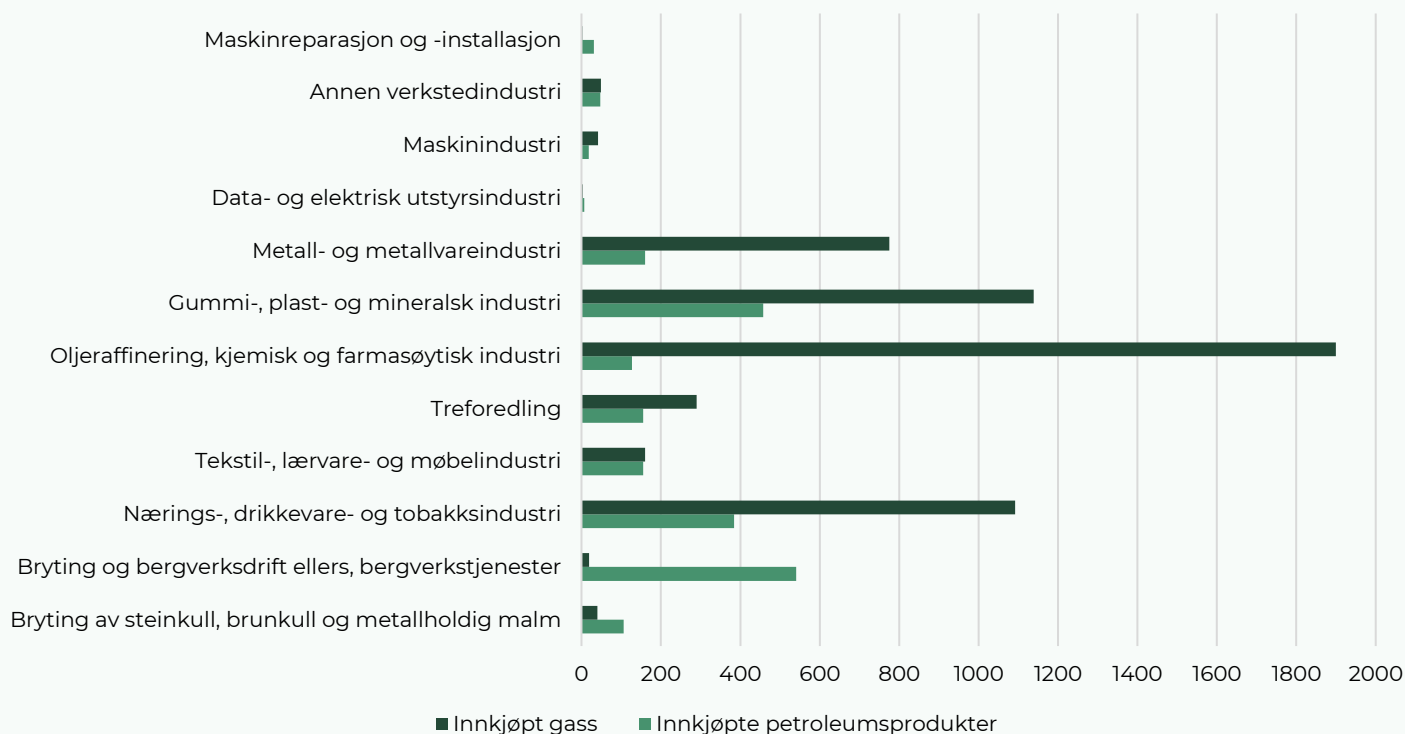
2.3 Energiforbruk til stasjonær fyring

Selvrapporterte tall viser at energiforbruket knyttet til fossil fyring i industrien var på rundt 1,5 millioner tonn i 2023. Dette inkluderer bruk av olje, propan/LPG, naturgass, LNG, lett fyringsolje (nr. 1 og 2), diesel, fyrgass og syntesegass. Mesteparten av forbruket (68 prosent) var direkte fyring, mens 32 prosent var indirekte fyring (Figur 2-2). Dersom vi ekskluderer olje- og gassvirksomhet på land, hvor fyrgass er dominerende, blir andelen indirekte fyring redusert til 26 prosent, der 74 prosent av forbruket benyttes til direkte fyring. På neste side vises en oversikt over forbruk av fossil energi som benyttes til direkte og indirekte fyring fordelt på næring og ulike energibærere. Dette omtales også kort i de påfølgende avsnittene.

2.3.1 Direkte fyring per næring

Olje- og gassvirksomhet på land står for det største forbruket av fossil energi som benyttes til direkte forbrenning (til venstre i Figur 2-4). Dersom vi ser bort fra de landbaserte olje- og gassanleggene står kjemisk industri for den største andelen av forbruket som går til direkte fyring, tilsvarende 63

Figur 2-3: Energiforbruk i industrien (GWh, 2023)



Kilde: SSB-tabell 08205. I figuren er enkelte lignende industribransjer slått sammen.

prosent av gjenværende forbruk. Deretter er det metallurgisk industri og mineralsk industri som står for det største forbruket, med henholdsvis 19 prosent og 9 prosent av samlet forbruk ekskludert olje- og gassvirksomhet (til høyre i Figur 2-4)

2.3.2 Indirekte fyring per næring

Innen indirekte fyring er forbruket jevnere fordelt mellom næringene. Ser man også her bort fra landbaserte olje- og gassanlegg står treforedling for den største andelen med 19 prosent, kjemisk industri for 17 prosent av forbruket, mens næringsmiddelindustrien og fôrproduksjon begge står for 15 prosent av forbruket. Mineralsk industri står kun for 2 prosent av forbruket (se Figur 2-5).

2.3.3 Direkte fyring per energibærer

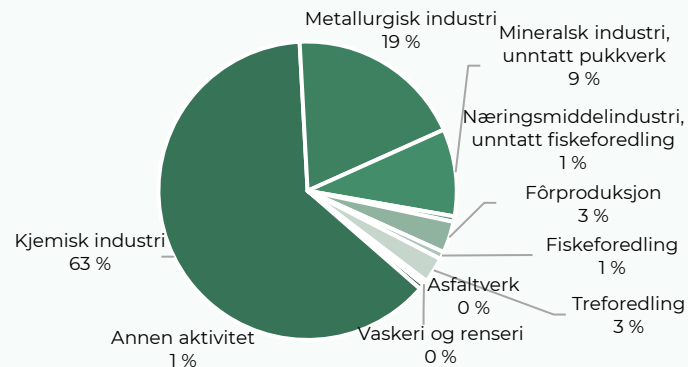
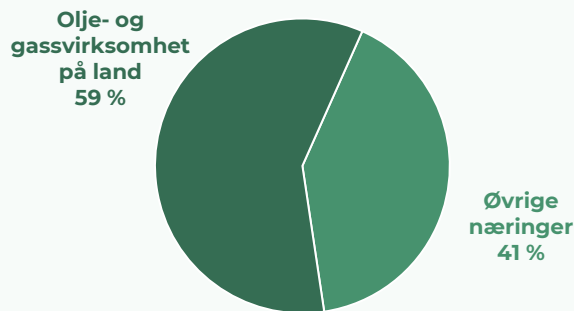
Fyrgass står for den største andelen av fossil energi som benyttes til direkte fyring, og benyttes i

hovedsak i landbasert olje- og gassvirksomhet (Figur 2-6). Naturgass, LNG og propan/LPG er deretter de energibærerne som står for det største forbruket. I tillegg benytter kjemisk industri noe syntesegass til direkte fyring. Andre oljeprodukter, inkludert diesel, står for en noe mindre andel av forbruket

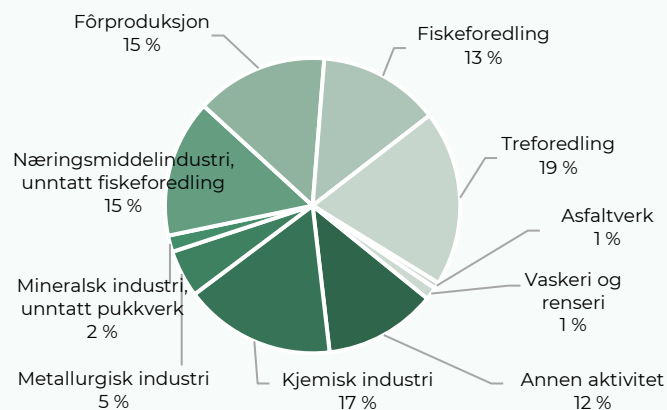
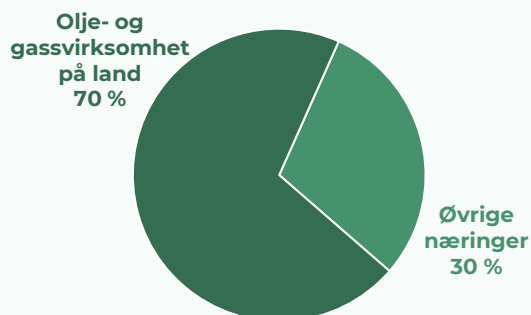
2.3.4 Indirekte fyring per energibærer

Fyrgass står også for den største andelen av den fossile energien som benyttes til indirekte fyring (Figur 2-7). I likhet med for direkte fyring står landbasert olje- og gassvirksomheter for hoveddelen av forbruket. I tillegg benyttes noe fyrgass i kjemisk industri. LNG, propan/LPG og naturgass samt lett fyringsolje står i hovedsak for det resterende forbruket.

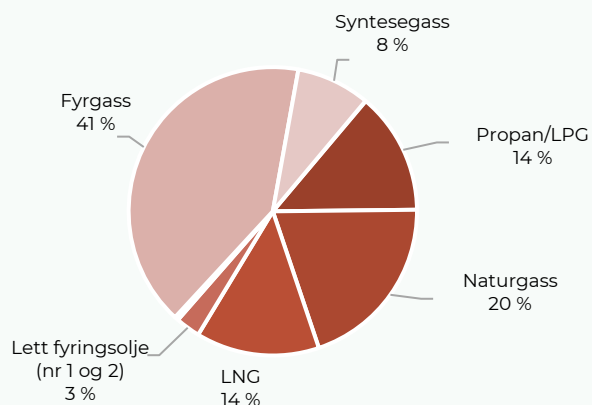
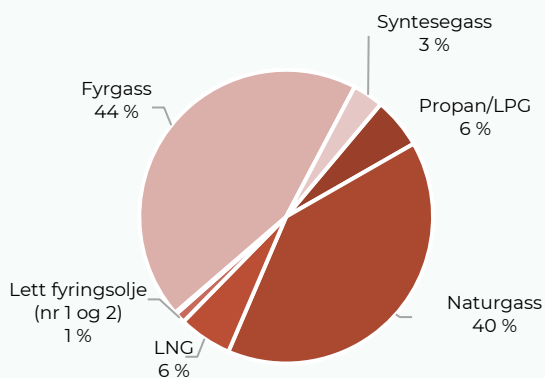
Figur 2-4: Direkte fyring per næring. Til høyre er olje- og gassvirksomhet på land ekskludert



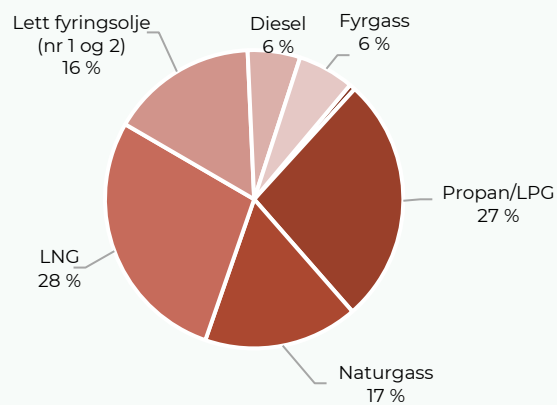
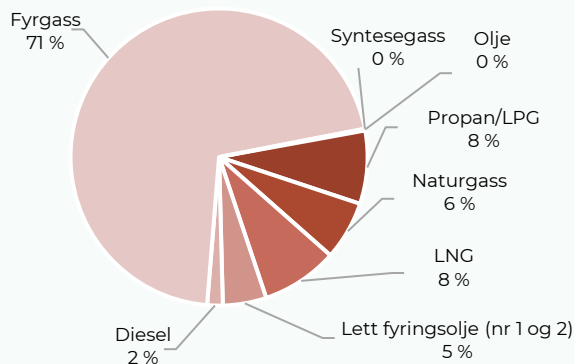
Figur 2-5: Indirekte fyring per næring. Til høyre er olje- og gassvirksomhet på land ekskludert



Figur 2-6: Direkte fyring per energibærer. Til høyre er olje- og gassvirksomhet på land ekskludert



Figur 2-7: Indirekte fyring per energibærer. Til høyre er olje- og gassvirksomhet på land ekskludert



3. Bruksområder for stasjonær fyring og utslippsreducerende tiltak

I hovedsak benyttes fossil stasjonær fyring til oppvarming av bygg og vann, tørking og produksjon av damp. I tillegg benytter enkelte bransjer flammen fra fyringen direkte inn i produksjonsprosessen. Bruksområdene for den stasjonære forbrenningen er avgjørende for hvilke løsninger som er relevante for å erstatte bruk av fossil energi med utslippsfrie eller fossilfrie alternativer.

I dette kapitlet går vi gjennom det fossile energiforbruket i et utvalg relevante industribedrifter. Vi gjennomgår også hvilke bruksområder de ulike bransjene benytter den fossile stasjonære oppvarmingen til, fordelt på direkte og indirekte fyring. Med dette som utgangspunkt, redegjør vi for hvilke tiltak virksomhetene kan gjennomføre for å erstatte bruk av fossil energi med utslippsfrie alternativer. Vurderingen av tiltak er basert på virksomhetenes egne vurderinger og prosjektteamets kunnskap om hva som er mulige tiltak innenfor ulike næringer. Avslutningsvis oppsummerer vi hvilke barrierer som virksomheter står overfor ved gjennomføring av ulike tiltak.

3.1 Næringsmiddelindustri

I 2023 rapporterte 76 anlegg fordelt på 38 bedrifter fossilt stasjonært energiforbruk til Miljødirektoratet. Basert på denne statistikken står Nortura og Toro for de største andelen av fossil energibruk til fyring. Til sammenligning rapporterte 223 anlegg innen næringsmiddelindustri og brygger til SSB at de benyttet fossil energi til stasjonære formål i 2023 (jf. energibruksstatistikken, tabell 08205).

3.1.1 Energiforbruk

Selvrapportert fossilt energiforbruk i næringsmiddelindustrien er vist i Figur 3-2 fordelt på de ulike fossile energibærerne som benyttes til fossil fyring i industrien. Slik figuren viser er næringsmiddelindustrien en relativt stor bruker av fossile energibærere til stasjonær fyring med totalt forbruk i 2023 på i overkant av 24 500 tonn, på tvers av ulike energibærere (i henhold til selvrapporterte tall til Miljødirektoratet). Naturgass og LNG utgjorde den største andelen av forbruket og sto til sammen for 48 prosent av det totale forbruket i næringen i 2023.

Ifølge SSB-statistikk for energibruk står anleggene innen næringsmiddelindustri og bryggeri for et fossilt forbruk til stasjonære formål på 267 GWh petroleumsprodukter og 970 GWh gass. Av

Figur 3-1: Bruksområder og relevante tiltak innenfor næringsmiddelindustrien

	Bruksområde	Relevante tiltak	Modenhet	Barrierer
Direkte fyring	 Sviovn	- Elektrisk glødende rør - Bading i varmtvann med mekanisk fjerning av hår - Biobrensel		- Investeringskostnader - Tilgang på biobrensel
	Tørking med åpen flamme	- Dampproduksjon for tørking - Biobrensel		
Indirekte fyring	 Produksjon av damp	- Høytemperatur varmpumpe - Elektrisk dampkjel - Utnytte overskuddsvarme - Biobrensel		- Investeringskostnader - Tilgjengelighet - Tilgang på nett - Tilgang på biobrensel - Tilgang på infrastruktur for fjernvarme
	 Oppvarming av vann	- Varmpumpe - Elektrifisering/ekjel - Utnytte overskuddsvarme - Fjernvarme - Biobrensel		
	 Oppvarming av bygg			

Merknad: Bruk av biobrensel er et modent tiltak på tvers av bruksområdene.

gassforbruket utgjorde LPG i underkant av 500 GWh, LNG ca. 270 GWh og naturgass 205 GWh.

3.1.2 Bruksområder for stasjonær fyring og tilhørende relevante tiltak

Næringsmiddelindustrien benytter fossil energi både til direkte og indirekte fyring, der indirekte fyring utgjør den største andelen av forbruket. En oppsummering av bruksområder for den fossile fyringen i næringsmiddelindustrien, og relevante alternativer for å erstatte bruk av fossil energi til disse bruksområdene er oppsummert i Figur 3-1. Figuren gir også en oversikt over modenheten knyttet til tiltakene og barrierer forbundet med disse basert på innspill fra industriaktørene.

Direkte fyring

Vår kartlegging viser at næringsmiddelindustrien bruker fossil energi til direkte fyring i sviivner og til tørking. Sviivner benyttes i slakterier for å svi busten av griser. Til dette formålet benyttes flammen fra forbrenningen, og det er dermed behov for svært høy temperatur for at prosessen skal kunne gjennomføres. Utslippsreducerende tiltak som kan erstatte denne prosessen er i liten grad kjent blant aktørene vi har vært i kontakt med. Det enkelte alternativet vi har indentifisert er å erstatte bruk av fossil energi med biobrensel. Andre mulige, men lite utprøvde tiltak, inkluderer å benytte elektrisk glødende rør og bading i varmtvann for mekanisk fjerning av grisebust.

