

Mulighetsstudie - Bioenergi i Industrien

Utarbeidet for Enova SF



Forord

I denne rapporten presenteres mulighetsstudie på konvertering til mer bruk av bioenergi i norsk industri. Dette inkluderer vurdering av tilgangen på biobrensel og teknologien, men først og fremst en studie av industrien og dens muligheter for å konvertere til biobrensel for å dekke sitt termiske energibehov.

Studien er utført av Multiconsult i samarbeid med Analyse & Strategi samt Erik Trømborg ved UMB.

Med basis i forbruksstatistikk og generell kjennskap til industrien, og gjennom spørreundersøkelse, workshop og telefonintervjuer er industriens tekniske og økonomiske konverterbare potensial samt barrierer mot realiseringen av dette, avdekket.

Oppdragsgiver er Enova v/ Arild Fallan som prosjektleder og Helle Grønli og Marit Sandbakk som prosjekteiere. Til å gjennomføre oppdraget har Enova engasjert Multiconsult AS og Analyse & Strategi AS. Gjennom hele prosjektperioden har Enova gitt svært nyttige innspill til arbeidet.

Rapporten er utarbeidet av Birgitte Ramm og Stig Jarstein med betydelige bidrag fra Øyvind Såtvedt, Erik Trømborg og Are-Magne Kregnes. En ekspertgruppe bestående av Kristian Lien og Multiconsults Tor Ous Neple, Arild Haugene, Olav Dehli og Thor Martin Bjarnøe har bidratt underveis. Arbeidet ble utført i perioden januar- september 2012.

Prosjektgruppen vil benytte anledningen til å takke industribedriftene som har bistått i forbindelse med å besvare spørreundersøkelsen, svare på spørsmål på telefon og ikke minst deltatt på workshop. De har gitt uvurderlige innspill i gjennomføringen.

Oslo, september 2012

Innhold

Forord	I
1 Sammenheng	1
2 Bakgrunn	4
3 Usikkerheter	5
4 Potensial for bioenergi i norsk industri.....	6
4.1 Stasjonær energibruk i industrien.....	7
4.2 Teknisk potensial for bioenergi til varme	9
4.2.1 Teknisk potensial for fastbrensel.....	12
4.2.2 Teknisk potensial for biolje og biogass.....	14
4.3 Økonomisk potensial for bioenergi i norsk industri	16
4.3.1 Industriens alternativpris.....	16
4.3.2 Økonomisk potensial for fastbrensel.....	18
4.3.3 Økonomisk potensial for biolje og biogass	21
4.3.4 Følsomhetsanalyse for økonomisk potensial.....	21
4.4 Tilgang på bioenergi.....	24
4.4.1 Totalt tilgjengelig bioenergi i Norge.....	24
4.4.2 Geografisk og økonomisk tilgang på bioenergi fra skog.....	25
4.5 Tilgang og etterspørsel.....	26
5 Teknologi og markedsstatus	28
5.1 Biobrensler	29
5.2 Energi- og brenselkostnader	31
5.3 Tilgang på ulike biobrenselkilder	33
5.3.1 Produksjon og omsetning av biobrensler i dag.....	33
5.3.2 Potensiell økt tilgang på biobrensel	36
6 Potensial per næringsgruppe	41
6.1 Bergverk.....	43
6.1.1 Energibruk i bergverk	43
6.1.2 Teknisk energieffektivt potensial i bergverk	44
6.1.3 Økonomisk potensial i bergverk.....	45
6.2 Næringsmiddel	47
6.2.1 Energibruk i næringsmiddelindustrien.....	47
6.2.2 Teknisk energieffektivt potensial i næringsmiddelindustrien.....	48

6.2.3	Økonomisk potensial i næringsmiddelindustrien.....	49
6.3	Treforedling	51
6.3.1	Energibruk i treforedlingsindustrien	51
6.3.2	Teknisk energieffektivt potensial i treforedlingsindustrien.....	52
6.3.3	Økonomisk potensial i treforedlingsindustrien.....	54
6.4	Kjemiske produkter og raffinerier	56
6.4.1	Energibruk i kjemisk industri og raffinerier	56
6.4.2	Teknisk energieffektivt potensial i kjemisk industri og raffinerier.....	58
6.4.3	Økonomisk potensial i kjemisk industri og raffinerier.....	60
6.5	Kraftforedlende industri (aluminium, ferrolegering og metall).....	62
6.5.1	Energibruk i kraftforedlende industri.....	62
6.5.2	Teknisk energieffektivt potensial i kraftforedlende industri	64
6.5.3	Økonomisk potensial i kraftforedlende industri	65
6.6	Gummi-, plast- og mineralsk industri.....	68
6.6.1	Energibruk i gummi-, plast og mineralsk industri	68
6.6.2	Teknisk energieffektivt potensial i gummi-, plast og mineralsk industri.....	69
6.6.3	Økonomisk potensial i gummi, plast og mineralsk industri	70
6.7	Øvrig industri	73
6.7.1	Energibruk i øvrig industri	73
6.7.2	Teknisk energieffektivt potensial.....	74
6.7.3	Økonomisk potensial i øvrig industri.....	75
7	Barrierer.....	76
7.1	Alle barrierer	77
7.1.1	Vekting av barrierene.....	77
7.1.2	Barrierer hos de som har/ikke har tatt i bruk eller vurdert bioenergi.....	78
7.2	Økonomiske barrierer	80
7.3	Barrierer på tilgang på bioenergi	82
7.4	Praktiske/tekniske barrierer.....	83
7.5	Barrierer rundt kompetanse og holdninger	84
7.6	Virkemidler mot barrierene.....	85
7.7	Eventuelle feilkilder i vurderingen av barrierer	86
8	Metode.....	87
8.1	Sammendrag metode	88
8.2	Oversikt tidligere utførte studier, rapporter og anslag på potensial.....	89
8.3	Forutsetninger	91
8.3.1	Generelle forutsetninger.....	91