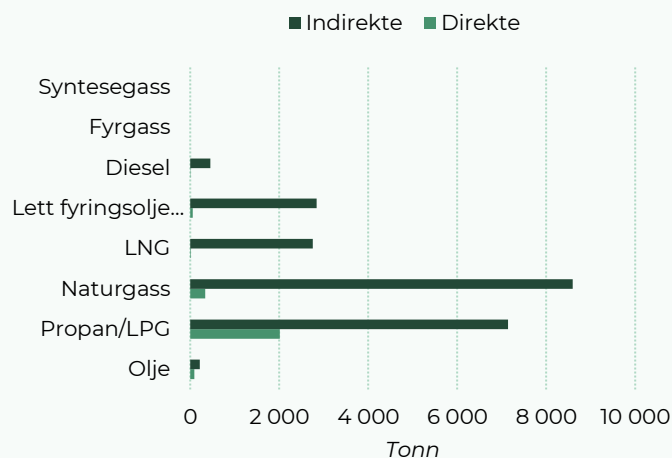
Innenfor næringsmiddelindustrien benyttes direkte fyring også til tørking. Dette gjelder særlig tørking av korn, hvor kornet tørkes ved at luften i kornsiloen varmes opp ved direkte fyring. For korntørking kreves ofte stor effekt over en relativt kort periode etter innhøstingen. Mindre korntørkere kan erstatte bruk av fossil direkte fyring med strøm, mens større korntørkere krever høy effekt, noe som begrenser muligheten for elektrifisering. Gitt tilgjengelig effekt, kan fossile brenslers erstattes med en el-kjel eller høytemperatur varmepumpe for tørking. Biobrenslers kan eventuelt også benyttes.

Indirekte fyring

I næringsmiddelindustrien benyttes fossil energi til indirekte fyring for oppvarming av bygg og vann, samt til dampproduksjon. Dampproduksjon krever høyere temperatur enn oppvarming av vann, mens oppvarming av vann krever høyere temperaturer enn oppvarming av bygg.

Dampproduksjon benyttes i ulike deler av næringsmiddelindustrien. Innenfor bryggeri benyttes damp til koking og pasteurisering. Innen videreføring av mat benyttes det blant annet til skrelling og forvelling av grønnsaker og til

Figur 3-2: Forbruk av ulike energibærere i næringsmiddelindustrien



Kilde: Virksomhetenes rapporterte energiforbruk til Miljødirektoratet

Eksempel på bruk av bioenergi i næringsmiddelvirksomhet

Den Stolte Hane sitt foredlingsanlegg i Kviamarka har nylig gjennomført investeringer som gjør at anlegget kan erstatte deler av sitt fossile forbruk med bioenergi. Dette leveres til anlegget i form av fjernvarme og vil redusere deres utslipp med 60 prosent.

Kilde: Stavanger Aftenblad (2024)

Eksempel på bruk av el-kjel i næringsmiddelvirksomhet

En produsent av næringsmiddel har erstattet sin fossile oppvarming av vann med el-kjel. Dette er en elektrisk hetvannskjel som brukes til å varme opp vann til 110 grader i en lukket krets som benyttes i produksjonsprosessen. For drift av el-kjelen har virksomheten inngått avtale med nettselskapet om at forbruket kan kobles ut på kort varsel ved behov (utkoblbart forbruk). Som kompensasjon betaler virksomheten lavere nettleie. På grunn av at nettselskapet kan koble ut el-kjelen ved behov har virksomheten en fossil reservekjel som kan igangsettes dersom el-kjelen kobles ut.

inn dampning av prosessvann. På tvers av næringsmiddelindustrien benyttes damp også til å vaske og tørke arbeidstøy. Fossil dampproduksjon kan elektrifiseres ved å benytte enten el-kjel eller høytemperatur varmepumpe, eventuelt i kombinasjon med utnyttelse av overskuddsvarme. Omlegging til bruk av biobrensel er et annet relevant tiltak.

Oppvarming av vann krever noe lavere temperaturer enn produksjon av damp. Innenfor næringsmiddelindustrien benyttes oppvarmet vann blant annet til sterilisering av ulike typer utstyr og verktøy, i tillegg til at det benyttes inn i produksjonsprosessen. Enkelte benytter også stasjonær fyring til oppvarming av bygg. I hovedsak er fossil fyring til slik oppvarming begrenset til reserveløsninger som benyttes ved strømbrydd, men det finnes enkelte unntak. Relevante tiltak for å erstatte bruk av fossil energi til oppvarmingen av bygg og vann inkluderer bruk av el-kjel eller varmepumpe. Utnyttelse av overskuddsvarme og/eller tilkobling på fjernvarmenettet (der dette eksisterer) er også relevant her. Eventuelt kan biobrensel benyttes.

3.2 Fiskeforedling

Rapportert fossilt energiforbruk innen fiskeforedling fordelte seg i 2023 på 16 anlegg og ti bedrifter. Pelagia sto for den største andelen av fossil energi som benyttes til oppvarming i denne sektoren. Til sammenligning rapporterte 55 anlegg innen bearbeiding og konservering av fisk, skalldyr og bløtdyr bruk av fossile energibærere til stasjonære formål til SSB i 2023.

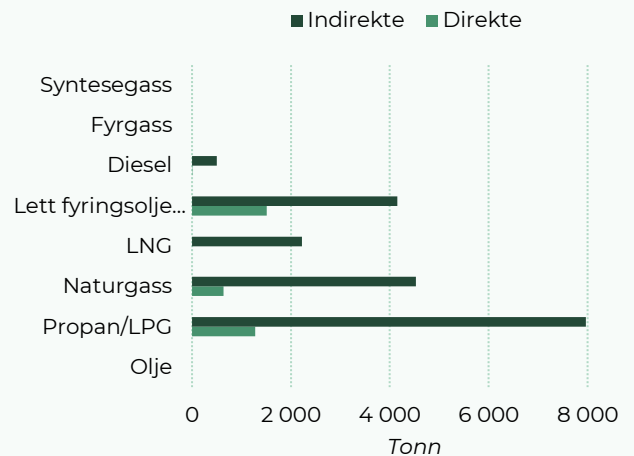
3.2.1 Energiforbruk

Samlet fossilt energiforbruk til stasjonær fyring innen fiskeforedling utgjorde ifølge selvrapporterte tall ca. 22 800 tonn i 2023 (se Figur 2-4). Forbruket er i hovedsak knyttet til indirekte fyring, mens en liten andel benyttes til direkte fyring. Propan/LPG står for den største andelen av den fossile energien

som benyttes til fyring, etterfulgt av lett fyringsolje, naturgass og LNG.

Ifølge SSB (tabell 08205) har anlegg innen bearbeiding og konservering av fisk, skalldyr og

Figur 3-4: Forbruk av ulike energibærere i fiskeforedling



Kilde: Virksomhetenes rapporterte energiforbruk til Miljødirektoratet

Eksempel på bruk av varmepumpe i fiskeforedling

Ved Pelagias anlegg i Måløysund testes de ut bruk av varmepumpekjel for oppvarming. Prosjektet er støttet av Enova. Varmepumpen brukes i første omgang for å avlaste øvrige energibehov.

Figur 3-3: Bruksområder og relevante tiltak innen fiskeforedling

	Bruksområde	Relevante tiltak	Modenhet	Barrierer
Direkte fyring	Tøking med åpen flamme	- Dampproduksjon for tøking - Biobrensel		- Investeringskostnader - Tilgang på biobrensel
	Drift av hybride forflåter	Elektrifisering/landstrøm		Tilgang på nett
Indirekte fyring	Produksjon av damp for tøking	- Høytemperatur varmepumpe - Elektrisk dampkjel - Laksolje - Biobrensel		- Investeringskostnader - Tilgjengelighet ➢ Tilgang på nett ➢ Tilgang på biobrensel ➢ Tilgang på laksolje
	Oppvarming av vann for koking	- Varmepumpe - El-kjel - Biobrensel		

bløtdyr kjøpt 158 GWh petroleumsprodukter og 280 GWh gass.

3.2.2 Bruksområder for stasjonær fyring og tilhørende relevante tiltak

Sentrale bruksområder for fossil stasjonær fyring innen fiskeforedling inkluderer tørking med åpen flamme, produksjon av damp for tørking og oppvarming av vann for koking. I tillegg benyttes fossil fyring i noen grad til oppvarming på hybride fôrflåter. En oppsummering av bruksområder for stasjonær fyring, alternative tiltak, modenhet og barrierer for gjennomføring av tiltakene innen fiskeforedling er vist i Figur 3-3.

Direkte fyring

Direkte tørking (tørking med åpen flamme) benyttes både til tørking av ferdigprodukter og til tørking av restråstoff som inngår i produksjonen av fiskemel. Virksomhetene kan benytte de samme tiltakene for å erstatte bruk av fossil energi til direkte tørking som næringsmiddelindustrien. Dette inkluderer overgang til tørking ved bruk av damp som er produsert ved bruk av høytemperatur varmpumpe eller elektrisk dampkjel. Eventuelt kan bruk av fossil energi erstattes med biobrensel.

Indirekte fyring

Fiskeforedlingsindustrien benytter i noe grad fossil fyring til oppvarming av hybride fôrflåter. Til dette benyttes dieselaggregater som kan erstattes med strøm ved å koble anlegget til strømmettet.

Fossil energi benyttes også til produksjon av damp for tørking. Damp kan produseres ved bruk av el-kjel eller gjennom bruk av en høytemperatur varmpumpe. Én av aktørene vi har vært i kontakt med opplyser at de benytter laksolje som energibærer, som er et biprodukt fra deres produksjon. Annen type flytende biobrensel eller

biogass kan benyttes for å erstatte bruk av fossil energi til produksjon av damp.

Videre benytter fiskeforedlingsindustrien fossil energi til oppvarming av vann for koking av råstoff. Da det kreves lavere temperatur for å oppnå dette enn for produksjon av damp, kan den fossile prosessen erstattes gjennom elektrifiseringstiltak som installering av varmpumpe og/eller el-kjel. Flytende biobrensel eller biogass kan, som for samtlige andre bruksområder, også benyttes her.

3.3 Fôrproduksjon

I 2023 rapporterte 30 anlegg innen fôrproduksjon fossilt stasjonært energiforbruk til Miljødirektoratet. Mowi Feed sto for den største andelen av den fossile energibruken. Næringen benytter blant annet direkte fyring til dampproduksjon for tørking.

3.3.1 Energiforbruk

Innen fôrproduksjon utgjorde det fossile energiforbruket om lag 35 400 tonn i 2023, ifølge selvrapporterte tall. I denne bransjen sto LPG/propan for den største andelen av forbruket, med 38 prosent. Det benyttes i tillegg både lett fyringsolje, LNG og naturgass. Det selvrapporterte fossile energiforbruket innen fôrproduksjon er vist i Figur 3-6.

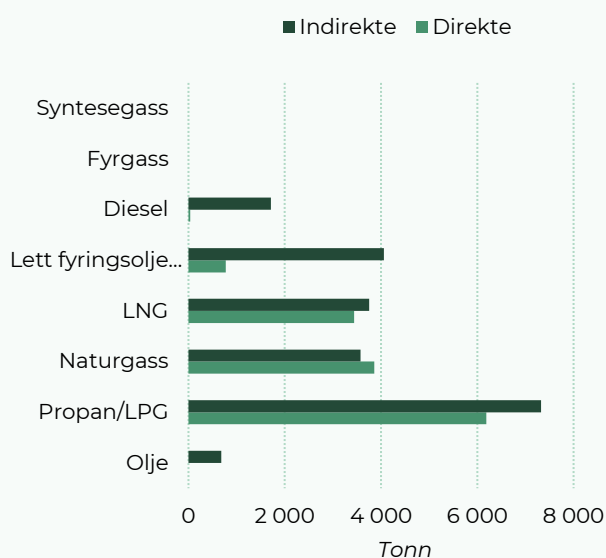
3.3.2 Bruksområder for stasjonær fyring og tilhørende relevante tiltak

Et sentralt bruksområde for bruk av fossil til stasjonær fyring innen fôrproduksjon er tørking av sluttprodukter slik at disse kan lagres over tid. Enkelte anlegg gjennomfører tørkeprosessen ved bruk av åpen flamme eller eksosgass fra flammen som er i direkte kontakt med luften som igjen er i kontakt med kornet (direkte fyring). Ved andre anlegg tørkes produktene ved bruk av damp

Figur 3-5: Bruksområder og relevante tiltak innen fôrproduksjon

	Bruksområde	Relevante tiltak	Modenhet	Barrierer
Direkte fyring	 Tørking med åpen flamme	- Dampproduksjon for tørking - Biobrensel		- Investeringskostnader - Tilgang på biobrensel
	 Produksjon av damp for tørking	- Høytemperatur varmpumpe - Elektrisk dampkjel - Biobrensel		- Investeringskostnader - Tilgjengelighet
Indirekte fyring	 Oppvarming av vann for koking	- Varmpumpe - El-kjel - Biobrensel		- Tilgang på nett - Tilgang på biobrensel

Figur 3-7: Forbruk av ulike energibærere i fôrproduksjon



Kilde: Virksomhetenes rapporterte energiforbruk til Miljødirektoratet

(indirekte fyring). Produksjon av damp benyttes også inn i andre deler av virksomhetenes produksjonsprosesser. Se Figur 3-5 for oppsummering av bruksområder, relevante tiltak, modenhet og barrierer som er nærmere beskrevet nedenfor.

Direkte fyring

Relevante tiltak for å erstatte bruk av fossil energi til direkte tørking sammenfaller med øvrige industri-bransjer og inkluderer å produsere damp ved bruk av høytemperatur varmepumpe og/eller elektrisk dampkjeler, eventuelt i kombinasjon med bruk av overskuddsvarme. Bruk av flytende biobrensel eller biogass er et annet tiltak.

Indirekte fyring

I tillegg til å benytte damp for tørking, benyttes damp også inn i produksjonen av fôringredienser. Oppvarming av vann for koking er et annet bruksområde for indirekte fossil fyring. Fossil fyring kan for disse bruksområdene erstattes med elektrifiseringstiltak som bruk av varmepumpe og/eller el-kjel. Eventuelt kan det benyttes flytende biobrensel eller biogass.

3.4 Treforedling

I 2023 rapporterte 13 bedrifter innen treforedlingsindustrien at de benyttet fossil energi til fyring. Disse er hovedsakelig lokalisert på Østlandet og i Trøndelag, med fabrikker også på Sørlandet. Borregaard sto for den største andelen av forbruket. Flere virksomheter benytter fossil energi kun i perioder med høyt forbruk (som spisslast).

3.4.1 Energiforbruk

Samlet fossilt energiforbruk i treforedlings-industrien er rapportert å utgjøre ca. 39 800 tonn i 2023 (se Figur 3-9). Av dette gikk 71 prosent til indirekte fyring. I denne bransjen benyttes det hovedsakelig LNG, i tillegg til noe lett fyringsolje og propan/LPG.

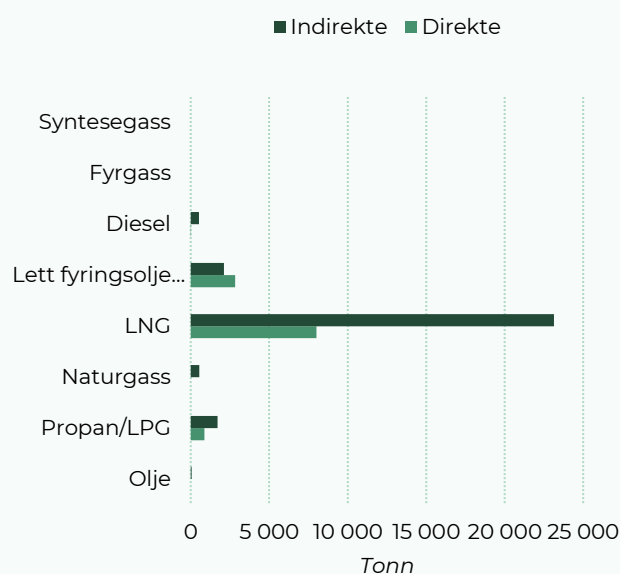
3.4.2 Bruksområder for stasjonær fyring og tilhørende relevante tiltak

Bruksområdene for stasjonært fossil fyring innen treforedling omfatter tørking, dampproduksjon, oppvarming av vann og bygg (se Figur 3-8).

Direkte fyring

Innen treforedling benyttes fossil direkte fyring til tørking. Denne prosessen kan erstattes med elektrisk dampproduksjon eller biobrensel (biogass/flytende biobrensel).

Figur 3-6: Forbruk av ulike energibærere i treforedling



Kilde: Virksomhetenes rapporterte energiforbruk til Miljødirektoratet

Figur 3-8: Bruksområder og relevante tiltak innen treforedling

	Bruksområde	Relevante tiltak	Modenhhet	Barrierer
Direktefyring	 Tørrking med åpen flamme	Dampproduksjon for tørrking		- Investeringskostnader - Umoden teknologi
Indirektefyring	 Oppvarming av vann og prosesser som krever varme	- Varmepumpe - El-kjel - Biobrensel		- Begrenset nettkapasitet - Energikostnader

Eksempel på bruk av elektrisk dampproduksjon for tørrking i treforedlingsvirksomhet

Borregaard har brukt naturgass og biogass som varmekilde for å varme luft til å tørke lignin i sine spraytørker. Virksomheten har bygget om sine tre spraytørker til å bruke damp og overskuddsvarme for å varme opp tørkeluft. Dampen skal komme fra elektrokjeler, mens biogassen som tidligere er brukt for å varme opp tørkeluft skal brukes på fabrikkens biokjele som erstatning for naturgass. Tiltaket hadde en investeringskostnad på 230 millioner kroner. Borregaard forteller at tiltaket også har bidratt til å redusere forbruk av naturgass i biokjelen.

I tillegg til elektrokjeler benytter Borregaard naturgass i en multibrenselkjel for produksjon av damp. Borregaard er avhengig av fossil fyring i perioder med høyt forbruk som følge av begrenset nettkapasitet. Forbruket av naturgass varierer og avhenger av prisen på naturgass og elektrisitet. I perioder med høye priser, slik som i 2023, benyttet Borregaard også lett fyringsolje i multibrenselkjelen. I perioden 2024 til 2028 planlegger Borregaard å investere i økt nettkapasitet for å erstatte bruk av naturgass med elektrisitet. Til deler av denne oppgraderingen er det allerede bevilget 275 millioner kroner, samtidig som Borregaard prosjekterer for flere oppgraderinger for å kunne fase ut bruk av fossil energi til fyring.

Indirekte fyring

Fossil energi benyttes i hovedsak til dampproduksjon, også i treforedlingsindustrien. Tørrking er en sentral del av produksjonsprosessen både ved produksjon av papir eller emballasje og ved håndtering av restprodukter. Fossil fyring benyttes også for oppvarming av vann og lokaler.

Fossile kjeler benyttes i flere av treforedlingsvirksomhetene som topplastkjel og brukes derfor i kombinasjon med el-kjeler. Forbruket av det fossile energiforbruket avhenger dermed av løpende forbruk, tilgangen på kraft og prisen på alternative energibærere (fortrinnsvis LNG versus elektrisitet).

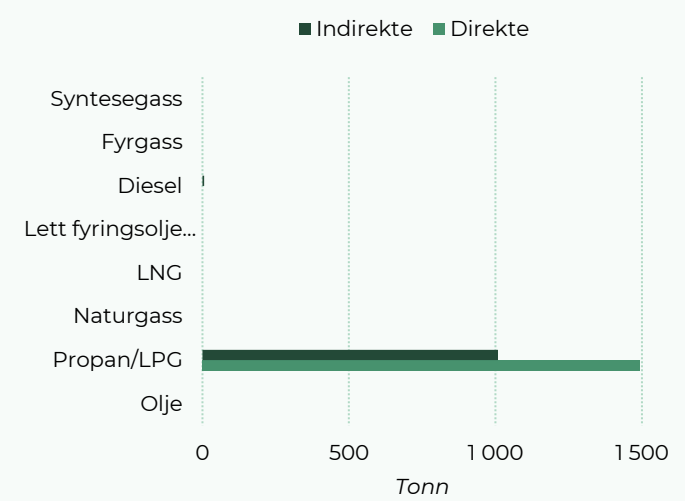
Relevante tiltak for å erstatte fossil dampproduksjon i treforedlingsvirksomhetene er den samme som i øvrige industribransjer og inkluderer høytemperatur varmpumpe, el-kjel og omlegging til bruk av biobrensel (biogass/flytende biobrensel). I tillegg kan elektrisk tørker benyttes, som ved Borregaard (se tekstboks). Fossil oppvarming av vann og bygg kan erstattes med elektriske kjeler, varmpumpe eller biobrensel.

3.5 Asfaltverk

3.5.1 Energiforbruk

Asfaltverk er en sentral bruker av direkte fyring. Slik Figur 3-9 viser, utgjorde det fossile energiforbruket rundt 2 500 tonn i 2023, og av dette var 60 prosent av forbruket knyttet til direkte fyring. Forbruket kommer i all hovedsak fra bruk av LPG/propan, med unntak av en svært begrenset andel diesel som benyttes til indirekte fyring.

Figur 3-9: Forbruk av ulike energibærere i asfaltverk



Kilde: Virksomhetenes rapporterte energiforbruk til Miljødirektoratet (2023)

Figur 3-10: Bruksområder og relevante tiltak innen asfaltproduksjon

	Bruksområde	Relevante tiltak	Modenhet	Barrierer
Direktefyring	 Oppvarming av steinmaterial	• Biobrensel • Hydrogen		• Kostnader og tilgjengelighet • Umodent marked for hydrogen
Indirektefyring	 Oppvarming av vann og prosesser som krever varme	• Varmepumpe • El-kjel • Biobrensel		• Begrenset nettkapasitet • Energikostnader

3.5.2 Bruksområder for stasjonær fyring og tilhørende relevante tiltak

Innen asfaltproduksjon benyttes fossil energi til direkte fyring for oppvarming av steinmaterial. Steinmaterialet må varmes opp til 160 til 180 grader i trommel før det kan blandes inn med bitumen (limstoffet). Oppvarmingen skjer ved bruk av åpen flamme for å oppnå tilstrekkelig høy temperatur. Høyt energibehov gjør at mulige løsninger for å erstatte den fossile fyringen er begrenset til bruk av biobrenslers og hydrogen.

Statens vegvesen har i samarbeid med anleggsbransjen utviklet og tatt i bruk metoder for vektning av klimagassutslipp i offentlige anskaffelser av anleggsprosjekter. Et utfall av dette har vært at en rekke asfaltverk har erstattet bruk av fossil energi til oppvarming med biobrenslers. Flere anlegg har investert i pelletsfyring og en rekke andre anlegg har lagt om til bruk av biodiesel/bioolje.

Miljødirektoratet har i sin Kunnskapsgrunnlag til kontrollpunkt for flytende biodrivstoff (2024c) anbefalt at klimakrav i offentlige anskaffelser bør rettes mot nullutslippsløsninger fremfor bruk av flytende biodrivstoff. Bakgrunnen for dette er at bærekraftig bruk av biobrensel i et land er en utfordring og Miljødirektoratet sin vurdering er at økt bruk av biodrivstoff kan oppnås mer effektivt og treffsikkert gjennom nasjonale omsetningskravene³. Statens vegvesen har på bakgrunn av denne anbefalingen varslet at de ikke vil premiere bioolje ved tildeling av kontrakter fra og med 2025. Ifølge asfaltbransjen er det som følge av dette nå stor usikkerhet knyttet til videre utviklingen i bransjen på dette området.

³ Et omsetningskrav betyr at en viss andel av drivstoff som omsettes skal være biodrivstoff. Det er per i dag innført nasjonale omsetningskrav for biodrivstoff til veitransport,

Eksempel på bruk av hydrogen i asfaltproduksjon

Veidekke har etablert hydrogenanlegg for asfaltproduksjon i Kristiansund (åpnet oktober 2023) og Ålesund (åpnet september 2024) med investeringstilskudd fra Enova på 23 millioner kroner. Støttebeløpet er knyttet til utvikling av hydrogenbrenneren. Selve anlegget åpnet i september 2024, men opplever utfordringer knyttet til tilgang på hydrogen som ikke er tilstrekkelig for deres behov. Veidekke fremhever at en forutsetning for vellykket drift av anlegget er tilgang på lokal produsert hydrogen. Dette følger av at transport- og logistikkostnadene forbundet med frakt av hydrogen til anlegget er vesentlige.

Å erstatte bruk av fossil energi med hydrogen er et alternativ til å benytte biobrenslers. Veidekke har etablert et hydrogenanlegg i Ålesund for produksjon av asfalt, se nærmere omtale i tekstsbo.

3.6 Vaskeri og renseri

3.6.1 Energiforbruk

Selvrapportert fossilt energiforbruk ved vaskeri og renserier utgjorde i 2023 i underkant av 2 600 tonn. Om lag en fjerdedel av forbruket benyttes til direkte fyring og forbruket består i sin helhet av propan/LPG.

3.6.2 Bruksområder for stasjonær fyring og tilhørende relevante tiltak

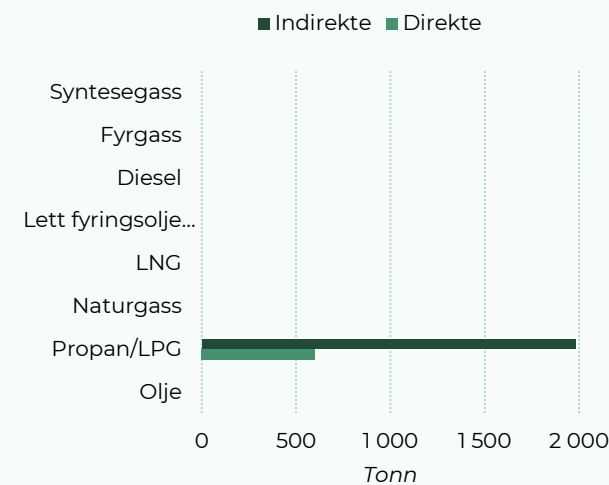
Innen vaskeri og renseri benyttes fossil energi til oppvarming av vann som benyttes inn i vaskeprosessen, til drift av rullemaskiner (stryking og bretteing av tekstiler) og til tørking av tekstiler. I hovedsak skjer dette i dag ved bruk av propan/LPG for produksjon av damp. Ved enkelte anlegg

sjøfarten og for ikke veigående transport (omtales også som «andre formål») (Miljødirektoratet, 2024a).

Figur 3-12: Bruksområder og relevante tiltak innen vaskeri og renseri

	Bruksområde	Relevante tiltak	Modenhet	Barrierer
Direkte fyring	Tørring med åpen flamme	- Dampproduksjon for tørring - Biobrensel		- Investeringskostnader - Tilgang på biobrensel
Indirekte fyring	Produksjon av damp for tørring	- Høytemperatur varmepumpe - Elektrisk dampkjel - Biobrensel		- Investeringskostnader - Tilgjengelighet - Tilgang på nett - Tilgang på biobrensel
	Oppvarming av vann for koking	- Varmepumpe - El-kjel - Biobrensel		

Figur 3-11: Forbruk av ulike energibærere i vaskeri og renseri



Kilde: Virksomhetenes rapporterte energiforbruk til Miljødirektoratet (2023)

benyttes det fossile energi til å drifte direkte fyring av tørketromler ved bruk av hetolje.

Prosessene som i dag benytter fossil energi kan elektrifiseres. Dampkjeler som i dag benytter fossil energi kan erstattes med el-kjeler eller varmepumper. Direkte fyring til tørring kan også erstattes med dampproduksjon fra en el-kjel eller ved bruk av høytemperatur varmepumpe. Ifølge en aktør i denne bransjen er det også et stort potensial for energieffektivisering og utnyttelse av overskuddsvarme i prosessen.

Biopropan er et annet mulig alternativ som kan benyttes for å erstatte bruk av fossil propan i vaskeri og renserier. Ifølge en aktør i bransjen er dette et alternativ som er under utvikling (se Figur 3-2 for en oppsummering av bruksområder og tiltak).

3.7 Prosessindustrien

3.7.1 Energiforbruk

Prosessindustrien omfatter virksomheter som produserer varer gjennom fysiske eller kjemiske omformingsprosesser, herunder metallurgisk industri, kjemisk industri og mineralisk industri (Prosess21, 2024). Disse industrivirksomhetene står for den største andelen av den fossile energien som benyttes til stasjonær fyring. Samlet fossilt energiforbruk utgjorde om lag 420 000 tonn i 2023. Denne delen av industrien står også for den klart største andelen av forbruket som går til direkte fyring (92 prosent i 2023).

3.7.2 Bruksområder for stasjonær fyring og tilhørende relevante tiltak

Innen prosessindustrien benyttes fossil energi til fyring for ulike formål. Indirekte fyring omfatter i hovedsak produksjon av damp som benyttes i produksjonsprosessen og i noen grad til oppvarming av prosessluft. Flere anlegg innen prosessindustrien har også fossildrevne kjeler til spisslast som benyttes til oppvarming i kombinasjon med el-kjeler i perioder med høye strømpriser eller ved begrenset nettilgang.

Bruksområder for direkte fyring er tørring, oppvarming og smelting av ulike innsatsfaktorer. Felles for disse prosessene er at elektrifisering ikke er gjennomførbart grunnet behov for svært høye temperaturer raskt (høyt effektbehov). Relevante tiltak omfatter derfor i hovedsak bruk av biobrensler og hydrogen. CO₂-fangst og -lagring er for flere industrianlegg også et mulig utslippsreducerende tiltak. Dette vil bidra til utslippskutt, men vil ikke innebære at den fossile forbrenningen erstattes med fossilfrie alternativer.

Nedenfor beskriver vi nærmere relevante tiltak for ulike typer prosessindustri (Se også Figur 3-16-Figur 3-18 på neste side).

Metallurgisk industri

I 2023 rapporterte 35 anlegg fordelt på 23 bedrifter forbruk av fossil energi til stasjonær fyring innen metallurgisk industri. Metallurgisk industri består i stor grad av aktører innen produksjon av aluminium, silisium og stål- og jernprodukter. Dette omfatter støperier og sekundærproduksjon av aluminium. Aktørene som i 2023 rapporterte størst fossilt energibruk til fyring i denne sektoren er Benteler, Alcoa og Metallco.

Deler av prosessen ved smelteverkene kan elektrifiseres, for eksempel gjennom bruk av induksjon. Dette gir imidlertid ikke tilstrekkelig høy temperatur og kan ikke anvendes til alle typer metall. Det er derfor også behov for andre løsninger som hydrogen eller bruk av biobrensel. Støperier kan eventuelt på lengre sikt benytte plasmateknologi, men denne teknologien er i dag svært lite moden.

For sekundærproduksjon av aluminium er det i dag kun hydrogen og bruk av biobrenslar som er relevante tiltak for å erstatte bruk av fossil energi som benyttes til fyring. CO₂-fangst er foreløpig mindre modent ved disse anleggene ettersom ovnene opererer i «batch-type»-prosesser, med jevnlig åpning av dørene, slik at det er vanskelig å oppnå en konstant strøm av røyk.

Kjemisk industri

24 anlegg innen kjemisk industri rapporterte at de benyttet fossil energi til stasjonær fyring i 2023. Anleggene produserer blant annet metanol, luftgasser, lim og farmasøytiske preparater. Tjeldbergodden og Dynea er de største forbrukerne innenfor kjemisk industri.

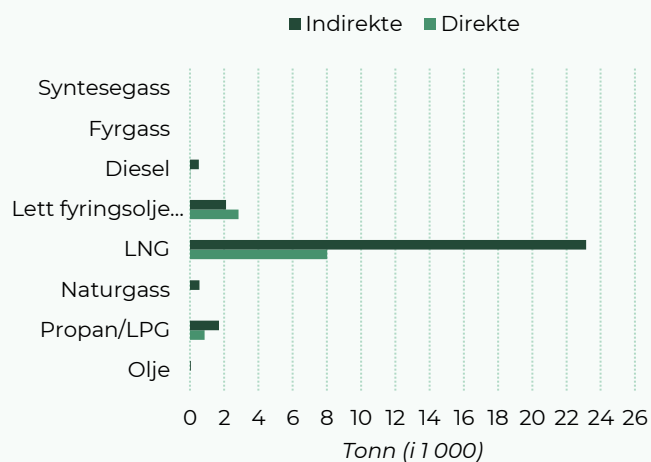
Fossil energi som benyttes til direkte fyring innenfor kjemisk industri benyttes blant annet til oppvarming, tørking og aktivering av råstoff. Næringen benytter også i noen grad indirekte fyring i form av dampproduksjon og hetoljekjeler.

Prosessene som innebærer indirekte fyring kan delvis elektrifiseres, men øvrige prosesser krever høyere temperaturer enn det elektrifiserings-tiltakene kan gi. Hydrogen, biobrenslar og eventuelt CO₂-fangst er derfor relevante tiltak også for denne delen av industrien.

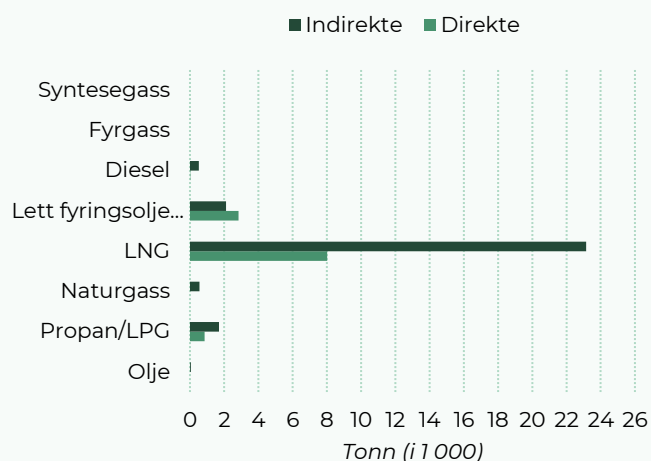
Mineralsk industri

I 2023 rapporterte 20 bedrifter innen mineralsk industri at de benyttet fossil energi til stasjonær fyring. Dette omfatter bedrifter som produserer titandioksidpigmenter, keramikk, sement og nitrogenbaserte produkter. Næringen inkluderer store industrivirksomheter som Heidelberg Materials, Kronos Titan og Yara, men også mindre

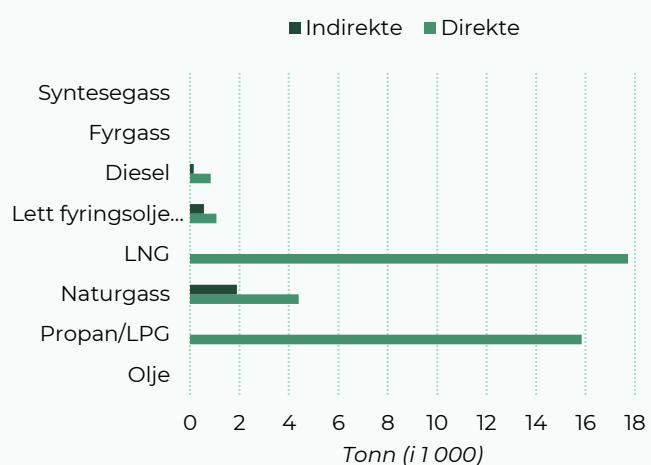
Figur 3-13: Forbruk av ulike energibærere i metallurgisk industri



Figur 3-14: Forbruk av ulike energibærere i kjemisk industri



Figur 3-15: Forbruk av ulike energibærere i mineralsk industri



Kilde: Virksomhetenes rapporterte energiforbruk til Miljødirektoratet

industrivirksomheter som Figgjo og Hadeland Glassverk.

Ved de mineralske industrivirksomhetene benyttes stasjonær fyring i hovedsak til oppvarming og smelting. Innen keramikk- og glassproduksjon benyttes fossil energi også til herding av produktene. Dette er prosesser som innebærer

direkte fyring og som krever svært høy temperatur. På bakgrunn av dette er det primært hydrogen og biobrenslar som er relevante fossilfrie alternativer. CCS kan alternativt være relevant for de største anleggene. For anlegg der fossil energi brukes til oppvarming av prosessluft er elektrifisering også et aktuelt alternativ.