8.3.2	Forutsetninger om termisk energibruk	92
8.3.3	Forutsetninger om driftsmønster i industrien	92
8.3.4	Forutsetninger om energieffektivisering	94
8.3.5	Forutsetninger for tilgang på biobrensel fra skog	95
8.3.6	Forutsetninger for geografisk inndeling	96
8.3.7	Forutsetninger om kostnader	96
8.4	Beregning av potensial.....	98
8.4.1	Stasjonær energibruk i industrien	99
8.4.2	Teknisk energieffektivt potensial for bruk av bioenergi	102
8.4.3	Økonomisk potensial for bruk av bioenergi	105
8.5	Innspill fra industrien.....	107
8.5.1	Spørreundersøkelse	107
8.5.2	Workshop	110
8.5.3	Telefonintervju	110
9	Kilder.....	112
10	Vedlegg.....	115
10.1	Om biobrensler.....	115
10.2	Forbrenningsteknologier	116
10.2.1	Flisanlegg	117
10.2.2	Pelletsbrennere.....	119
10.2.3	Forbrenning av biofyringsolje	119
10.2.4	Forbrenning av biogass	120
10.2.5	Forbrenning av restprodukter.....	121
10.3	Egenskaper for ulike biobrensler.....	122

1 Sammendrag

Bakgrunn og forutsetninger

Studien ser på potensialet for bioenergi som erstatning for annen energibruk i eksisterende industri med kort tidshorison, og med utgangspunkt i dagens teknologi og kostnader. Det er sett på bruk av bioenergi til termisk varme, som erstatning for bruk av olje, gass, kull eller elektrisitet.

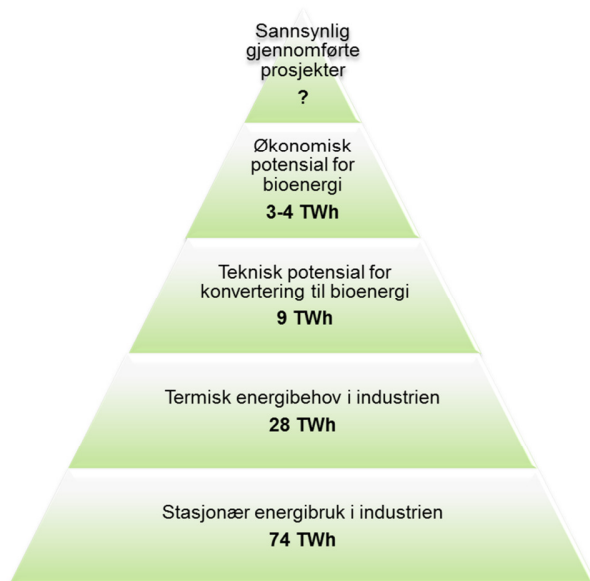
Potensialet for kraftproduksjon fra bioenergi, trekull som erstatning for kull som reduksjonsmiddel eller biodiesel som erstatning for diesel i anleggsmaskiner er ikke inkludert.

Energibruken i industrien er forventet å være relativt lik i årene framover. For beregning av potensialet for bruk av bioenergi i industrien er det tatt utgangspunkt i SSBs industristatistikk for 2010, på bedriftsspesifikt nivå. Det er justert for kjente betydelige endringer i energibruk på bedriftsnivå.

Resultat

Figur 1 under viser forventet total stasjonær energibruk i industrien, andelen av denne som går til varme og videre teknisk og økonomisk potensial for mer bruk av bioenergi.

Figur 1 Teknisk og økonomisk potensial for økt bruk av biomasse til termiske energiformål i industrien.



Totalt teknisk potensial

Det er funnet et totalt teknisk potensial på over 9 TWh for konvertering til bruk av bioenergi til varmeformål i industrien. Av dette kan omtrent 7,5 TWh dekkes av et fastbrensel som for eksempel flis, mens omtrent 1,5 TWh er batchvis eller varierende varmebehov som krever rask regulering og må leveres fra mindre kapitalkrevende og mer energiintensive brensel som eksempelvis biofyringsolje eller biogass.

Økonomisk potensial

Det er funnet et økonomisk potensial på økt bruk av bioenergi i industrien på 3 til 4 TWh ved bruk av fuktig flis på 20-24 øre/kWh. Det er i grunnberegningene antatt en alternativ energipris hos industrien på 50 øre/kWh, en kalkulasjonsrente på 7 prosent og en avskrivningsperiode på 10 år.

Det er størst lønnsomhet for bioenergi som fastbrensel i bedrifter av en viss størrelse der produksjonen går døgnkontinuerlig og jevnt over året, og effektuttaket varierer lite over døgnet. Jo større utnyttelse av installert effekt bioenergi, jo høyere lønnsomhet får vi. Det er lav lønnsomhet i sesongbasert produksjon, da investeringen blir stor i forhold til lav brukstid.

Enkelte industriaktører vil ha en lavere alternativ energipris enn 50 øre/kWh. Følsomheten er stor i dette sjiktet. Ved en alternativpris under 45 øre/kWh reduseres potensialet til 1 TWh, og ved 40 øre/kWh vil ikke noe av det tekniske potensialet for konvertering til bioenergi kunne gjennomføres.

Med økonomisk potensial menes i rapporten bedriftsøkonomisk gjennomførbart potensial uten støttemidler. Samfunnsøkonomiske kostnader i tilknytning til miljøkonsekvenser og utslipp ved bruk av ulike energibærere er ikke vurdert. Deler av det tekniske potensialet, som ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomt per i dag, kan bli gjennomført ved endringer i rammebetingelsene, og da også andre rammebetingelser enn de økonomiske som illustreres i følsomhetsanalysene.