Figur 3-16: Relevante tiltak for metallurgisk industri

Tiltak	Hvem er det relevant for?	Modenhet	Barrierer
 Elektrifisering	Smelteverk (delvis)		Tilstrekkelig høy temperatur
 H ₂ -fyring	Støperi og sekundærproduksjon av aluminium		- Kostnader - Tilgjengelighet
 Biogass	Alle		Tilgjengelighet
 Plasmateknologi	Støperi		Umoden teknologi
 CCS	Sekundærproduksjon av aluminium		- Kostnader - Umoden teknologi for sekundærproduksjon pga. varierende sammensetning av gass

Figur 3-17: Relevante tiltak for kjemisk industri

Tiltak	Hvem er det relevant for?	Modenhet	Barrierer
 Elektrifisering	Indirekte fyring i form av dampproduksjon og bruk av hetoljekjeler		Nettilgang
 H ₂ -fyring	- Metanolproduksjon - Produksjon av aluminiumfluorid		- Kostnader - Tilgjengelighet
 Biogass	Alle		Tilgjengelighet
 CCS	Metanolproduksjon		- Høye kostnader - Tilgang på infrastruktur

Figur 3-18: Relevante tiltak for mineralsk industri

Tiltak	Hvem er det relevant for?	Modenhet	Barrierer
 Elektrifisering	Virksomheter som varmer opp prosessluft		Tilstrekkelig høy temperatur
 H ₂ -fyring	Aktuelt for hovedvekten av virksomhetene		- Kostnader - Tilgjengelighet i tilstrekkelig mengde (krever bygging av elektrolyseanlegg)
 Biogass	Alle		Tilgjengelighet
 CCS	Relevant for de største anleggene		Krevende for mindre anlegg

Merknad: CO₂-fangst og -lagring gir utslippsreduksjoner, men innebærer at fossil fyring opprettholdes. Det er derfor uklart om tiltaket vil tilfredsstille et eventuelt forbud mot fossil stasjonær fyring i industrien.

3.8 Olje- og gassvirksomhet på land

Olje- og gassvirksomhet på land har et stort forbruk av fossil energi som benyttes til stasjonær fyring sammenlignet med øvrige industrinæringer.

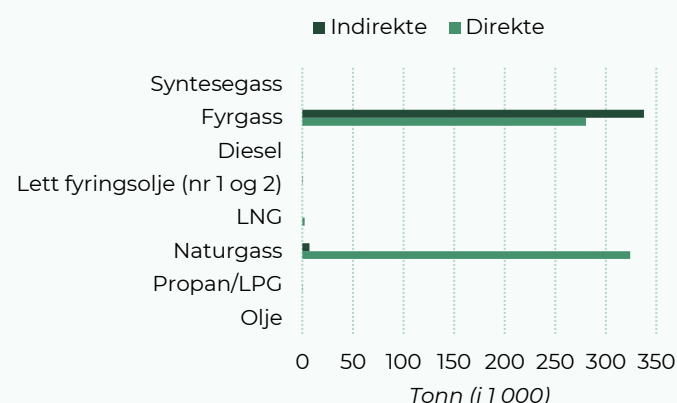
Oljeraffinering på Mongstad er den enkeltvirksomheten som sto for det største forbruket i 2023. På Mongstad brukes fyrgass fra raffineriprosessen til oppvarming (indirekte fyring). Fyrgassen som brennes på Mongstad kan erstattes med elektrisitet, men gassen har i dag ikke noen alternativ anvendelse. Equinor har ikke planer om elektrifisering og jobber med andre muligheter for å redusere utslippene fra anlegget (NVE, 2020). CO₂-fangst og -lagring er et alternativ for å redusere utslippene fra raffineriet.

NVE (2020) har også kartlagt det tekniske potensialet for elektrifisering av øvrige deler av landbasert olje- og gassvirksomhet i Norge. Deres funn er oppsummert i Tabell 3-1. Begrenset nettkapasitet er en gjennomgående barriere for elektrifisering. Utslipsreduserende alternativer til elektrifisering er hydrogen og CO₂-fangst og -lagring.

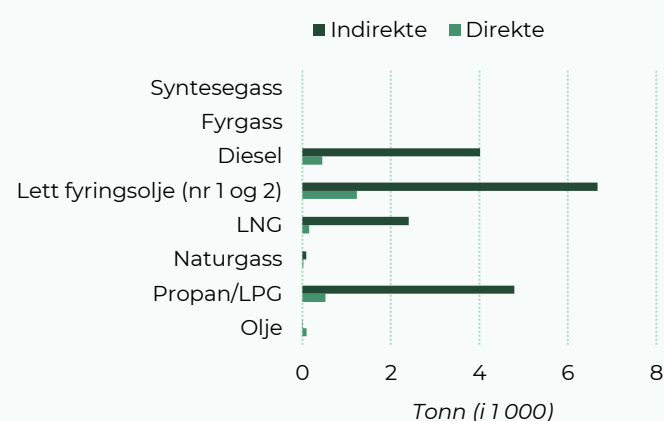
3.9 Annen industri

I tillegg til industrinæringene som er omtalt i de foregående kapitlene benyttes fossil energi til stasjonær fyring også i enkelte andre industrinæringer, inkludert avfallsforbrenning, tekstilprodukter, skinn- og tauprodukter, plast- og

Figur 3-19: Forbruk av ulike energibærere i olje- og gassvirksomhet på land



Figur 3-20: Forbruk av ulike energibærere i annen industri



Kilde: Virksomhetenes rapporterte energiforbruk til Miljødirektoratet

Tabell 3-1: Relevante utslippsreduserende tiltak for landbasert olje- og gassvirksomhet

Aktør	Mulighet for elektrifisering	Alternative tiltak
Mongstad raffineri	Deler kan elektrifiseres gjennom å erstatte gassfyrte kjeler som produserer damp med elektrokjeler. Dette vil frigjøre fyrgass som ikke har alternativ anvendelse.	CCS
Gassco Kårstø	- Dagens transmisjonsnett på Haugalandet har ikke kapasitet til å tilknytte nytt forbruk, og det foreligger flere forbruksplaner innen industri i området. - Dersom fullelektrifisering av Kårstø og flere andre forbruksplaner skal realiseres, vil det bli behov for ytterligere nettforsterkninger.	- CCS - Hydrogen
Gassco Kollsnes	- Anlegget drives allerede av strøm, men bruker noe fossil energi til varme i et hetoljesystem. - Varmebehovet kan elektrifiseres gjennom å ta i bruk elektrokjeler. - Nettkapasitet er en barriere for elektrifisering.	- CCS - Hydrogen
Nyhamna prosessanlegg Hammerfest LNG (Melkøya)	Det er ikke nok overføringskapasitet i området for elektrifisering i dag.	- CCS - Hydrogen

Kilde: Elektrifisering av landbaserte industrianlegg i Norge (NVE, 2020)

Note: Siden publisering av rapporten, i august 2023, har Equinor fått konsesjon for tilknytning og elektrifisering av Melkøya (NVE, u.d.)

glassfiberprodukter, flyplasser og krematorium. Samlet selvrapportert fossilt energiforbruk i disse industribransjene utgjorde om lag 20 460 tonn i 2023.

Produksjon av tekstilprodukter kan kreve oppvarming av vann i forbindelse med farging av ull (damp på 160 grader). Det kreves også noe oppvarming i forbindelse med vaskingen av ull. Fossilfrie alternativer her inkluderer el-kjeler, varmepumper og biobrensel.

Innenfor avfallsforbrenning benyttes fossil energi til å balansere fjernvarmeproduksjonen. Til dette formålet benyttes både lett fyringsolje, propan og LNG. De fossile brenslene kan erstattes med biobrensel. Ved Haraldrud varmesentral benyttes det for eksempel pellets i tillegg til LNG. Dette gjelder også for brensel av farlig avfall hvor det i noen grad benyttes fossile brensl i behandlingen. El-kjeler og varmepumper er alternativer som i dag brukes for å balansere fjernvarmeproduksjonen.

Aktører innen plast- og glassfiberprodukter omfatter Nexans Norway, Vipo, Protan og Hexagon Regasco. Disse hadde et samlet fossilt energiforbruk til stasjonær fyring på opp mot 1 700 tonn i 2023. Ved Nexans Norway benyttes stasjonær fyring til oppvarming av vann, en prosess som kan elektrifiseres ved bruk av el-kjel eller varmepumpe.

Ved flyplasser benyttes det fossil fyring hovedsakelig i forbindelse med brannøvelser. Forbruket ved flyplassene utgjorde i 2023 i underkant av 150 tonn. I forbindelse med brannøvelser benyttes i dag anleggsdiesel som eventuelt kan erstattes med biodiesel.

Bruk av fossil energi i krematorium utgjorde i 2023 ca. 450 tonn. Forbruket omfatter i hovedsak lett fyringsolje og diesel. Krematorieprosessen krever høy effekt og direkte kontakt med flammen, slik at det hovedsakelig er relevant å erstatte de fossile brenslene med biobrensl.

3.10 Barrierer for gjennomføring av tiltak

Til tross for at det finnes flere tiltak som kan erstatte den fossile energien som benyttes til stasjonær fyring i ulike deler av industrien, er det flere barrierer som hindrer virksomheter fra å gjennomføre tiltak. Disse barrierene er i hovedsak sektorovergripende og beskrives i det videre på tiltaksnivå.

3.10.1 Barrierer for elektrifisering

Den mest sentrale barrieren for gjennomføring av elektrifiseringstiltak er tilstrekkelig tilgang på effekt

Eksempel på bruk av biobrensl ved krematorium

Alfaset krematorium har erstattet deler av det fossile brenselet med biodrivstoff. Fremdeles benyttes noe fossilt brensel som støttebrensel om morgenen. Overskuddvarmen fra krematoriet benyttes til oppvarming av byggene. Gravferdsetaten har forsøkt å koble krematoriet på Hafslunds fjernvarmenett, men har ikke vurdert dette som lønnsomt.

Kilde: Aftenposten (2022)

(nettkapasitet). En betydelig andel av virksomhetene vi har vært i kontakt med trekker frem dette som den viktigste årsaken til at de ikke erstatter bruk av fossil energi med elektrisitet. Utfordringer med nettilgang knytter seg i enkelte tilfeller til at det ikke er tilstrekkelig kapasitet i nettet til at virksomheten kan øke sitt forbruk, uten at nettselskapet gjennomfører større tiltak eller oppgraderinger av nettinfrastrukturen. Dette gjelder i hovedsak større forbruk. For mindre forbruk er utfordringen knyttet til elektrifisering at det vil kreve mindre, lokale tiltak på nettsiden for å legge til rette for at virksomheten kan øke sitt kraftforbruk. Selv om det her er snakk om mindre tiltak på nettsiden, kan det være snakk om en betydelig kostnad for virksomheten.

Ved elektrifisering av tørkeprosesser, gjennom å erstatte fossil direkte fyring med en elektrisk dampkjel, kan energitap være en utfordring. Én aktør opplyser at energitapet er på opp mot 10 prosent ved overgang fra tørking med åpen flamme til bruk av elektrisk dampkjel. Bruk av varmepumpe vil på den annen side være energieffektiviserende og gir generelt en reduksjon i energiforbruket på mellom 50 og 70 prosent. Dette må imidlertid veies opp mot høyere investeringskostnader forbundet med en høytemperatur varmepumpe sammenlignet med el-kjel.

For anlegg som relativt nylig har investert i gasskjeler er det kostbart å erstatte disse med el-kjeler grunnet lang gjenstående avskrivningstid. For disse anleggene er dermed bruk av biobrensel som kan erstatte LNG mer aktuelt sammenlignet med omlegging til elektrisitet, gitt tilstrekkelig tilgang på biobrensel.

3.10.2 Barrierer for bruk av biobrensl

Det er flere barrierer knyttet til omlegging til bruk av biobrensl. Dette knytter seg til:

- Tilgang på bærekraftig biobrensel

- Usikkerhet om fremtidig regulering/ klassifisering av ulike biobrensler
- Kvalitetsbehov
- Merknadene

Tilgang på bærekraftig biobrensel

Flere aktører trekker frem begrenset tilgang på biobrensel som en barriere for å ta i bruk brenselet i stor skala. Basert på blant annet forhandlere av biobrensler er vår forståelse at det er tilstrekkelig tilgang på råvarer for produksjon av biogass og flytende biobrensel, men høye kostnader og usikkerhet knyttet til hva som anses som bærekraftig bruk av biobrensel årsaken til at virksomheter avventer med å ta disse i bruk.

Miljødirektoratet peker i *Kunnskapsgrunnlag til kontrollpunkt for flytende biodrivstoff* (2024c) på flere utfordringer knyttet til bærekraftig bruk av biodrivstoff som i stor grad også er overførbart til industrien. For at bruk av biodrivstoff skal bidra til reduserte klimagassutslipp påpeker Miljødirektoratet (2024) at biomassen som benyttes til produksjon av biodrivstoff som et minimum må være høstet fra landareal som forvaltes på en bærekraftig måte, samt ha et stabilt og økende karbonlager over tid. Videre peker Miljødirektoratet på at økt bruk av biodrivstoff i Norge kan føre til avskoging i andre land, og derigjennom gi store klimagassutslipp og tap av natur. Risikoen for avskoging og økte globale utslipp varierer avhengig av type råstoff som benyttes til inn i produksjonen. Rester og avfall fra næringsmiddelindustri, landbruk, skogbruk og trebasert industri, har lavest risiko for avskoging og økte globale utslipp (avansert biodrivstoff fra A-råstoff). Miljødirektoratet forventer at biodrivstoff med gode bærekraftsegenskaper vil være en svært knapp og kostbar ressurs både i 2030 og i 2050, og at det er krevende å vurdere hva som anses som bærekraftig nivå for bruk av flytende biodrivstoff i et land. Miljødirektoratet anbefaler derfor at virkemidler som fremmer bruk av flytende biodrivstoff bør avgrenses til omsetningskravene.

Usikkerhet om fremtidig regulering

Det er også usikkert hvordan fremtidig regulering og politiske prioriteringer vil treffe bransjen. Særlig forteller virksomheter at de opplever usikkerhet knyttet til i hvilken grad biobrensel vil anses som bærekraftig i framtiden. Det andre fornybardirektivet (RED II) trekkes i denne forbindelse frem (se tekstboks). Direktivet er enda ikke tatt inn i norsk lov, mens det tredje fornybardirektivet allerede er introdusert i EU. Usikkerhet om hvilke kriterier som vil ligge til grunn for bærekraftig biobrensel i framtiden og hvordan kriteriene eventuelt vil påvirke norske virksomheter,

Hva er biomasse?

Biomasse er biologisk materiale, for eksempel plante- produkter, gjødsel og skogavfall. Det kan tenkes på som materialer som kan råtne. Biomasse betegnes som en fornybar ressurs fordi planter og trær binder CO₂ gjennom fotosyntesen, og når det brennes frigjøres denne mengden CO₂ tilbake. Det er dermed netto nullutslipp ved brensel av biomasse. Dette skiller seg fra fossile brensler fordi karbonet som slippes ut i atmosfæren blir produsert i nåtiden heller enn for millioner av år siden.

I Norge er det flere kilder til biomasse gjennom skog, jordbruk og fra havet. Fra skog brukes det meste som avvirkes til sagtømmer, ved og massevirke. Utover høstingsgraden plantes det mye ny skog, og det er i dag en høyere tilvekst enn avvirkning fra norske skoger. I jordbruket går den største delen av avlingene (biomasse) til konsum eller fôr. I tillegg kan noen biprodukter, rester og avfall være kilde til ytterligere utnyttet biomasse. Fra hav er alger til konsum og fôr en kilde til biomasse. Her finnes det også biomasse fra rester og avfall fra fiskeri og oppdrettsnæringen. Rester av biomasse som går til innsatsfaktorer i industri eller til konsum, kan også utnyttes videre som biologisk avfall fra husholdninger og næring.

Bærekraftig biomasse i fornybardirektivet

EUs reviderte fornybardirektiv (RED III) fastsetter krav som må oppfylles for at biomassen skal anses som bærekraftig.

Biomasse brukt til forbrenning kan ikke være fremstilt av råmaterialer fra et areal med høy biodiversitet, det vil si et areal som har en av følgende statuser i januar 2008 eller senere, uavhengig om arealet fortsetter å ha denne statusen: Urskog, arealer med høy biodiversitet, vernede områder og torvmark. Det er også spesifisert at høsting av trestammer og røtter skal unngås.

Bruk av biomasse må føre til lavere livsløpsutslipp av CO₂ enn ved bruk av sammenlignbart fossilt brensel. For eksempel er det krav om at produsenter av biodrivstoff og flytende biobrensel må dokumentere at biodrivstoffet gjennom livsløpet reduserer det totale klimagassutslippet med 50-65 prosent avhengig av når anlegget ble etablert.

Biomassen skal også utnyttes i prioritert rekkefølge etter kaskadeprinsippet. Bruken av biomasse som har høyest verdi, både når det gjelder klima og økonomi, er der biomassen først skal utnyttes.

Kilde: Regjeringen (2023), Miljødirektoratet (2024), Regjeringen (2024)

øker risikoen for investeringer i tiltak som innebærer overgang fra fossil fyring til bruk av biobrensler. Økt risiko bidrar igjen til redusert lønnsomhet forbundet med tiltaket.

Generell usikkerhet rundt hvor forpliktete politikere er til mål og ambisjoner om klima og miljø generelt, men biobrensler spesielt, forsterker betydningen av denne barrieren. Aktørene foretar gjerne investeringsbeslutninger med forventning om at man bedre vil kunne møte klima- og miljøkrav og -forventninger og dermed opprettholde eller forbedre konkurransekräften. Økende grad av usikkerhet rundt politisk forpliktelse og endrede rammevilkår øker risikoen knyttet til slike investeringer og kan dermed forsinke eller hindre at det tas investeringsbeslutninger.

Kvalitetsbehov

Ulike typer biobrensler har ulike egenskaper med varierende kvalitet. Dette påvirker biobrensel sin egnethet i ulike prosesser. For eksempel vil mindre prosessert biomasse ofte produsere aske og/eller mer uren røyk. Dette kan ha konsekvenser særlig for prosesser med direkte forbrenning, hvor røyken kan redusere kvaliteten på selve produktet. Pellets er blant den mest prosesserte biomassen og gir minst askeproduksjon, men krever høyere investeringskostnader sammenlignet med å erstatte LNG direkte med biogass.