Tilgang på bioenergi

Totalt forbruk av bioenergi i Norge var på 17,1 TWh i 2010. Ved en forutsatt flispris på 22 øre/kWh for fuktig flis er potensialet for økt utvinning av flis fra skogsbruket vurdert til hele 12 TWh. Om lag halvparten av dette potensialet kommer fra hogstavfall som har bestemte krav til forbrenningsteknologien. Tilgangen er best på Østlandet, og mindre i Vest-Norge og Nord-Norge.

Usikkerheten er stor i dette prissjiktet. Ved en lavere brenselpris ned mot 18 øre/kWh vil den økte tilgangen på flis bare være på 3,5 TWh, mens 20 øre/kWh kan gi en utvinning på hele 9 TWh. En økning i pris til 26 øre/kWh kan øke tilgangen på flis til 15 TWh, forutsatt at øvrige tømmersortimenter har tilstrekkelig avsetning.

Industrien vil være i konkurranse mot fjernvarme og nærvarmeanlegg samt oppvarming av bygg, for kjøp av bioenergi.

Næringsgrupper

Industrien er fordelt i syv ulike næringsgrupper.

- Bergverk
- Næringsmiddelindustrien
- Treforedling
- Kjemisk industri og raffinerier (inkludert farmasøytisk industri)
- Kraftforedlende industri (aluminium, metallindustri, ferrolegering)
- Gummi, plast og mineralsk industri
- Øvrig industri

Innenfor bergverk er det lavt energibruk og teknisk potensial.

Næringsmiddelindustrien har et høyt teknisk potensial på konvertering til bioenergi på godt over 2 TWh. Lønnsomheten er lav i denne sektoren, på grunn av små bedrifter med lavt konsentrert energibruk.

Treforedlingsindustrien benytter allerede en stor andel bioenergi, men potensialet for å øke dette er betydelig på rett i underkant av 2 TWh, hvorav 0,5 TWh må leveres fra biogass eller biolje. Den lønnsomme andelen er høy på godt over 1 TWh ved en alternativ energipris på 50 øre/kWh, men lønnsomheten er marginal og det økonomiske potensialet er svært følsomt for en lavere alternativpris.

Kjemisk industri og raffineriene har også et høyt teknisk potensial på i underkant av 2 TWh. Store bedrifter med jevnt og døgnkontinuerlig varmebehov gir også her høy lønnsomhet, og et økonomisk potensial på omtrent 1TWh. Lønnsomheten er mindre følsom enn i treforedlingsindustrien.

På tross av høyt energibruk i kraftforedlende industri er potensialet for bruk av bioenergi i denne næringsgruppen lavt. Det er høy bruk av el-spesifikk energi til elektrolyseprosesser, og bruk av direkte gassflammer til støping og smelting av metall, som vanskelig kan erstattes av bioenergi med dagens teknologi.

Innenfor gummi, plast og mineralsk industri er det tekniske potensialet på over 2 TWh, som er høyt i forhold til den totale energibruken. Økt bruk av bioenergi i sementindustrien, og en konvertering fra olje i produksjon av kalk og steinull er særlig aktuelt her. Lønnsomt potensial er i underkant av 0,5 TWh.

Innen øvrig industri går store deler av den termiske energibruken til oppvarming av bygg. Noe av dette kan teknisk sett konverteres, men lønnsomheten er lav.

Geografisk inndeling

Følgende geografiske inndeling er brukt:

1. Østlandet (Oslo, Akershus, Østfold, Vestfold, Hedmark, Oppland, Buskerud, Telemark)
2. Agder-Rogaland (Aust-Agder, Vest-Agder, Rogaland)
3. Vest-Norge (Hordaland, Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal)
4. Trøndelag (Sør-Trøndelag, Nord-Trøndelag)
5. Nord-Norge (Nordland, Troms, Finnmark)

En stor del av det tekniske potensialet befinner seg på Østlandet, her treforedlingsindustrien og kjemisk industri i hovedsak er lokalisert. Vi ser at det økonomiske potensialet i stor grad også er konsentrert om dette området.

For øvrige næringsgrupper er det tekniske potensialet spredt over de ulike landsdelene, men lønnsomheten viser seg å være noe lavere i Vest-Norge og Agder-Rogaland.

Barrierer

De viktigste barrierene industrien opplever er økonomiske og knyttet til bioenergiprojektets lønnsomhet sammenlignet med andre energibærere og tilgang på kapital. En annen viktig barriere er manglende tilgang til biobrensel og pålitelige leveranser. Markedet for bioenergi er fortsatt umodent i Norge, og industrien opplever det som risikofylt å investere i bruk av en energibærer som er forbundet med store usikkerheter til pris og leveranse. I tillegg kommer en rekke barrierer rundt tekniske og praktiske forhold som mangel på areal samt holdninger og kompetanse.

Det er i denne studien ikke tallfestet hvor stor andel av det økonomiske potensialet som er sannsynlig at gjennomføres med dagens rammebetingelser, og hvor mye som er hindret av de ulike barrierene.

2 Bakgrunn

Det er i mange sammenhenger uttrykt at det eksisterer et betydelig potensial for bruk av bioenergi i industrien samtidig som reell utnyttelse synes beskjeden. Det ble i 2010 utført en Pelletsstudie for Midt-Norge på oppdrag fra Enova som viste til interessante potensialer for omlegging i industrien, samt at industrien kan bidra for å få etablert et fungerende marked for biobrensel.

Xrgia gjorde en potensialstudie for fornybar varme for Enova i 2011 der det ble gjort en analyse på overordnet nivå for potensialet i industrien. Studien antok at det tekniske potensialet for fornybar varme i industrien var lik forbruket av lettolje i de 250 bedriftene med størst energibruk, tilsvarende 500 GWh i 2009. Av dette ble markedspotensialet anslått til 300 GWh.

I forbindelse med Klimakur 2020 kartla Klif 17 tiltak som innebar omlegging til biobrensler i ulike deler av industrien. Tiltakene omfattet totalt et potensial på redusert fossil energi i industrien i Norge på 8,3 TWh, ved konvertering til bioenergi eller fjernvarme. Av de 8,3 TWh var 2 TWh knyttet til økt andel av bruk av trekull som reduksjonsmiddel som erstatning for koks i ferrolegeringsindustrien. Øvrige TWh var hovedsakelig bruk av bioenergi i stedet for olje, gass eller el til varmeprosesser. Klimakur vurderte i liten grad muligheten for konvertering fra elektrisk forbruk til biobrensel, da elektrisitet ble vurdert med en CO₂-utslippsfaktor lik null, og formålet med studien var å finne tiltak for å redusere klimagassutslipp.

Denne studien går grundigere inn i energibruken i industrien, og hver enkelt industrikategori, og ser på det tekniske potensialet for konvertering til bruk av bioenergi i industrien, dersom en først har gjennomført energieffektivisering. Potensialet er delt inn i et teknisk potensial for fastbrensel, som flis, avfall eller pellets, og et teknisk potensial som krever brensel med høyere energitetthet og raskere responstid. Bioolje eller biogass er hovedsakelig vurdert. Videre er det gjort en beregning av kostnader og ut fra dette funnet et økonomisk potensial for konvertering til biobrensel uten bruk av økonomisk støtte. Til slutt er det kartlagt barrierer for konvertering til biobrensel i de ulike industrisektorene.

3 Usikkerheter

Følgende momenter vurderes som de mest usikre i analysen:

Endringer i industriens energibruk framover

Det tekniske og økonomiske potensialet er beregnet med utgangspunkt i kjent etablert industri og energibruken i 2010. Det er ikke forventet betydelige endringer i energibruken i industrien fram mot 2015, men dette er usikkert. Det er i denne studien ikke gjort vurderinger av den framtidige konkurransesituasjonen til industrien, eventuelle nedleggelses eller nyetablering. Kjente nedleggelses i treforedlingsindustrien er tatt hensyn til.

Andelen elektrisitet til termisk varme

Det er forutsatt at en viss prosentmessig andel av elektrisiteten går til varme i de ulike næringsgruppene, ut fra svar fra telefonintervju og spørreundersøkelse til industriaktører. En spredning i svarene har vist både usikkerhet hos bedriftene selv, ang. strømforbruket til varme, samt forskjeller mellom bedriftene i samme næringsgruppe. I tillegg varierer elforbruket noe fra år til år avhengig av elpriser.

Ulikheter i energibruken i samme næringsgruppe

Forutsetninger om bruk av el til varme, driftsmønster, spisslastandel og temperaturkrav er foretatt på bransjenivå og er gjort basert på svar fra et begrenset antall bedrifter og enkeltpersoner i en spørreundersøkelse og telefonintervjuer, samt med bidrag fra intern ekspertgruppe. Det er gjort skjønnsmessige vurderinger av svarene, avhengig av energibruk og totalt potensial i de ulike bedriftene. Det er også store interne forskjeller mellom bedrifter i ulike næringsgrupper og undergrupper.

Fordeling i kostnads-case

Kostnadene for bruk av bioenergi avhenger av energibehov og driftsmønster for energibruken. Det er satt opp fem ulike case for lavt til høyt energibruk og sju ulike case for driftsmønster. Videre er det delt mellom dampforbruk og varmebehov, noe som gir totalt 70 case med ulike forutsatte investeringskostnader.

Det tekniske potensialet i bedriftene er sortert på de ulike kostnads-casene etter reell størrelse, men forutsetninger om driftsmønster og dampforbruk er foretatt på bransjenivå for den enkelte næringsgruppe. De ulike casene er stiliserte, og i virkeligheten vil nødvendig effektinstallasjon og kostnader måtte vurderes for hver enkelt bedrift. Forutsetningene gir et omtrentlig totalt kostnadsnivå per bransje, men er ikke representativt ned på bedriftsnivå.

Brenselspris og alternativ energikostnad

Brenselspris varierer avhengig av type brensel, geografisk plassering og tilgang på eventuelle restprodukter. Alternativ energikostnad er forskjellig i ulike bedrifter. Det er tatt utgangspunkt i bruk av fuktig flis og/eller bioolje, og en alternativ energikostnad på 50 øre/kWh. Gjennomført følsomhetsanalyse viser at det økonomiske potensialet er svært følsomt for endringer i disse to parameterne.

Følgende usikkerheter ansees som mindre betydningsfulle:

- Omfanget av bruk av gass uten alternativ utnyttelse fra nabobedrifter, som ikke vil aktuelt å konvertere til bioenergi, er ikke kjent og ikke hensynstatt i det funne potensialet.