Merkostnader

Det er merkostnader forbundet med bruk av flytende biobrensel og biogass fremfor fossile energibærere. Selv om det ofte er relativt enkelt å legge om fra bruk av fossile brensler til flytende biobrensel og biogass, kan driftskostnadene øke som følge av høyere priser på slike biobrensler.

Prisen på biobrensler avhenger av type brensel og kvaliteten på brenselet. En faktor som påvirker prisen er blant annet karbonintensiteten i brenselet. For eksempel har biogass som kun er produsert fra gjødsel en karbonintensitet (CI) på -100, mens andre biogasskvaliteter kan ha en høyere karbonintensitet. Per november 2024 var spotpris i

Tyskland på biogass med CI-faktor -100 på rundt 125 euro/MWh, mens prisen for biogass med en CI-faktor på 0 var på rundt 90 euro/MWh. Dette tilsvarer hhv. rundt 1,50 og 1,08 NOK/kWh.

3.10.3 Barrierer for bruk av hydrogen

Hydrogen er et relevant tiltak for å erstatte bruk av fossile brensler som benyttes til stasjonær fyring der elektrifisering ikke er gjennomførbart grunnet behov for høyere temperaturer eller begrenset effekttilgang. Det er imidlertid flere barrierer for å ta i bruk av hydrogen i dag. Disse knytter seg særlig til at markedet for produksjon og bruk av hydrogen er umodent. Av dette følger det at tilgangen er begrenset og bruk av hydrogen er forbundet med store merkostnader. Merkostnadene er både knyttet til behov for store investeringer for etablering av produksjon og høye driftskostnader. For nærmere omtale av teknologi og markedsstatus for produksjon og bruk av hydrogen vises det blant annet til rapporten *Sammenhengende verdikjeder for hydrogen*, utarbeidet av Oslo Economics og SINTEF (2023).

Transport av hydrogen er en av faktorene som gjør at bruken av det er kostbart, og lokal produksjon bidrar dermed til å redusere kostanden. Ifølge flere av virksomhetene vi har vært i kontakt med er lokal produksjon av hydrogen en forutsetning for at deres virksomhet skal kunne ta i bruk hydrogen.⁴ Det finnes i dag få anlegg for hydrogenproduksjon i Norge, og det er usikkert hvordan markedet vil utvikle seg på kort og mellomlang sikt. Celsa, i samarbeid med Statkraft, er et eksempel på en aktør som har et pågående prosjekt for å erstatte deler av den fossile energien de bruker med hydrogen. Prosjektet er foreløpig stoppet opp som følge av stans i Statskrafts planer om etablering av hydrogenproduksjon i nærheten av produksjonsanlegget (Dalfest, 2024). Bakgrunnen for at Statkraft har satt planene om hydrogenproduksjon på vent er utfordringer knyttet til tilgang på tilstrekkelig nettkapasitet til produksjon av hydrogen fra elektrisitet (grønt hydrogen).

⁴ Se Oslo Economics og SINTEFs utredning av sammenhengende verdikjeder for hydrogen (2023) utarbeidet på oppdrag for Energidepartementet

4. Tiltakenes bedriftsøkonomiske lønnsomhet

Å erstatte fossil energi som brukes til fyring med el-kjel, varmepumpe eller pellets kan være bedriftsøkonomisk lønnsomt over en tjueårsperiode. Bruk av biogass og hydrogen innebærer økte kostnader for virksomhetene og er i dag ikke bedriftsøkonomisk lønnsomt. Endringer i investerings- og driftskostnader for ulike tiltak vil kunne endre i hvilken grad tiltakene er bedriftsøkonomisk lønnsomt.

I dette kapitlet beregner vi lønnsomhet ved gjennomføring av tiltak hvor bruk av fossil energi til fyring erstattes bruk av utslippsfrie eller fossilfrie alternativer. Innledningsvis presenterer vi de relevante tiltakene, metoden vi har benyttet for lønnsomhetsberegningene og forutsetningene som er lagt til grunn i beregningene. Deretter presenterer vi resultatet fra beregningene og viser hvordan disse varierer med endringer i sentrale forutsetninger.

4.1 Relevante tiltak

Mandatet for oppdraget omfatter å vurdere hvilke tiltak som er mest relevant innenfor ulike industribransjer. Da flere tiltak er aktuelle på tvers av de ulike bransjene, beregner vi lønnsomhet på tiltaksnivå, jf. Figur 4-1. Utvelgelsen av tiltak som vurderes nærmere i dette kapitlet er basert på gjennomgangen av forbruk og mulige tiltak i kapittel 3.

Figur 4-1: Tiltak vi vurderer lønnsomheten av



Elektrifisering

- El-kjel
- Høytemperatur varmepumpe



Biobrensel

- Pellets
- Biogass



Hydrogen

Av tiltak som innebærer omlegging til bruk av elektrisitet vurderer vi både elektrifisering gjennom bruk av el-kjel og høytemperatur varmepumpe. Dette er tiltak som går igjen på tvers av industribransjer og muliggjør elektrifisering av prosesser knyttet til oppvarming av bygg, vann og dampproduksjon.

Innenfor biobrensel finnes det en rekke ulike brenslere som kan erstatte dagens bruk av fossil energi. Ulike biobrenslere krever ulik grad av tilpasninger i produksjonsprosessen og har også ulik kvalitet med tanke på askeproduksjon som kan påvirke produksjonsprosessen. For eksempel krever bruk av pellets at det gjøres noen tilpasninger i produksjonsprosessen før dette kan tas i bruk. Samtidig er kvaliteten på pellets høy i form av lav askeproduksjon. Bioolje/-diesel krever noe mindre tilpasninger av produksjonsprosessen og er i hovedsak relevant for å erstatte bruk av lett fyringsolje eller diesel. Biogass kan erstatte bruk av LNG eller propan direkte uten behov for større investeringer. Ettersom pellets innebærer relativt sett høye investeringskostnader, mens overgang til biogass ikke krever investeringer, beregner vi lønnsomhet ved overgang til både pellets og biogass.

4.2 Metode og generelle forutsetninger

Vi beregner tiltakenes bedriftsøkonomiske lønnsomhet ved bruk av nettonåverdimetoden hvor følgende inntekts- og kostnadsfaktorer inngår:

Tabell 4-1: Inntekts- og kostnadsfaktorer

-	Investeringskostnad
-	Kostnad ikke-fossil energibærer
+	Kostnad fossil innsatsfaktor
+	CO ₂ -kostnad
=	SUM

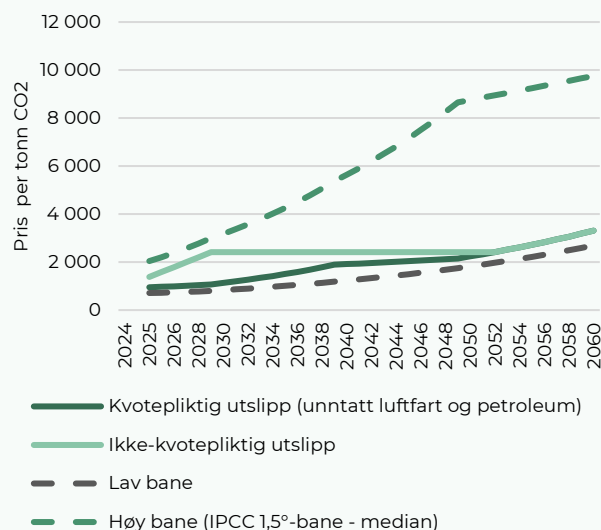
For alle tiltak tar vi utgangspunkt i en netto nåverdiberegning og benytter dette for å vurdere antall år det vil ta før tiltaket blir bedriftsøkonomisk lønnsomt.

Vi legger til grunn en rekke forutsetninger i beregningen av den bedriftsøkonomiske lønnsomheten ved gjennomføring av tiltak.

For å undersøke hvordan lønnsomheten endrer seg med endring i forutsetningene som er lagt til grunn, gjennomfører vi enkelte sensitivitetsanalyser. Gjennom sensitivitetsanalyser viser vi hvordan lønnsomhet avhenger av endringer i energiforbruk, CO₂-pris og hvilken fossil energibærer virksomheten benytter i dag. De ulike

karbonprisbanene er vist i Figur 4-1. For enkelte av tiltakene beregner vi også hvordan tiltakenes lønnsomhet varierer med endring i energipriser. Tabell 4-2 oppsummerer hvilke forutsetninger vi har lagt til grunn i basisberegningen og i de ulike sensitivitetsberegningene.

Figur 4-2: Karbonprisbaner til bruk i samfunnsøkonomiske analyser



Kilde: Karbonprisbaner til bruk i samfunnsøkonomiske analyser i 2024. Finansdepartementet (2023)

Tabell 4-2: Generelle forutsetninger for beregning av tiltakenes lønnsomhet

Forutsetning	Basisberegning	Sensitivitetsberegninger	Kilde
Energiforbruk (tonn)	500 (middels)	• 100 (lavt) • 2 000 (høyt)	
Fossil energibærer som erstattes gjennom tiltaket	LNG	• Lett fyringsolje • Propan • Diesel	
CO ₂ -pris	Karbonprisbane for ikke-kvotepliktige utslipp	Finansdepartementets ulike karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomisk analyse • Kvotepliktig utslipp (unntatt luftfart og petroleum) • Lav bane • Høy bane (IPCC 1,5°-bane - median)	• <i>Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomisk analyse</i> (Finansdepartementet, 2023)
Priser for fossile energibærere (kr/kWh)	• LNG: 0,56	• Lett fyringsolje: 0,91 • Propan: 0,5 • Diesel: 0,82	• <i>Prisforutsetninger for søknader</i> (Enova, 2024) • <i>Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2024</i> (Miljødirektoratet, 2024b)
Strømpris (kr/kWh)	Samlet strømpris: 0,84 • Kraftpris og nettkostnad: 0,83 • Avgifter: 0,0058	• Lav strømpris: 0,5 • Høy strømpris: 1	• Kraftpris og nettkostnad: SSB tabell 08205, gjennomsnitt i industrien for perioden 2020-2023 • Avgift på elektrisk kraft, (Skatteetaten, 2024)
Priser for biobrensler (kr/kWh)*	• Pellets: 0,45 • Biogass: 1,17	• Pellets: 0,7 • Biogass: 0,5	• Basis: <i>Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2024</i> (Miljødirektoratet, 2024b) • Sensitivitet: Leverandører av biobrensel
Avkastningskrav	11 %		• <i>Normalavkastning i lønnsomhetsberegninger</i> (Enova, 2024), gjennomsnitt på tvers av relevante bransjer

*) Prisene er oppgitt ekskl. transportkostnad. Transportkostnader varierer i stor grad på tvers av industrianleggene og holdes derfor utenfor beregningene. Det må imidlertid tas høyde for disse kostnadene ved vurdering av tiltakenes lønnsomhet.

4.3 Kostnader for nettilgang

Tilgang på nettkapasitet (effekt) er den viktigste barrieren for elektrifisering, jf. kapittel 3.10.1. Tilgang på nettkapasitet er også en barriere for produksjon av grønt hydrogen, og dermed omlegging fra fossil energi til hydrogen som tiltak jf. kapittel 3.10.3.

Når en virksomhet har behov for å øke sitt kraftforbruk er netteier⁵ pliktet til å gjøre nødvendig tiltak slik at virksomheten kan øke forbruket sitt. Det følger av tilknytningsplikten (se nærmere omtale i tekstboksen). Hvis det er slik at netteier må

Regler for fastsettelse av anleggsbidrag

Relevante kostnadselementer ved fastsettelse av anleggsbidrag:

+	Anleggskostnad
-	Reinvesteringer
+	Fremskyndelseskostnader
+	Utredningskostnader
=	Kostnadsgrunnlag

Anleggskostnad tilsvarer kostnaden for tiltak som må gjennomføres for å øke nettkapasiteten.

Reinvesteringskostnader reflekterer investeringer som nettselskapet uansett må gjøre før eller siden, uavhengig av om en virksomhet øker sitt forbruk.

Fremskyndelseskostnader er merkostnaden som følge av at netteier må gjennomføre tiltak før anlegget har nådd sin levetid.

Utredningskostnader er kostnader netteier har knyttet til å gjennomføring av analyser som er nødvendig for å utrede behovet for økt nettkapasitet.

Kostnadsgrunnlaget tilsvarer den summen som en kunde helt eller delvis må dekke gjennom anleggsbidraget. Dersom virksomheten er eneste aktør som drar nytte av tiltakene som er reflekterte i kostnadsgrunnlaget er hovedregelen at virksomheten skal stå for hele kostnaden. Dersom det er andre forbrukere eller produsenter som drar nytte av investeringer skal disse også bidra til å dekke kostnadene ved gjennomføring av tiltak.

Kilde: Anleggsbidrag. NVE, 2024

Om tilknytningsplikten

Tilknytningsplikten innebærer at nettselskaper som eier og drifter nett med et spenningsnivå på mer enn 22 kV, må tilknytte nye anlegg for strømforbruk (uttak) eller -produksjon når kunde har behov for det. Tilknytningsplikten for nytt uttak gjelder i utgangspunktet i regional- eller transmisjonsnettet, men hvis det er hensiktsmessig for nettselskapet å sikre tilstrekkelig kapasitet ved å knytte en kunde til distribusjonsnettet, har selskapet plikt til å gjøre det i stedet.

Tilknytningsplikten er en utrednings- og investeringsplikt. Det innebærer at netteier må utrede og vurdere om det er forsvarlig å øke strømuttaket til virksomheten eller om det må gjøres investeringer i nettet for at virksomheten skal kunne øke sitt forbruk. Hvis nettselskapet må gjøre investeringer må kunden betale et anleggsbidrag som dekker hele eller deler av investeringskostnadene. Tilknytningsplikten skal oppfylles så snart som mulig.

Kilde: Dette er tilknytningsplikten. NVE-RME, 2024

investere i økt nettkapasitet for at virksomheten skal kunne øke sitt forbruk, må virksomheten betale for hele eller deler av investeringen (NVE, 2024). Dette kalles anleggsbidrag. Anleggsbidraget skal reflektere kostnadene som netteier har med å dekke virksomhetens behov, men virksomheten skal ikke måtte betale investeringer som faller andre forbrukere eller produsenter til gode eller for kostnader som netteier uansett må ut med når nettanlegget en gang i framtiden skal fornyes. Regelverket for fastsettelse og innkreving av anleggsbidrag er fastsatt av Reguleringsmyndigheten for energi (RME), og er nærmere omtalt i tekstboksen på neste side.

Større forbruk krever vanligvis større tiltak, og dermed både høyere kostnader og lengre gjennomføringstid. GlitreNett, som eier og drifter nettet i Agder, Buskerud og Hadeland, viser til at normal ledetid i det lokale distribusjonsnettet (inntil 22 kV) er fra en til fem år, mens normal ledetid for gjennomføring av tiltak i det regionale distribusjonsnettet (over 22 kV) er fra fem til ti år (GlitreNett, u.d.).

En kartlegging gjennomført av Oslo Economics i 2022 viser at kostanden for bygging av luftledning

⁵ Netteier er den virksomheten som eier og drifter nettet i området hvor virksomheten er lokalisert. Markedet for overføring av strøm er derfor et naturlig monopol. Reguleringsmyndigheten for energi (RME) fører til syn med

og fastsetter hvor mye nettselskapene kan ta i inntekt for å sikre at kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, og at nettet utnyttes på en sikker måte og til størst mulig nytte for samfunnet (NVE - RME, u.dat).

på distribusjonsnettnivå (inntil 22 kV) ligger på størrelsesordningen én til 2,8 millioner kroner per kilometer. Kostnaden avhenger av hvor krevende terrenget er i området der nettet er (Oslo Economics, 2022). Tilsvarende kostnad ved kabling er fra 1,3 til 3,3 millioner kroner per kilometer. Ved tiltak i på regionalnettnivå er kostnaden til mellom 3,8 og 7,0 millioner kroner per kilometer for luftledning og mellom 4,3 til 12 millioner kroner per kilometer ved kabling i bakken (Oslo Economics, 2022).

Ved tilknytning av tiltak med svært høyt effektbehov kan det utløse behov for investeringer i transmisjonsnettet. Transmisjonsnettet er strømnettet med høyest spenningsnivå (inntil 420 kV) og transporterer elektrisitet over lange avstander. Transmisjonsnettet omtales gjerne som hovedveiene i kraftsystemet. Transmisjonsnettet eies og driftes av Statnett. Ved økt forbruk som utløser behov for å gjennomføre tiltak i transmisjonsnettet er både ledetiden og kostanden betydelig høyere enn for tiltak på distribusjons- og regionalnettnivå.

I beregningen av kostnader i de påfølgende kapitlene holder vi nettkostnader utenfor. Dette skyldes at det er vanskelig å fastslå hva nettkostnaden (anleggsbidraget) vil være ettersom det avhenger både av hvor stort forbruk virksomheten har behov for og lokale forhold i nettet der virksomheten er lokalisert. I tekstboksen referer vi enkelte kostnadstall for nettilknytning som er innhentet i forbindelse med dette arbeidet, og i forbindelse med en kartlegging av muligheten for elektrifisering i ikke-kvotepliktig sektor, gjennomført av DNV i 2018.

Nettkostnad ved omlegging fra fossil energi til elektrifisering - eksempler

En informant opplyser at de forventer at anleggsbidrag ved overgang fra bruk av propan/LPG til elektrisitet er forventet å utgjøre rundt 26 millioner kroner. Virksomheten hadde i 2023 et forbruk av propan/LPG på i overkant av 2 100 tonn. Det tilsvarer et elektrisitetsforbruk på rundt 4,5 MW i snitt, eller 27 GWh per år. Investeringskostnaden på anlegget er estimert til 16 millioner kroner slik at samlet kostnad er i størrelsesorden 42 millioner kroner.