4 Potensial for bioenergi i norsk industri

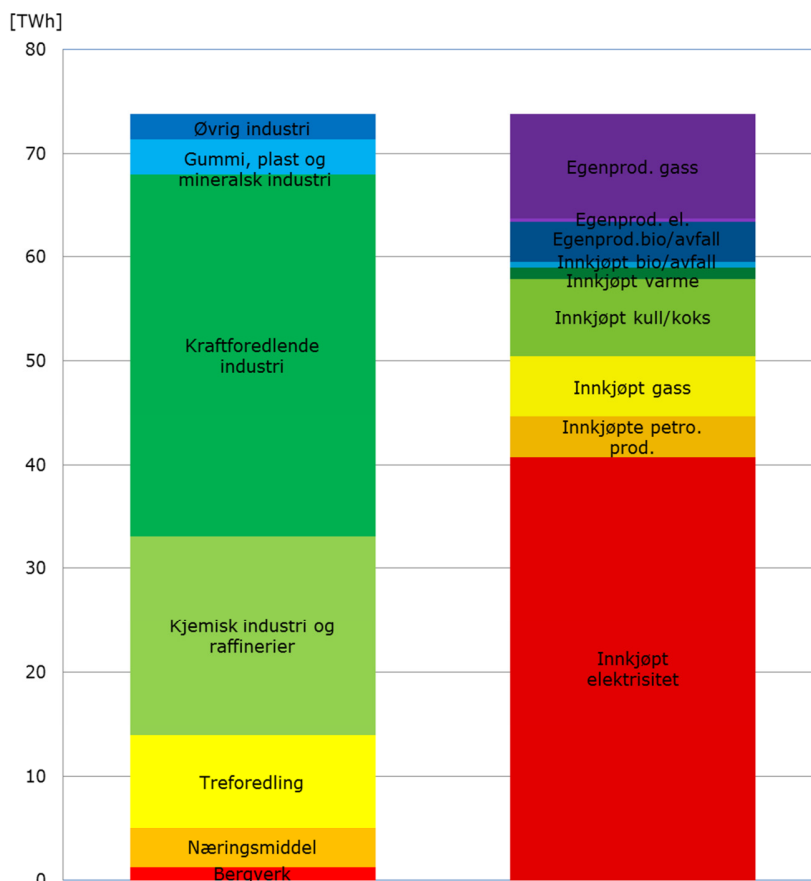


4.1 Stasjonær energibruk i industrien

Industrien er en betydelig forbruker av energi i Norge. I 2010 hadde industrien et totalt stasjonært energiforbruk på 80 TWh. Dette tilsvarer omtrent 35 prosent av vårt totale innenlands energiforbruk. Foreløpige tall for 2011 viser at samlet stasjonært energibruk holdt seg noenlunde stabilt på rundt 80 TWh (SSB Industriens energibruk, Foreløpige tall 2011). Det er ikke ventet store endringer i energibruken de nærmeste årene. Studien har tatt utgangspunkt i «as-is», eller energibrukssituasjonen som den er. Det er ikke gjort vurderinger av industriens konkurransesituasjon eller mulige endringer i produksjon.

Denne studien har tatt utgangspunkt i bedriftsspesifikke energibrukstall fra 2010. Enkelte justeringer er gjort på bedrifts nivå, blant annet for kjente nedleggelse i treforedlingsindustrien. Figur 2 viser totalt stasjonær energibruk i industrien brukt som utgangspunkt for studien, fordelt på næringsgruppe. Statistikk gir etter justeringene en totalt stasjonær energibruk på 74 TWh. Energibruken i hver enkelt næringsgruppe er beskrevet nærmere i Kapittel 6.

Figur 2 Total stasjonær energibruk i industrien kjent i dag og brukt som utgangspunkt for studien



Kilde: (SSB, NVE, & Enova, Bedriftspesifikk energistatistikk, 2010)

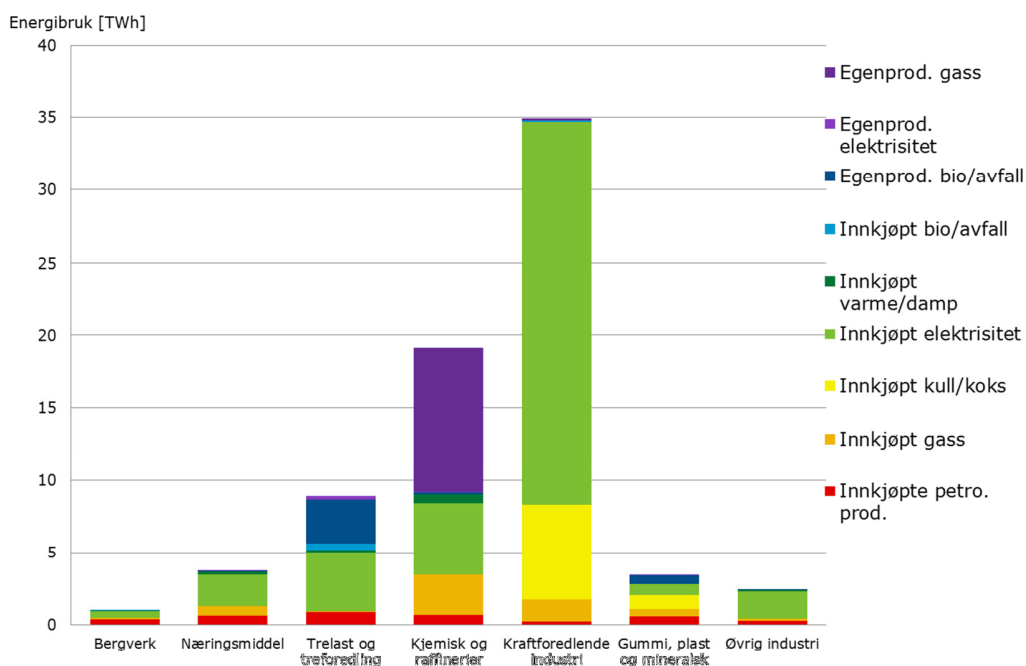
En stor del av energibruken i industrien går formål som krever bruk av elektrisitet, som belysning, maskiner, teknisk utstyr og drift av varmepumper. Særlig er elforbruket høyt i den kraftforedlende industrien. Av de totale 74 TWh går i underkant av 28 TWh til termisk energi, det vil si energi som går til varmeformål i produksjonsprosesser, dampproduksjon og oppvarming av bygg. Det er den termiske energien som i hovedsak er aktuell for bruk av bioenergi.

Det benyttes allerede noe bioenergi til varmeformål i industrien i dag. Bruken var på 4,3 TWh i 2010. Mesteparten av bruken av bioenergi i industrien er i dag knyttet til trelast- og treforedlingsindustrien. Bioenergibruken er derfor høyest i fylkene Østfold, Hedmark, Buskerud og Nord-Trøndelag.

Det er også et betydelig bruk av energigjenvinning innen norsk industri. Hele 4,7 TWh gjenvinnes og brukes tilbake inn i produksjonen i form av egenprodusert varme eller damp. Dette er kategorisert som energieffektivisering og er derfor ikke inkludert i den totale stasjonære energibruken.

Figur 3 viser total stasjonær energibruk fordelt på de syv ulike industrigruppene i 2010.

Figur 3 Stasjonær energibruk brukt i analysen og fordeling på energivarer i de syv ulike industrigruppene



Kilde: (SSB, NVE, & Enova, Bedriftspesifikk energistatistikk, 2010)

Av dagens energibruk er det hovedsakelig bruken av olje, gass og eventuelt kull og koks som er aktuelt for å konvertere til bioenergi. I tillegg brukes en liten andel av elektrisitetsforbruket direkte til varmeformål, og dette kan også konverteres til bioenergi.

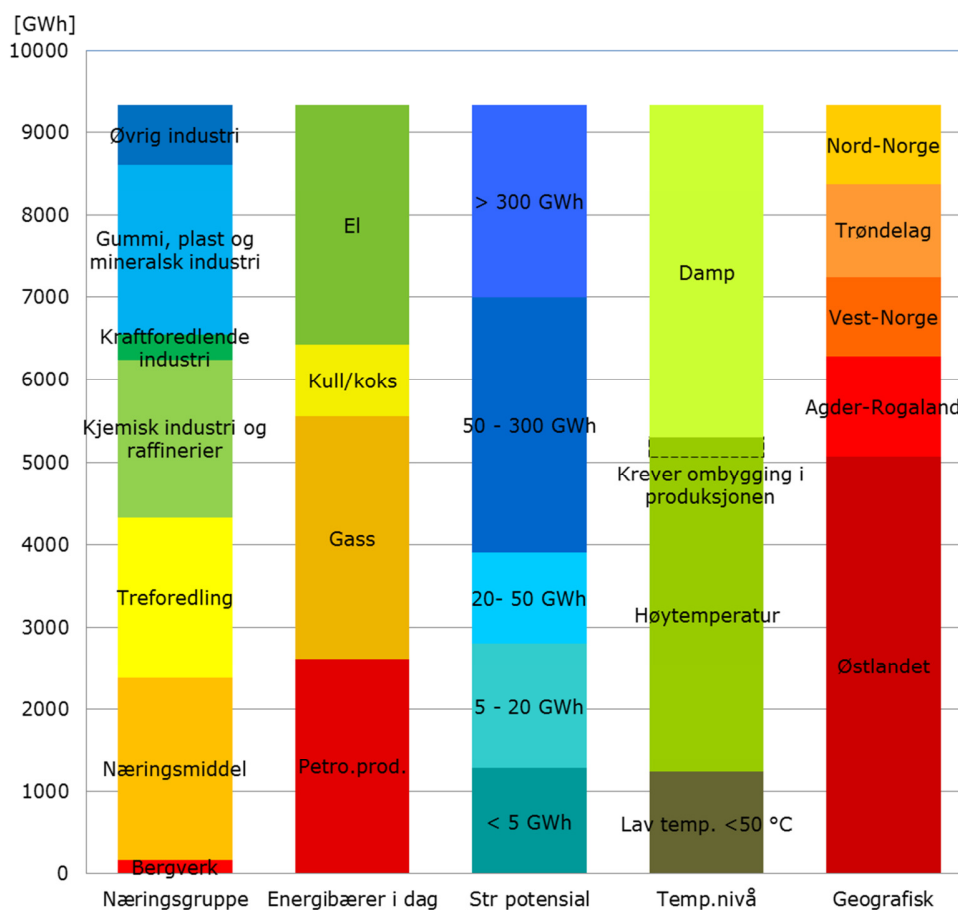
4.2 Teknisk potensial for bioenergi til varme

Det er i denne studien funnet et totalt teknisk energieffektivt potensial for konvertering til bruk av bioenergi på 9,3 TWh. Dette tekniske potensialet inkluderer all varme som er teknisk mulig å konvertere til bioenergi, etter at sannsynlig energieffektivisering er gjennomført. Potensialet er beregnet ut fra energibruk-statistikk, en spørreundersøkelse til industrien, samt telefonintervjuer med enkelte aktører.

Det tekniske potensialet er beregnet som all bruk av olje, gass, kull/koks og en andel av elektrisiteten, minus kull og koks som brukes som reduksjonsmiddel, avgiftsfri diesel som hovedsakelig brukes inn i anleggsmaskiner, egenprodusert gass som i liten grad har en alternativ utnyttelse, og direktefyrt gass i aluminiumsproduksjon og ferrolegeringer. Videre er det trukket fra et antatt lønnsomt energieffektiviseringspotensial. Gassforbruk ved Statoils metanolanlegg på Tjeldbergodden er heller ikke inkludert i det tekniske potensialet.

Figur 4 under viser det tekniske energieffektive potensialet for bruk av bioenergi i industrien.

Figur 4 Teknisk potensial for bruk av bioenergi til varme i industrien



Det totale tekniske potensialet er vist og sortert etter følgende faktorer:

Næringsgruppe: En stor del av det tekniske potensialet ligger i gruppen for kjemisk industri og raffinerier, kraftforedlende industri og gummi, plast og mineralsk industri. Innen treforedling og næringsmiddelindustrien benyttes det allerede noe bioenergi, men det er et potensial for å utvide bruken.