DNV (2018) finner at elektrifisering av dampproduksjonen ved Tine sin avdeling i Sandnessjøen har en forventet investeringskostnad på rundt fire millioner kroner, hvorav anleggsbidraget utgjorde om lag tre millioner kroner. Tine avd. Sandnessjøen hadde på det tidspunktet et forbruk av lett fyringsolje på ca. 280 tonn. Dette tilsvarer et elektrisitetsforbruk på rundt 0,56 MW i snitt, eller 3,4 GWh per år.

Glasopor, produserer skumglass som benyttes til lette fyllinger i infrastrukturprosjekter, blant annet i veier og jernbane. Glasopor sin avdeling på Sjøk bygget i 2016 om sine ovner og erstattet bruk av LPG med elektrisitet. Ombyggingen kostet totalt 15 millioner kroner, hvorav anleggsbidraget utgjorde 2,5 millioner kroner (DNV, 2018). Før gjennomføring av tiltaket i 2016, hadde Glasopor et forbruk av LPG på i underkant av 3 700 tonn. Dette tilsvarer et elektrisitetsforbruk på rundt 8,2 MW i snitt, eller 49 GWh per år.

Merknad: Ved omregning fra propan/LPG til elektrisitet er det lagt til grunn 13,3 MWh per tonn energivare. Ved omregning fra lett fyringsolje til elektrisitet er det lagt til grunn 12 MWh per tonn energivare. I omregning fra MWh til MW deler vi på 6 000 timer.

4.4 Tiltak 1: El-kjel

El-kjel er et relevant tiltak for å erstatte bruk av fossil energi til oppvarming av bygninger og vann, samt til dampproduksjon. Flere industribransjer benytter i dag fossil energi til slike formål. Særlig benyttes dette innen næringsmiddelindustrien, fiskeforedling, fôrproduksjon, treforedling og deler av prosessindustrien. All indirekte fyring kan i teorien elektrifiseres enten ved bruk av el-kjel eller varmepumpe (se tiltak 2 i kapittel 4.5), gitt tilstrekkelig effekt i nettet.

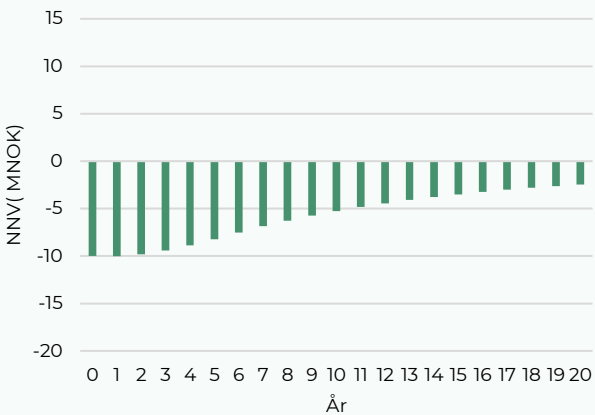
Dersom all indirekte fyring elektrifiseres, vil dette kunne erstatte rundt 491 000 tonn fossilt forbruk til stasjonær fyring, tilsvarende 32 prosent av det samlede fossile forbruket, basert på forbrukstall fra 2023. Dette inkluderer om lag 346 000 tonn med indirekte fyring fra fyrgass. Fyrgass har ikke annen alternativ anvendelse og vil måtte fakles hvis det energien ikke benyttes inn i produksjonsprosessen. Utslippene vil dermed, isolert sett, ikke reduseres ved elektrifisering av aktivitetene som bruker fyrgass. Dersom fyrgass og syntesegass holdes utenfor, tilsvarer fossilt forbruk til indirekte fyring 21 prosent av det samlede forbruket. Syntesegass har i likhet med fyrgass ikke noen alternativ anvendelse.

Forbruket av fossile brenslers til direkte fyring kan også elektrifiseres der dette benyttes til tørking. Direkte fyring til bruk i slakterier og innen prosessindustrien kan imidlertid ikke elektrifiseres (det finnes elektriske teknologier for bruk i slakterier jf. Figur 3-2, men disse er i dag lite utprøvd). Dersom vi antar at all direkte fyring innen

Tabell 4-3: Forutsetninger for basisscenarioet, el-kjel

Antall år før lønnsomhet	>40
Forutsetninger	
Energiforbruk (tonn)	500
Fossil energibærer	LNG
Pris LNG (kr/kWh)	0,56
Strømpris (kr/kWh)	0,84
Investeringskostnad (MNOK)	10
Avkastningskrav	11 %
Karbonprisbane	Ikke-kvotepliktig

Figur 4-3: Netto nåverdi (MNOK) over perioden i basisscenarioet, el-kjel

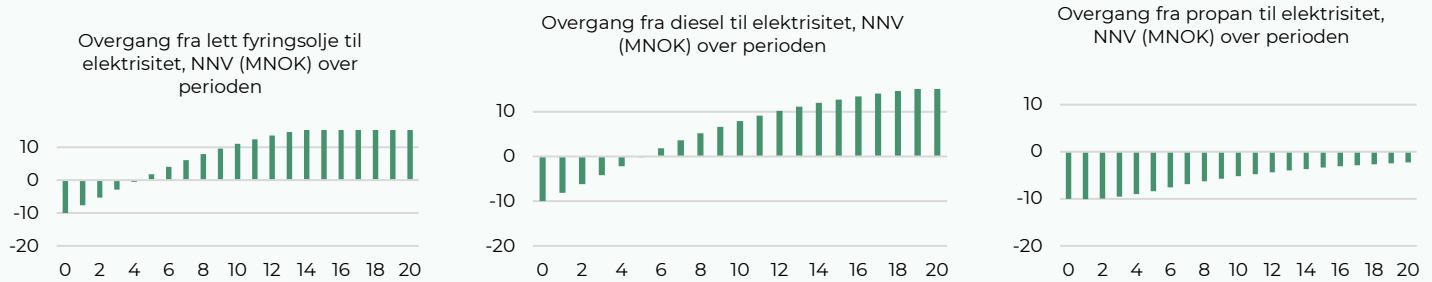


Tabell 4-4: Sensitivitetsberegninger, el-kjel

	(i) Lavt energiforbruk	(ii) Høyt energiforbruk	(iii) Kvotepliktig utslipp	(iv) Høy bane	(v) Lav strømpris	(vi) Høy strømpris
Antall år før lønnsomhet	>40	9	>40	10	5	>40
Forutsetninger						
Energiforbruk (tonn)	100	2 000	500	500	500	500
Fossil energibærer	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG
Pris LNG (kr/KWh)	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Strømpris (kr/KWh)	0,84	0,84	0,84	0,84	0,5	1
Investeringskostnad (MNOK)	3	15	10	10	10	10
Karbonprisbane	Ikke-kvotepliktig utslipp	Ikke-kvotepliktig utslipp	Kvotepliktig utslipp	Høy bane (IPCC 1,5°-bane - median)	Ikke-kvotepliktig utslipp	Ikke-kvotepliktig utslipp

Sensitivitet med hensyn til fossil energibærer som erstattes

Figurene viser lønnsomhet for investering i el-kjel gitt erstatning av andre fossile energibærere enn LNG. Forutsetningene er for øvrig som i basisberegningen. Priser for lett fyringsolje, propan og diesel er vist i Tabell 4-2.



fiskeforedling, fôrproduksjon, treforedling, vaskeri og renseri, tekstil-, skinn- og tauprodukter og næringsmiddelindustri elektrifiseres, mens slakterier ikke inkluderes, vil dette erstatte rundt 6 prosent av dagens forbruk til direkte fyring når man ser bort fra bruk av syntesegass og fyrgass.

4.4.1 Basisberegning

I basisberegningen legger vi til grunn at virksomheten erstatter et energiforbruk på 500 tonn LNG med en elektrisk kjel. Dette gir et kraftforbruk på 6,65 GWh (gitt 13,3 kWh per kg). Basert på oppgitte investeringskostnader fra virksomhetene, legger vi til grunn at et slikt forbruk krever investeringskostnader i el-kjel på 10 millioner kroner.

Gitt øvrige forutsetninger i Tabell 4-2 vil tilbakebetalingstiden være lengre enn 40 år, når vi ser bort fra nettkostnader. Dersom gjennomsnittlig strømpris reduseres, samtidig som LNG-prisen forblir uendret, vil dette øke tiltakets lønnsomhet. Dersom CO₂-prisen reduseres vil derimot tiltakets lønnsomhet reduseres.

4.4.2 Sensitivitetsanalyser

Vi beregner lønnsomhet gitt endringer i energiforbruk, karbonprisbaner og strømpris, jf. Tabell 4-4. Beregningene tar ikke hensyn til eventuelle nettkostnader.

Et lavere energiforbruk gjør at det tar lengre tid før tiltaket blir lønnsomt, mens et høyere energiforbruk gjør tiltaket lønnsomt etter ni år. Dersom vi legger

karbonprisbanen for kvotepliktig utslipp til grunn, vil ikke tiltaket bli lønnsomt over analyseperioden på 40 år, gitt et middels energiforbruk. En høy karbonprisbane, i kombinasjon med middels energiforbruk reduserer antall år før tiltaket blir lønnsomt til tre år.

Fremtidig strømpris er svært usikker og vi har derfor også beregnet tilbakebetalingstid gitt en lav strømpris på 0,5 kroner per kWh og en høy strømpris på 1 krone per kWh. Med en lav strømpris i kombinasjon med middels strømförbruk og karbonprisbane for ikke-kvotepliktig utslipp reduseres tilbakebetalingstiden for tiltaket til fem år, sett bort fra nettkostnader. Dersom vi legger til grunn en samlet strømpris på 1,0 kr per kWh, vil tilbakebetalingstiden overstige 40 år. Eventuelle nettkostnader vil komme i tillegg og øke kostnadene ved gjennomføring av tiltaket ytterligere.

Lønnsomheten ved tiltaket varierer i noe grad med hensyn til hvilken fossil energibærer virksomheten i dag bruker. Slik figurene over viser, er tiltakets tilbakebetalingstid kort dersom virksomheten benytter enten lett fyringsolje eller diesel. Dette henger sammen med at prisen for lett fyringsolje og diesel er høyere enn prisen på LNG. Propanprisen er tilnærmet lik LNG-prisen slik at endringer i lønnsomhet fra basisscenarioet ikke påvirkes i betydelig grad av om virksomheten benytter propan framfor LNG.

4.5 Tiltak 2: Høytemperatur varmepumpe

Elektrisitet i kombinasjon med varmepumpe kan i likhet med el-kjel erstatte bruk av fossil energi til oppvarming av vann, bygninger og for produksjon av damp. Dette gjør varmepumper til et relevant alternativ innen næringsmiddelindustrien, fiskeforedling, fôrproduksjon og treforedling og deler av prosessindustrien. Felles for disse næringene er at de generelt ikke krever veldig høy temperatur (gjærne under 100°C). Det er også mulig å oppnå temperatur opp mot 150°C ved bruk av varmepumpe, men dette krever tilgang på restvarme på rundt 100°C.

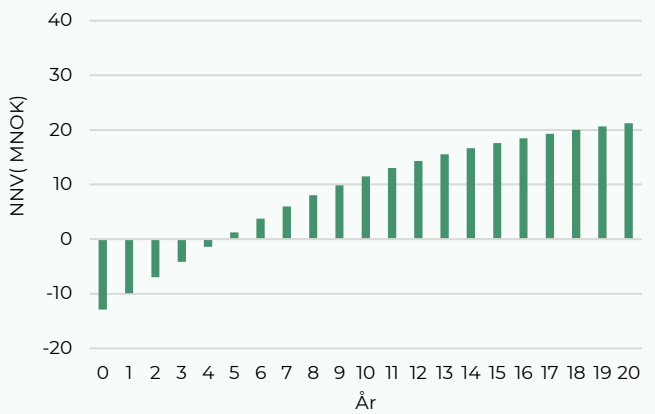
Varmepumpe kan i likhet med el-kjel i teorien erstatte alt forbruk av indirekte fyring, gitt tilstrekkelig kapasitet i nettet, tilsvarende 32 prosent av det samlede fossile forbruket, basert på forbrukstall fra 2023. Høytemperatur varmepumpe vil i likhet med elektrisk dampkjel kunne erstatte direkte fyring til tørking. Dette kan erstatte ca. 6 prosent av dagens forbruk av fossil energi til direkte fyring, om man ser bort fra bruk av fyrgass og syntesegass.

Elektrifisering ved bruk av varmepumper er gjerne forbundet med høyere investeringskostnader enn el-kjel, og kostnaden varierer i større grad på tvers av virksomheter som følge av produksjonsprosessen i den enkelte virksomheten må tilpasses for å kunne ta i bruk varmepumpe.

Tabell 4-5: Forutsetninger for basisscenarioet, høytemperatur varmepumpe

Antall år før lønnsomhet	5
Forutsetninger	
Energiforbruk (tonn)	500
Fossil energibærer	LNG
Pris LNG (kr/kWh)	0,56
Strømpris (kr/kWh)	0,84
Investeringskostnad (MNOK)	12,9
Avkastningskrav	11 %
Karbonprisbane	Ikke-kvotepliktig

Figur 4-4: Netto nåverdi (MNOK) over perioden i basisscenarioet, varmepumpe

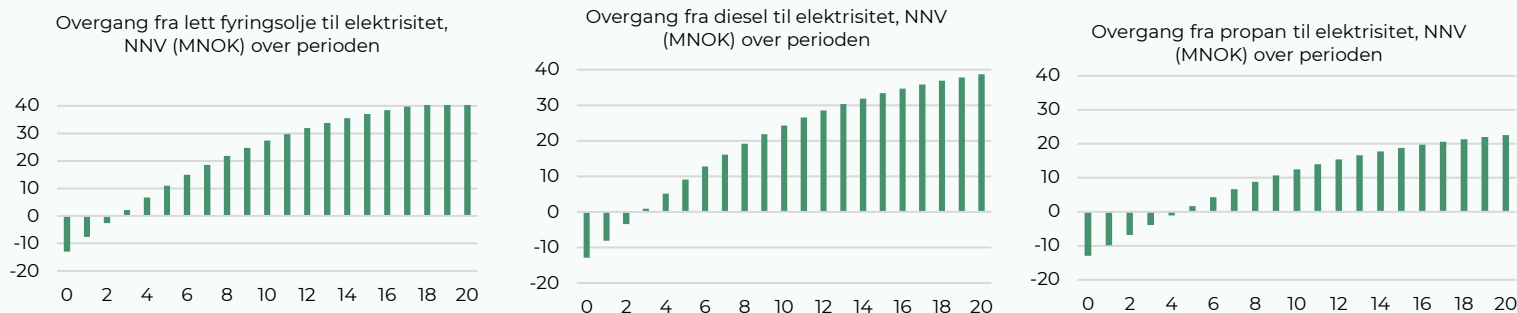


Tabell 4-6: Sensitivitetsberegninger, varmepumpe

	(i) Lavt energiforbruk	(ii) Høyt energiforbruk	(iii) Kvotepliktig utslipp	(iv) Høy bane	(v) Lav strømpris	(vi) Høy strømpris
Antall år før lønnsomhet	5	5	7	4	4	6
Forutsetninger						
Energiforbruk (tonn)	100	2 000	500	500	500	500
Fossil energibærer	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG
Pris LNG (kr/KWh)	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Strømpris (kr/KWh)	0,84	0,84	0,84	0,84	0,5	1
Investeringskostnad (MNOK)	2,6	51,7	12,9	12,9	12,9	12,9
Karbonprisbane	Ikke-kvotepliktig utslipp	Ikke-kvotepliktig utslipp	Kvotepliktig utslipp	Høy bane (IPCC 1,5°-bane - median)	Ikke-kvotepliktig utslipp	Ikke-kvotepliktig utslipp

Sensitivitet med hensyn til fossil energibærer som erstattes

Figurene viser lønnsomhet for investering i varmepumpe gitt erstatning av andre fossile energibærere enn LNG. Forutsetningene er for øvrig som i basisberegningen. Priser for lett fyringsolje, propan og diesel er vist i Tabell 4-2



4.5.1 Basisberegning

I basisberegningen legger vi til grunn at virksomheten i dag bruker 500 tonn LNG og erstatter dette med elektrisitet og bruk av en høytemperatur varmepumpe. 500 tonn LNG tilsvarer en varmeproduksjon på 6,65 GWh (forutsatt at LNG har 13,3 kWh per kg energivare).

Vi antar videre en COP («Coefficient of Performance») på 2,5. COP kalles også varmefaktor og gir et mål på hvor mye mer varmeeffekt du får ut av varmepumpen enn du får bare ved bruk av strøm. En COP på 2,5 er i tråd med hva en aktør innen fôrproduksjon som vi har vært i kontakt med vurderer til deres fabrikk. En COP-verdi på 2,5 til 3 er også det man kan forvente av en industriell varmepumpe (IEA HPT TCP, 2023). Med en COP på 2,5 vil årlig kraftforbruk være 2,66 GWh ($6,65/2,5=2,66$). Kraftforbruket reduseres altså med 60 prosent ved bruk av varmepumpe.

Vi legger til grunn en investeringskostnad for en høytemperatur varmepumpe på 1 millioner euro per MW (IEA HPT TCP, 2023). Med en valutakurs på 11,65 NOK/EUR (Norges Bank, 2024) tilsvarer dette 11,65 millioner kroner per MW.

En varmeleveranse på 6,65 GWh vil kreve en varmepumpe med en termisk kapasitet på 1,11 MW, forutsatt 6 000 timer med drift per år (6,65 mill. kWh/6 000 timer = 1,11 MW). Dette gir en beregnet investeringskostnad på 12,9 millioner kroner i basisscenarioet. Gitt denne forutsetningen og øvrige forutsetninger i Tabell 4-5, er forventet tilbakebetalingstid for tiltaket fem år. Regneeksempelet inkluderer ikke eventuelle nettkostnader. Tiltaket har høyere investeringskostnader enn ved bruk av el-kjel, men lavere driftskostnader som følge av lavere kraftforbruk. Vi forventer også at nettkostnadene vil være lavere ved bruk av varmepumpe enn ved bruk av el-kjel da effektbehovet er lavere.