Energibærer i dag: Det er hovedsakelig gass og petroleumsprodukter som gir de største volumene for å konvertere til bruk av bioenergi.

Varmebehov: Det faktiske varmebehovet i en bedrift er viktig for hvordan en skal dimensjonere et eventuelt nytt lokalt bioenergianlegg. Selv om et stort antall bedrifter har relativt lavt energibehov, ligger over halvparten av potensialet hos bedrifter som har større energibehov enn 50 GWh i året. Store anlegg er positivt for å skape bedre lønnsomhet i anlegget.

Etterspurt temperaturnivå: En stor del av varmebehovet er i form av damp, videre er behovet for høytemperatur varme over 50 °C det viktigste potensialet. I kjemisk og kraftforedlende industri kan nødvendig temperaturnivå være svært høyt, opp mot 1 000 °C. Kun en liten andel av det nødvendige varmebehovet er lavtemperatur på under 50 °C.

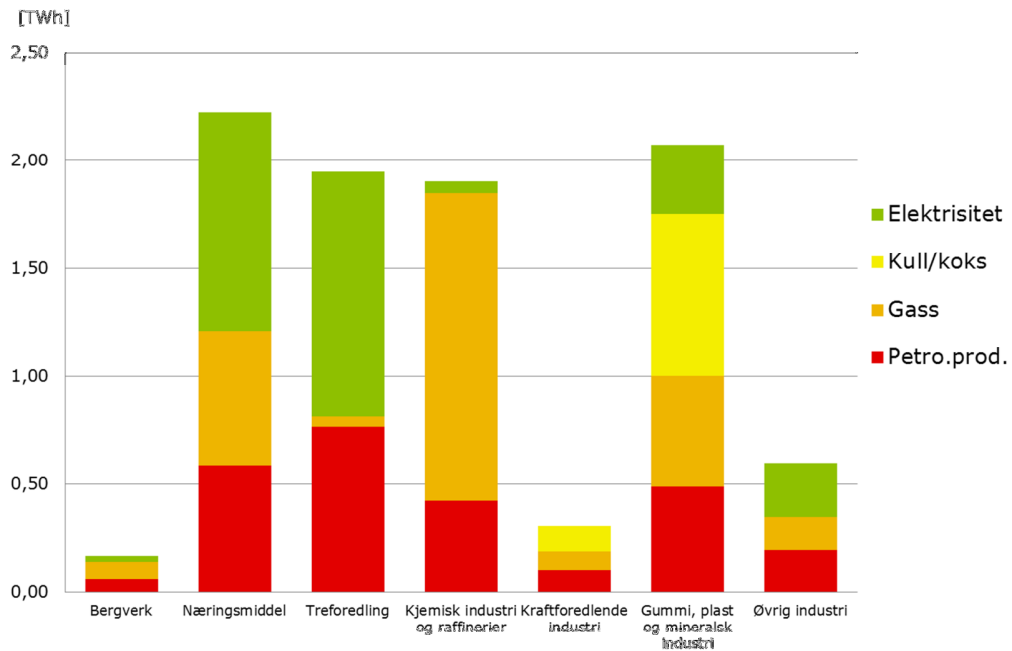
Krav til ombygging i produksjonen: Leveranse av lavtemperatur vannbåren varme eller damp til industriprosessen kan skje fra et eksternt varmeanlegg, som ligger utenfor selve prosessanlegget og industriområdet. Investeringene kan da gjøres i det nye bioenergianlegget uten at dette påvirker prosessen. Ved spesielle tekniske prosessforhold vil det i noen tilfeller være nødvendig at det gjøres direkte prosess tekniske endringer i produksjonsteknologien og produksjonsutstyret. Eksempler er direkte gasstørkere i fiskeforedlingsindustrien og bruk av olje direkte i kalkovnene i kalkproduksjon.

Geografisk plassering: En stor del av potensialet ligger på Østlandet. Følgende geografiske inndeling er brukt, etter SSBs standard landsinndeling:

1. Østlandet (Oslo, Akershus, Østfold, Vestfold, Hedmark, Oppland, Buskerud, Telemark)
2. Agder-Rogaland (Aust-Agder, Vest-Agder, Rogaland)
3. Vest-Norge (Hordaland, Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal)
4. Trøndelag (Sør-Trøndelag, Nord-Trøndelag)
5. Nord-Norge (Nordland, Troms, Finnmark)

Det er sett bort fra energibruken på Spitsbergen og Jan Mayen i vurderingen av det tekniske potensialet, da det ikke vurderes som aktuelt å frakte bioenergi til disse stedene.

Figur 5 Teknisk potensial for konvertering til bruk av bioenergi og fordeling på energivarer



Figur 5 over viser hvilken energivare som potensielt kan erstattes av bioenergi, for hver av de ulike næringsgruppene. En stor del av det tekniske potensialet ligger i å konvertere bruken av gass i kjemisk industri. Innen treforedling, næringsmiddelindustrien, samt øvrig industri kan også elektrisitet som brukes til oppvarming og varmeprosesser konverteres til bioenergi. Innenfor gummi, plast og mineralisk industri finnes det fortsatt et visst potensial for å konvertere bruk av kull og koks, blant annet i sementproduksjonen.

4.2.1 Teknisk potensial for fastbrensel

Fastbrensel er for eksempel flis, avfall, restprodukter eller pellets.