4.5.2 Sensitivitetsanalyser

Sensitivitetsberegningene i Tabell 4-6 viser at tiltakets lønnsomhet ikke er sensitivt for hvilket energiforbruk som legges til grunn. Dette skyldes at investeringskostnadene ved bruk av varmepumpe er lineært skalerbare med kraftforbruk. Det gjør at utfallet er likt uavhengig av energiforbruk. I realiteten vil det trolig være noen terskler som utløser behov for større investeringer. Det vil innebære at lønnsomheten for virksomheter som har et kraftforbruk rett over en slik terskel vil ha høyere kostnader sammenlignet med virksomheter med energiforbruk under denne terskelen. Gitt at investeringskostnadene for varmepumpe i stor grad kan tilpasses virksomhetens effekt- og energibehov, forventer vi at tiltaket fortsatt vil være lønnsomt, når man ser bort fra nettkostnader.

Lønnsomheten ved elektrifisering og bruk av varmepumpe vil avhenge av hvilken karbonprisbane som legges til grunn, tilsvarende som for el-kjel. Karbonprisbanen for kvotepliktig utslipp er lavere enn for ikke-kvotepliktig utslipp. Dersom karbonprisene for kvotepliktig utslipp legges til grunn, øker dermed tilbakebetalingstiden med to år (til syv år når man ser bort fra nettkostnader). En «høy karbonprisbane» vil redusere tilbakebetalingstid ytterligere, til fire år, sett bort fra nettkostnader.

Dersom vi legger til grunn en lavere strømpris på 0,5 kroner per kWh i kombinasjon med middels energiforbruk og karbonprisbane for ikke-kvotepliktig utslipp, blir tilbakebetalingstiden for tiltaket også fire år når man ser bort fra nettkostnader. En høyere strømpris på 1,0 krone per kWh, øker tilbakebetalingstiden til seks år.

Det er noe variasjon i lønnsomhet med hensyn til hvilken fossil energibærer virksomheten benytter i dag. Utfallet her er tilnærmet likt som for el-kjel – høyere pris på lett fyringsolje og diesel sammenlignet med LNG gjør at det tar kortere tid

før tiltaket blir lønnsomt sammenlignet med bruk av LNG. Vi legger til grunn tilnærmet lik pris på propan som LNG som gjør at utfallet blir tilnærmet likt ved bruk av LNG og propan.

4.6 Tiltak 3: Pellets

Pellets er et faststoff og egner seg i utgangspunktet best til indirekte fyring da aske og partikler fra forbrenningsprosessen kan påvirke produktet som behandles ved bruk av pellets til direkte fyring. Indirekte fyring utgjør 32 prosent av det fossile energiforbruket til stasjonær fyring. Pellets produserer aske og partikler i mindre grad enn andre faststoffer og kan derfor i noen tilfeller også være egnet for direkte fyring. Innenfor direkte fyring har pellets blant annet blitt benyttet ved asfaltverk.

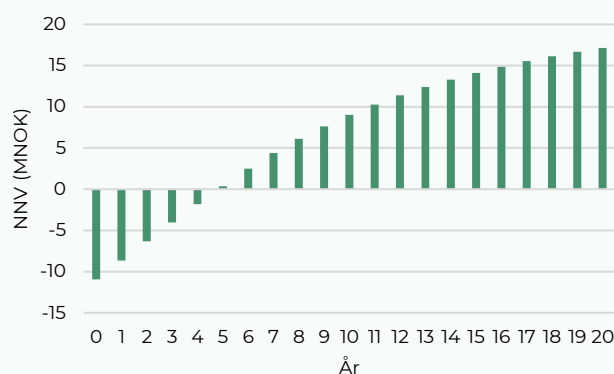
Grunnet utfordringer med bærekraftig bruk av biomasse anser vi tiltaket mest relevant i tilfeller hvor elektrifisering ikke er gjennomførbart eller er svært kostbart grunnet begrenset nettilgang. Bruk av pellets kan også være aktuelt dersom virksomheten har olje- eller gassbrennere med lang gjenværende levetid.

Industribransjer hvor vi anser det som relevant å ta i bruk pellets inkluderer bransjer som i dag benytter fossil energi til tørking. Det omfatter fiskeforedling, fôrproduksjon, treforedling, deler av næringsmiddelindustrien, samt vaskeri og renseri. Bruk av pellets er også relevant der det benyttes

Tabell 4-7: Forutsetninger for basisscenarioet, pellets

Antall år før lønnsomhet	5
<i>Forutsetninger</i>	
Energiforbruk (tonn)	500
Fossil energibærer	LNG
Pris LNG (kr/kWh)	0,56
Pris pellets (kr/kWh)	0,45
Investeringskostnad (MNOK)	11
Avkastningskrav	11 %
Karbonprisbane	Ikke-kvotepliktig

Figur 4-5: Netto nåverdi (MNOK) over perioden i basisscenarioet, pellets

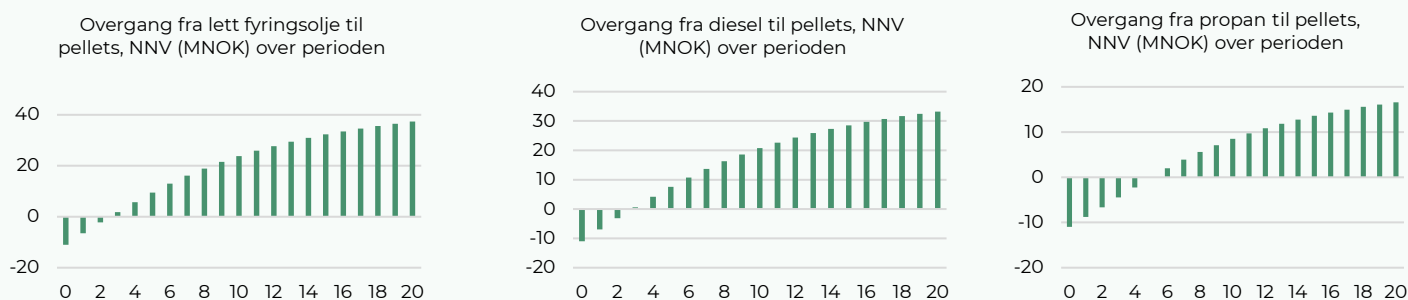


Tabell 4-8: Sensitivitetsberegninger, pellets

	(i) Lavt energiforbruk	(ii) Høyt energiforbruk	(iii) Kvotepliktig utslipp	(iv) Høy bane	(v) Høyere pris på pellets
Antall år før lønnsomhet	9	4	9	4	12
<i>Forutsetninger</i>					
Energiforbruk (tonn)	100	2 000	500	500	500
Fossil energibærer	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG
Pris LNG (kr/kWh)	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Pris pellets (kr/kWh)	0,45	0,45	0,45	0,45	0,7
Investeringskostnad (MNOK)	4	29	11	11	11
Karbonprisbane	Ikke-kvotepliktig utslipp	Ikke-kvotepliktig utslipp	Kvotepliktig utslipp	Høy bane (IPCC 1,5°-bane - median)	Ikke-kvotepliktig utslipp

Sensitivitet med hensyn til fossil energibærer som erstattes

Figurene viser lønnsomhet for investering i pellets gitt erstatning av andre fossile energibærere enn LNG. Forutsetningene er for øvrig som i basisberegningen. Priser for lett fyringsolje, propan og diesel er vist i Tabell 4-2.



andre former for direkte fossil fyring, slik som i asfaltverk og prosessindustrien.

At pellets gir mindre askeproduksjon i forbrenningen sammenlignet med annet biologisk faststoff gjør også pellets aktuelt for virksomheter der produksjonsprosessen påvirkes negativt ved eksponering for aske. Eksempler på dette er deler av kjemisk industri og næringsmiddelindustrien.

Investeringskostnadene for overgang til bruk av pellets utgjør ifølge Sultana et al. (2009) 1,5 millioner dollar ved et effektbehov på 5 MW. Vi antar at et energiforbruk på 500 tonn LNG innebærer et effektbehov på i overkant av 1 MW. Dette gir en investeringskostnad på ca. 11 millioner kroner.⁶ Informasjon fra virksomheter vi har intervjuet indikerer at investeringskostnader ved omlegging til bruk av pellets ligger i denne størrelsesorden.

4.6.1 Basisberegning

Figur 4-5 viser at med forutsetningene som er lagt til grunn i basisscenarioet vil tiltaket bli lønnsomt etter fem år. I beregningen er det lagt til grunn at prisen på pellets er lavere per kWh enn prisen på LNG slik at omlegging til bruk av pellets innebærer en årlig besparelse i driftsutgifter. Sparte CO₂-kostnader i form av CO₂-avgift forsterker denne effekten.

4.6.2 Sensitivitetsanalyser

Sensitivitetsberegningene i Tabell 4-8 viser at tiltaket i stor grad er sensitivt for pris på pellets som

legges til grunn i beregningen. I scenario (v) Høy pris på pellets legger vil grunn enn pelletspris på 0,7 kroner per kWh, mens vi i basisscenario har lagt til grunn en pris på 0,45 kroner per kWh som er i henhold til det Miljødirektoratet opererer med i *Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2024*. En pelletspris på 0,7 kroner per kWh er i henhold til det en leverandør av biobrensler oppgir at prisen er i dag. Endringen innebærer at tilbakebetalingstiden for tiltaket øker til tolv år, alt annet likt.

Lønnsomheten av tiltaket er i noe grad sensitivt for hvilket energiforbruk som legges til grunn. Med et lavt energiforbruk (100 tonn LNG) tar det ni år før tiltaket blir lønnsomt. Dette skyldes at besparelsen i driftskostnader er mindre per år. Motsatt gjelder i scenarioet hvor vi legger til grunn et høyt energiforbruk (2 000 tonn LNG), og tilbakebetalingstiden reduseres til fire år.

Tiltaket er i liten grad sensitivt for hvilken fossil innsatsfaktor som virksomheten i dag benytter. Gitt øvrige forutsetninger i basisscenarioet, vil tiltaket bli lønnsomt etter mellom tre og seks år avhengig av om virksomheten i dag benytter henholdsvis lett fyringsolje eller propan.

Bruk av CO₂-prisbanen for kvotepliktige utslipp vil føre til at tilbakebetalingstiden øker ettersom kostnaden for bruk av fossil energi er lavere enn ved bruk av karbonprisbanen for ikke kvotepliktig sektor. Motsatt er tilfellet dersom «høy karbonprisbane» legges til grunn.

⁶ Vi forutsetter her en valutakurs på 11,06 (USD/NOK) jf. Norges bank 14.11.24. Skalering er gjort basert på formelen $Kostnad_1 * (\frac{Kapasitet_2}{Kapasitet_1})^{Skaleringsfaktor}$ hvor

skaleringsfaktoren utgjør 0,7. Investeringskostnadene er deretter indeksjustert til 2024-kroner ved bruk av PPI. Skaleringformelen er også benyttet for å beregne investeringskostnad ved lavt og høyt energiforbruk

4.7 Tiltak 4: Biogass

I likhet med pellets kan biogass i utgangspunktet erstatte all fossil energi som benyttes til stasjonær fyring. Som følge av utfordringer knyttet til bærekraftig bruk av biobrensler anser vi det som mest relevant at biogass benyttes i de tilfeller hvor elektrifisering ikke er gjennomførbart eller svært kostbart. Relevante industribransjer er i denne sammenheng fiskeforedling, fôrproduksjon, treforedling, deler av næringsmiddelindustrien, vaskeri og renseri, asfaltverk og prosessindustri. Dersom all direkte fyring erstattes med bruk av biogass vil dette erstatte et forbruk på rundt 1,03 millioner tonn fossile brensler.

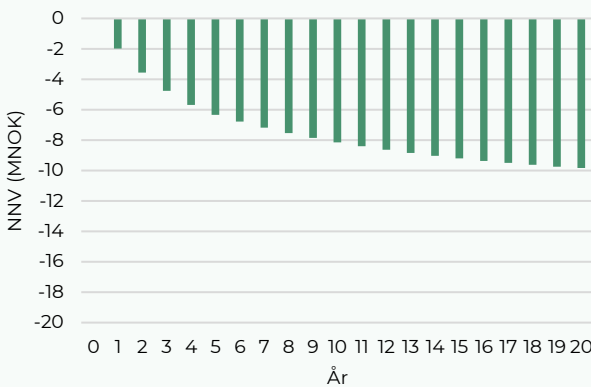
Investeringskostnadene for overgang til bruk av biogass avhenger av hvilken fossil energibærer som virksomheten i dag benytter. Der det i dag benyttes LNG eller naturgass, kan biogass erstatte dagens bruk av fossil energi uten behov for tilpasninger eller andre investeringer. For virksomheter som i dag benytter lett fyringsolje, LPG eller diesel forventer vi at disse heller vil ta i bruk bioolje eller biodiesel.

I basisberegningen har vi lagt til grunn at prisen på biogass er 1,17 kroner per kWh, mens prisen på LNG er 0,56 kroner per kWh. Ettersom kostnaden ved bruk av biogass er betydelig høyere enn LNG vil det ikke være bedriftsøkonomisk lønnsomt å erstatte bruk av LNG med biogass, selv om tiltaket ikke krever noen investeringer, jf. Figur 4-5. Det gjelder uavhengig av forbruk, jf. scenario (i) og (ii) i Tabell 4-8. Dersom karbonprisen reduseres, jf. scenario (iii) vil det øke lønnsomheten ved bruk av LNG framfor

Tabell 4-9: Forutsetninger i basisscenarioet, biogass

Antall år før lønnsomhet	Ikke lønnsomt
Forutsetninger	
Energiforbruk (tonn)	500
Fossil energibærer	LNG
Pris LNG (kr/kWh)	0,56
Pris biogass (kr/kWh)	1,17
Investeringskostnad (MNOK)	0
Avkastningskrav	11 %
Karbonprisbane	Ikke-kvotepliktig

Figur 4-6: Netto nåverdi (MNOK) over perioden i basisscenarioet, biogass



Tabell 4-10: Sensitivitetsberegninger, pellets

	(i) Lavt energiforbruk	(ii) Høyt energiforbruk	(iii) Kvotepliktig utslipp	(iv) Høy bane	(v) Lavere pris på biogass
Antall år før lønnsomhet	Ikke lønnsomt	Ikke lønnsomt	Ikke lønnsomt	15	1
Forutsetninger					
Energiforbruk (tonn)	100	2 000	500	500	500
Fossil energibærer	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG
Pris LNG (kr/kWh)	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Pris biogass (kr/kWh)	1,17	1,17	1,17	1,17	0,51
Investeringskostnad (MNOK)	0	0	0	0	0
Karbonprisbane	Ikke-kvotepliktig utslipp	Ikke-kvotepliktig utslipp	Kvotepliktig utslipp	Høy bane (IPCC 1,5°-bane - median)	Ikke-kvotepliktig utslipp

biogass. En «høy karbonprisbane» vil derimot øke lønnsomhet ved bruk av biogass. Scenarioet gir en tilbakebetalingstid på 15 år, jf. (iv) i Tabell 4-8.

Dersom prisen på biogass reduseres til samme eller under kostnadsnivået for LNG vil tiltaket bli lønnsomt, jf. scenario (v) i Tabell 4-8.

Biogass kan i mange tilfeller også brukes som erstatning for propan, men det krever tilpasninger av utstyr og installasjon på grunn av forskjeller sammensetning, energitetthet og forbrennings-egenskaper. Prisen på propan er ikke vesentlig forskjellig fra prisen på LNG slik at tiltakets lønnsomhet vil være det samme som ved eksempelberegningen som er basert på LNG, hensyntatt eventuelle ekstra tilpasningskostnader.

4.8 Tiltak 5: Hydrogen

Det er teoretisk mulig å benytte hydrogen til de fleste bruksområdene i industrien. Grunnet høye kostnader er imidlertid hydrogen mest relevant for å erstatte fossil fyring der dette ikke kan elektrifiseres. Dette gjelder særlig prosesser som krever høy varme, hvor bruk av el-kjel eller varmepumpe ikke har de nødvendige egenskapene som gjør at slike prosesser kan elektrifiseres. Bruk av grønt hydrogen peker seg derfor ut som ett av få fossilfrie alternativer til slike formål.

Særlig relevante næringer inkluderer prosessindustrien (metallurgisk industri, kjemisk industri og mineralsk industri) samt asfaltverk, krematorium og avfallsbehandling. Disse har alle behov for svært høy varme, og i flere tilfeller også direkte kontakt med en flamme. Dersom vi legger til grunn at hydrogen erstatter direkte fyring i næringene hvor det ikke kan elektrifiseres, vil dette erstatte 94 prosent av det totale fossile forbruket til direkte fyring, ekskludert syntesegass og fyrgass.⁷

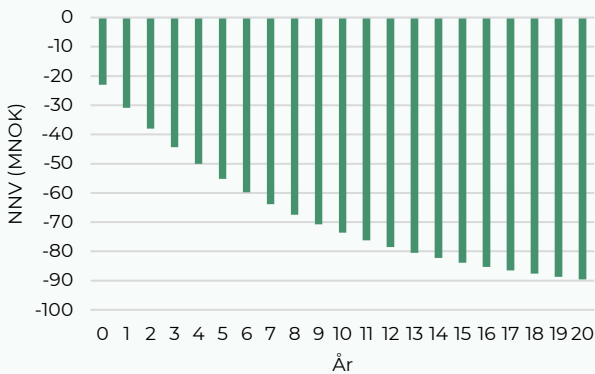
Kostnadene ved å erstatte bruk av fossilt brensel med hydrogen er usikker og avhengig av en rekke faktorer. Å ta i bruk hydrogen som energibærer innebærer at investeringskostnader knyttet til bytte av brenner og andre tiltak rettet mot logistikk og sikkerhet. Blant annet må det etableres sikkerhetssoner, egnede transportløsninger, samt installeres ulike sikkerhetstiltak som blant annet installasjon av sensorer ved eventuell lekkasje. Kostnadene vil videre være avhengige av i hvilken

⁷ Blant næringene hvor minst en aktør har rapport om direkte fyring i 2023, gjelder dette asfaltverk, avfallsbehandling, flyplasser, krematorium, plast- og glassfiberprodukter, prosessindustrien, skipsgjenvinning,

Tabell 4-11: Forutsetninger i bassiscenario - hydrogen

Antall år før lønnsomhet	Ikke lønnsomt
<i>Forutsetninger</i>	
Energiforbruk (tonn)	500
Fossil energibærer	LNG
Pris LNG (kr/kWh)	0,56
Pris hydrogen (kr/kWh)	2,07
Investeringskostnad (MNOK)	23
Avkastningskrav	11 %
Karbonprisbane	Kvotepliktig utslipp

Figur 4-7: Netto nåverdi (MNOK) over perioden i basisscenarioet, hydrogen



grad eksisterende produksjon kan bygges om eller om det må etableres et nytt industrianlegg. Transport av hydrogen er også forbundet med store merkostnader. Det innebærer at kostnaden for hydrogen er høyere enn for LNG eller annen fossil energi.

For investeringskostnader finnes det tentative estimer fra H2GLASS, et EU-prosjekt rettet mot glassindustri og aluminiumsindustri, hvor blant annet SINTEF deltar (SINTEF, 2023). Estimatenes fra

skytte- og øvingsfelt og slakterier. I tillegg er den ene aktøren med direkte fyring i kategorien «Annen aktivitet» inkludert her.

H2GLASS indikerer at kostnaden for industri som tar i bruk hydrogen for smelteovner i størrelsesorden 1 til 10 MW ligger på rundt 2 millioner euro (ca. 23 millioner kroner). Dette tar utgangspunkt i ettermontering av nødvendig ovn og estimatet inkluderer kostnader for brennere og annet utstyr (rør, gasskinner, sikkerhetssystem), instrumenter og infrastruktur for automatisert kontroll i tillegg til design, planlegging og igangkjøring.

Dersom en hydrogenovn skal erstatte en eksisterende naturgassovn er det nødvendig med ytterligere 8 millioner euro for å konstruere ovnen. Dette gir en totalpris på 10 millioner euro (ca. 116,50 millioner kroner⁸).

Flere aktører vi har vært i kontakt med har mindre intensive industriprosesser (f.eks. dampproduksjon) og anser hydrogen som et lite relevant alternativ gitt dagens kostnadsnivå.

I våre beregninger har vi lagt til grunn en hydrogenkostand på 2,07 kroner per kWh. Kostnaden er basert på tall fra Miljødirektoratets kunnskapsgrunnlag for klimatiltak i Norge (2024c).⁹ Vi har i beregningen holdt kostnaden på samme nivå gjennom hele analyseperioden, men Miljødirektoratet (2024) antar at kostnaden reduseres til 1,62 kroner per kWh (54 kr/kg) i 2035.

En lavere pris på hydrogen vil bidra til å øke lønnsomheten ved å ta i bruk hydrogen. Gitt at tiltaket krever store investeringskostnader er det behov for en ytterligere reduksjon i hydrogenprisen for at tiltaket skal bli lønnsomt. Gitt investeringskostander som er referert over kreves en hydrogenpris på 0,37 kroner per kWh for at tiltaket skal være lønnsomhet over en periode på 20 år, gitt øvrige forutsetninger i Tabell 4-2.

⁸ Gitt valutakurs (NOK/EUR) på 11,65 (Norges Bank, 2024).

⁹ Miljødirektoratet legger for 2025 til grunn en kostnad på 69 kr per kg for grønn hydrogen uten avgifter. Med en

masseenergitetthet på 33,3 kWh per kg gir dette en kostnad på 2,07 kr per kWh.

5. Oppsummering av tiltakenes konsekvenser

Konsekvensene ved omlegging fra bruk av fossil energi til stasjonær fyring til fossilfrie eller nullutslippsalternativer varierer på tvers av industrivirksomheter. Kostnaden avhenger i stor grad av bruksområde. Virksomhetens størrelse og investerings- evne påvirker også i hvilken grad virksomheter har mulighet til å gjennomføre tiltak, samt om virksomheten er konkurranseutsatt. Sistnevnte har stor betydning for i hvilken grad virksomheten kan velte økte kostnader over på forbruker.

Grovt sett mener vi industrivirksomheter kan deles inn i tre hovedkategorier. Den første kategorien inkluderer virksomheter som benytter stasjonær fyring til oppvarming av bygg og/eller vann (indirekte fyring). Disse vil kunne erstatte bruk av fossil energi med elektrisitet. Nettkapasitet er den største barrieren for gjennomføring av tiltak. Netteier er pliktig til å legge til rette for at virksomhetene kan øke sitt forbruk. Dersom økt forbruk innebærer at netteier vil måtte gjennomføre tiltak på nettsiden vil elektrifisering av

forbruket innebære kostnader i form av et anleggsbidrag. Nettkostnadene varierer avhengig av virksomhetens forbruk og lokale forhold, og det er derfor utfordrende å fastsette generelle kostnader forbundet med anleggsbidrag. Nettkostnadene kan være betydelige og flere eksempler viser at nettkostnaden kan redusere tiltakets lønnsomhet i vesentlig grad eller gjøre tiltaket ulønnsomt.

Ser man bort fra nettkostnader vil overgang til el-kjel for virksomheter med høyt forbruk kunne være lønnsomt, mens det er noe mer usikkert om tiltaket vil være lønnsomt for virksomheter med lavere energiforbruk. Grad av lønnsomhet avhenger av strømprisen og kostnaden for bruk av fossil energi.

Våre beregninger viser at elektrifisering og bruk av varmepumpe vil kunne være et lønnsomt tiltak for virksomheter både med lavt, middels og høyt energiforbruk. Beregningen tar ikke hensyn til nettkostnader. Varmepumpe innebærer en høyere investeringskostnad enn el-kjel, men fører i gjengjeld til redusert energiforbruk og dermed reduserte driftskostnader.

For virksomheter som i dag benytter fossil energi til tørking kan en overgang til fossilfrie eller utslippsfrie løsninger innebære større kostnader.

Figur 5-1: Oppsummering av konsekvenser av tiltak



Virksomheter med tørkeprosesser som i dag baserer seg på direkte fyring (åpen flamme), vil kunne elektrifisere prosessen gjennom å ta i bruk elektrisk dampkjel eller høytemperatur varmepumpe. Produksjon av damp krever høyere temperaturer og kan dermed innebære et større effektbehov enn ved oppvarming av bygg og vann. Tilgang på tilstrekkelig nettkapasitet (effekt) for omlegging til bruk av elektrisitet kan dermed være mer krevende i dette tilfellet. Virksomheter som benytter fossil energi til dampproduksjon (indirekte fyring) kan også ta i bruk en elektrisk dampkjel eller høytemperatur varmepumpe.

I den tredje kategorien er virksomheter som benytter fossil energi til direkte fyring til andre formål enn tørking, og hvor selve flammen er vesentlig for produksjonsprosessen. Eksempler på slike virksomheter er slakterier som benytter flammen til å brenne bust på griser, produsenter av keramikk og glass som benytter flammen til å herde det ferdige produktet, asfaltverk som brenner steinmaterialet og krematorium. Siden disse prosessene er avhengige av en åpen flamme, kan forbruket ikke erstattes med elektrisitet. Store deler av prosessindustrien er også avhengig av rask oppvarming til svært høye temperaturer. For denne type virksomheter er mulige alternativer begrenset til bruk av biobrensler eller hydrogen, gitt dagens teknologi.

Bruk av biobrensler innebærer normalt merkostnader for virksomhetene som følge av at prisen på biobrensel er høyere enn prisen for fossil energi. Virksomhetene forteller også at de opplever en stor usikkerhet knyttet til om bruk av biobrensel vil anses som bærekraftig i fremtiden. Dette hindrer bedrifter i å ta i bruk biobrensel i større grad da de usikre på om det vil lønne seg på sikt.

Bruk av hydrogen innebærer store merkostnader for virksomhetene både i form av økte investeringskostnader og driftskostnader. Tilgangen på hydrogen er som følge begrenset.

Generelt forventer vi at store virksomheter har bedre tilgang på kapital og større investeringsevne enn mindre virksomheter, og dermed i større grad vil kunne håndtere kostandene ved omlegging fra bruk av fossil energi til alternative energibærere. Kosekvenene for virksomhetene forventer vi også vil være avhengig av konkurransesituasjonen, herunder i hvilken grad virksomhetene opererer i konkurranseutsatt eller skjermet sektor. Virksomheter i skjermet sektor forventer vi i større grad vil kunne øke prisene ut mot sine kunder ved innføring av et eventuelt nasjonalt forbud som fører til økte kostander. Vi forventer at konsekvensene for virksomhetene i skjermet sektor dermed vil være mindre enn for virksomheter i konkurranseutsatt sektor.

6. Tiltakskostnader

6.1 Metode og forutsetninger

For beregning av tiltakskostnad benytter vi metoden beskrevet i vedlegg 2 til *Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2024* (Miljødirektoratet, 2024b). Det innebærer at vi beregner tiltakskostnad basert på netto nåverdi av prissatte virkninger over perioden, over summen av totale CO₂-ekvivalenter redusert over den samme perioden.

Prissatte virkninger utgjør her investeringskostnader og kostnader knyttet til ikke-fossil energibærer fratrasket besparelser i kostnader for fossile energibærere. Reduserte CO₂-utslipp prissettes ikke da verdien av en gitt utslippsreduksjon forutsettes å være lik på tvers av tiltakene. Vi legger i beregningene til grunn en analyseperiode frem til 2035 for samtlige av tiltakene. I henhold til Finansdepartementets

rundskriv R-109/2021, benytter vi en kalkulasjonsrente på 4 prosent. For øvrig legger vi til grunn tilsvarende forutsetninger som i basisscenarioet, presentert i Tabell 4-2. Dette innebærer at i tiltakene erstattes bruk av LNG. Vi benytter en omregningsfaktor på 2,69 fra kg LNG til kg CO₂ jf. Miljødirektoratets tabeller for omregning fra energivare til utslipp (Miljødirektoratet, 2020).

6.2 Tiltakskostnad

Beregnet tiltakskostnad er presentert i Tabell 4-2. I tråd med de bedriftsøkonomiske lønnsomhetsberegningene er tiltakskostnadene lavest for overgang til varmepumpe og pellets, etterfulgt av el-kjel. Bruk av biogass innebærer noe høyere tiltakskostnader. Tiltakskostnadene for hydrogen er særlig høye sammenlignet med de øvrige tiltakene.

Tabell 6-1: Tiltakskostnad

	Tiltak	Energiforbruk	Tiltakskostnad [kr/tonn CO ₂ -ekvivalent]
	El-kjel	Lavt	2 000 – 2 500
		Middels	1 500 – 2 000
		Høyt	1 000 – 1 500
	Varmepumpe	Lavt	0-500
		Middels	0-500
		Høyt	0-500
	Pellets	Lavt	500- 1 000*
		Middels	0-500*
		Høyt	0-500*
	Biogass	Lavt	2 000 - 2 500
		Middels	2 000 - 2 500
		Høyt	2 000 - 2 500
	Hydrogen	Lavt	13 500 – 14 000
		Middels	7 000 – 7 500
		Høyt	6 000 – 6 500

*) Dersom vi legger til grunn en høyere pelletspris på 0,7 kr/KWh vil tiltakskostnaden isteden være 1 500 – 2 000, 1 000 -1 500 og 1 000 – 1 500 for henholdsvis lavt, middels og høyt energiforbruk

7. Referanser

Aftenposten, 2022. *Fra jord er du kommet, til strøm skal du bli*. [Internett]

Available at:

<https://www.aftenposten.no/oslo/i/wOLKLo/fra-jord-er-du-kommet-til-stroem-skal-du-bli>
[Funnet 19 11 2024].

Dalfest, K., 2024. *Statkraft, Celsa postpone Norway hydrogen project to 2027*. [Internett]

Available at:

<https://montelnews.com/news/87d7e3fl-1a5c-48cf-9517-55bfc735af6b/statkraft-celsa-postpone-norway-hydrogen-project-to-2027>
[Funnet 19 11 2024].

DNV, 2018. *Kartlegging av muligheter for reduksjon av ikke-kvotepliktig utslipp gjennom elektrifisering i utvalgte sektorer*. [Internett]

Available at:

<https://www.fornybarnorge.no/publikasjoner/rapport/2018/muligheter-for-reduksjon-av-ikke-kvotepliktig-utslipp/>
[Funnet 20 11 2024].

Enova, 2024. *Normalavkastning i lønnsomhetsberegninger*. [Internett]

Available at: <https://www.enova.no/om-enova/drift/normalavkastning/>

[Funnet 13 11 2024].

Enova, 2024. *Prisforutsetninger for søknader*. [Internett]

Available at: <https://www.enova.no/om-enova/drift/prisforutsetninger-for-soknader/>

[Funnet 13 11 2024].

Felleskjøpet, 2024. [Internett]

Available at:

<https://www.felleskjopet.no/presse/pressemeldinger/klimaministeren-startet-unik-varmepumpe-i-trondheim/>

Finansdepartementet, 2023. *Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser i 2024*. [Internett]

Available at:

<https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/statlig-okonomistyring/karbonprisbaner-for-bruk-i-samfunnsokonomiske-analyser-i-2024/id3020031/>
[Funnet 13 11 2024].

GlitreNett, u.d. *Kostnader og ledetid*. [Internett]

Available at: <https://www.glitrenett.no/bygge-grave-tilknytte/tilknytning/kostnader-og-ledetid>

IEA HPT TCP, 2023. *High-Temperature Heat Pumps. Task 1 - Technologies. Task Report.*, s.l.: Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies (HPT TCP).

Miljødirektoratet, 2020. *Tabeller for omregning fra energivare til utslipp*. [Internett]

Available at:

<https://test.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/for-myndigheter/kutte-utslipp-av-klimagasser/klima-og-energiplanlegging/tabeller-for-omregning-fra-energivarer-til-kwh/>
[Funnet 20 11 2024].

Miljødirektoratet, 2023. *Forbud mot bruk av fossile brensler til energiformål i industrien fra 2030*. [Internett]

Available at:

<https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2023/mai-2023/forbud-mot-bruk-av-fossile-brensler-til-energiformal-i-industrien-fra-2030-konsekvensutredning/>
[Funnet 20 11 2024].

Miljødirektoratet, 2024a. *Biodrivstoff i Norge*. [Internett]

Available at:

<https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/transport/biodrivstoff/>

Miljødirektoratet, 2024b. *Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag*. [Internett]

Available at:

<https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2024/april-2024/klimatiltak-i-norge-kunnskapsgrunnlag-2024/>
[Funnet 13 11 2024].

Miljødirektoratet, 2024c. *Kunnskapsgrunnlag til kontrollpunkt for flytende biodrivstoff*, s.l.: s.n.

Norges Bank, 2024. *Valutakurser*. [Internett]

Available at: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=EUR>

Norsk Energi, 2018. *Kartlegging av utslippskilder og tiltak for reduksjon av ikke kvotepliktige klimagasser i industrien*, s.l.: s.n.

NVE - RME, u.dat. *Nettvirksomhet*. [Internett]

Available at:

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/>

NVE, 2020. *Elektrifisering av landbaserte industrianlegg i Norge*, s.l.: s.n.

NVE, 2023. *Langsiktig kraftmarkedsanalyse*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/langsiktig-kraftmarkedsanalyse/langsiktig-kraftmarkedsanalyse-2023/>
[Funnet 13 11 2024].

NVE, 2023. *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023: Energiomstillingen - en balansegang*, s.l.: s.n.

NVE, 2024. *Anleggsbidrag*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/>

NVE, u.d. *Tilknytning og elektrifisering av Hammerfest LNG*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=8721&type=A>

NVE-RME, 2024. *Dette er tilknytningsplikten*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/dette-er-tilknytningsplikten/>

Oslo Economics, 2022. *Kabel som alternativ til luftledning*, s.l.: s.n.

Prosess21, 2024. *Norsk prosessindustri i 2024*, s.l.: s.n.

Regjeringen, 2023. *Regjeringens klimastatus og -plan*. [Internett]
Available at: https://www.regjeringen.no/contentassets/28965e1d8044ceb94d0f958b8a45869/nn-no/pdfs/regjeringas_klimastatus_og_-plan.pdf
[Funnet 20 11 2024].

SINTEF, 2023. *H2Glass*. [Internett]
Available at: www.sintef.no/en/projects/2023/h2glass/

Skatteetaten, 2024. *Avgift på elektrisk kraft*. [Internett]
Available at: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/elektrisk-kraft/>
[Funnet 18 11 2024].

SSB, 2024a. *Tabell 13932: Klimagasser fra norsk økonomisk aktivitet AR5, etter næring, statistikkvariabel, år og komponent*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/statbank/table/13932/>

SSB, 2024b. *Tabell 13931: Klimagasser AR5, etter kilde (aktivitet), energiprodukt, statistikkvariabel, år*

og komponent. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/statbank/table/13931>

Statnett, 2024. *Tilknytningsplikt og introduksjon for tilknytningsprosessen*. [Internett]
Available at: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nettkapasitet-til-produksjon-og-forbruk/slik-fungerer-tilknytningsprosessen/>

Stavanger Aftenblad, 2024. *Varmer opp kyllinganlegget med avfall: – Mye mindre utslipp*. [Internett]
Available at: https://www.google.com/search?q=den+stolte+hane+biobrensel&rlz=1C1ONGR_noNO1020NO1020&oq=den+stolte+hane+biobrensel&gs_lcrp=EgZjaHJvbWUyBggAEEUYOTIKCAEQABiABBiiBDIKCAIQABiABBiiBDIKCAMQABiABBiiBDIKCAQQABiABBiiBDIKCAUQABiABBiiBNIBCDQIMjNqMGo3qAlAsAlA&source
[Funnet 25 11 2024].

Sultana, A., Kumar, A. & Harfield, D., 2009. Development of agri-pellet production cost and optimum size. *Bioresource Technology*.



oslo**economics**

www.osloeconomics.no

E-post og telefon:
post@osloeconomics.no
+47 21 99 28 00

Besøksadresse:
Klingenberggata 7A
0161 Oslo

Postadresse:
Postboks 1562 Vika
0118 Oslo