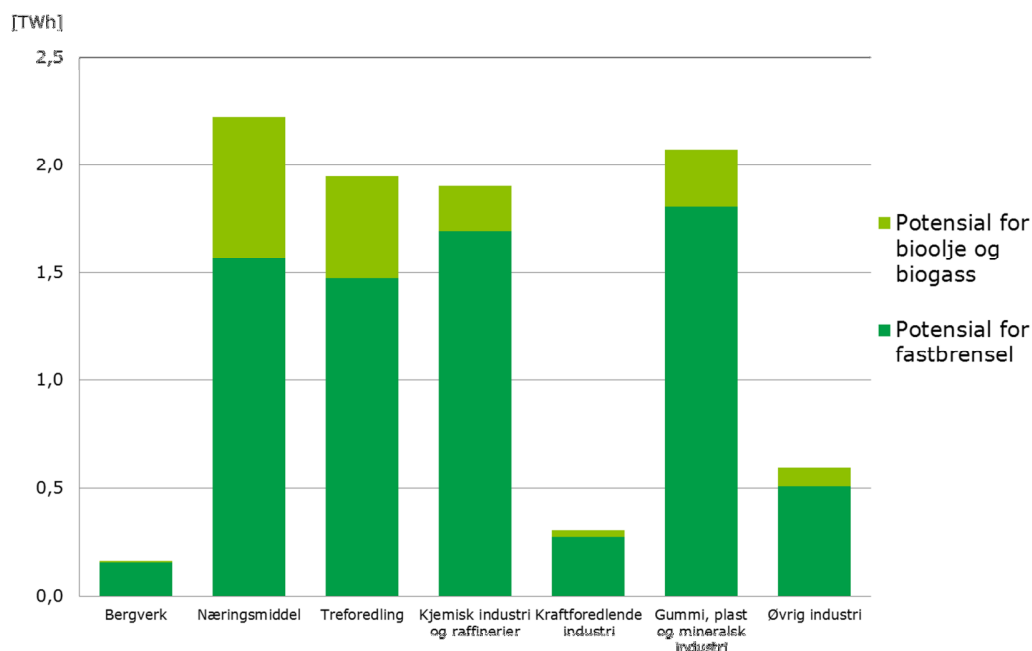
Ved bruk av bioenergi til energiformål skilles det ofte mellom grunnlast og spisslast, hvor grunnlasten er den stabile varmeleveransen som er relativt stabil over døgnet eller driftstiden. Den kan variere noe over året, avhengig av om produksjonen er sesongbasert, eller avhengig av utetemperatur. Spisslasten derimot dekker effekttoppene, er i drift i kortere perioder og krever ofte raskere regulering opp og ned.

Det er to hoveddeler av varmebehovet.

- Den stabile grunnlasten
- Spisslast som er batchvis, men forutsigbar, og som kan akkumuleres

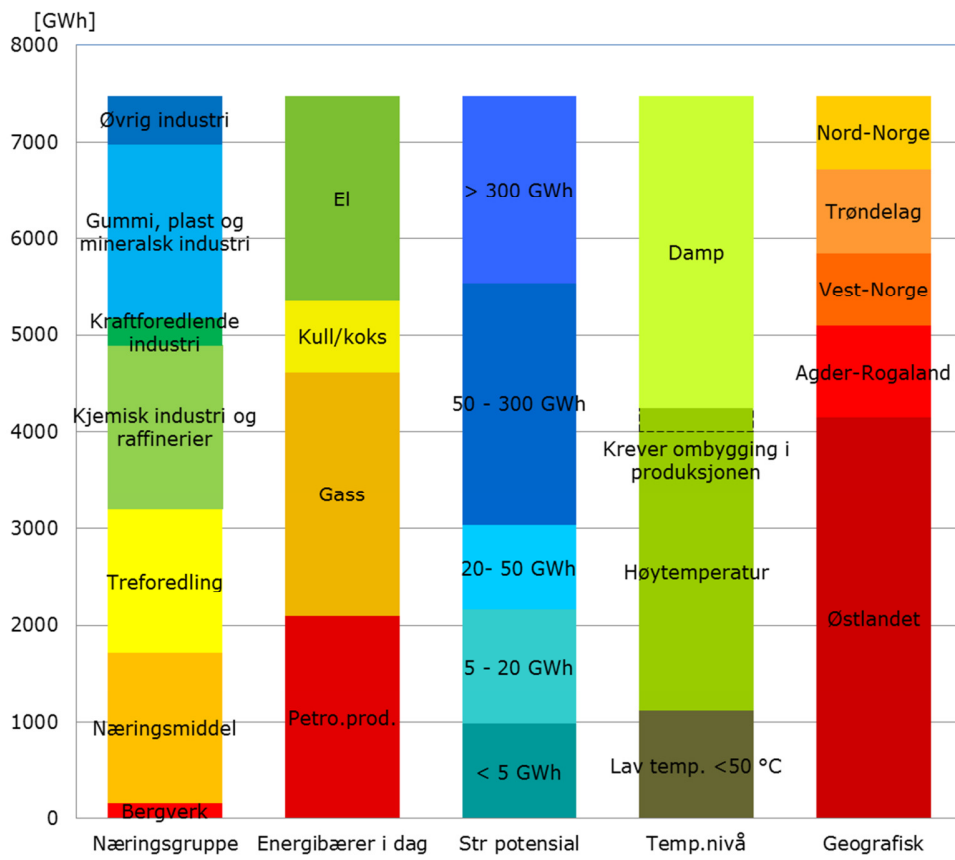
Figur 6 under viser hvor stor andel av potensialet som kan leveres fra fastbrensel i hver næringsgruppe, og hvor stor del som krever bruk av bioenergityper med lavere investeringskostnader, høyere energitetthet og bedre mulighet for regulering, som bioolje og/eller biogass. Forbrenning av trepulver kan med sine egenskaper dekke både spiss- og grunnlast.

Figur 6 Teknisk potensial fordelt på fastbrensel og bioolje og biogass i de syv ulike industrigruppene



Omtrent 7,6 TWh av potensialet kan leveres fra fastbrensel. Figur 7 på neste side viser det tekniske potensialet for bruk av fastbrensel, fordelt over næringsgruppe, energibærer, størrelse temperaturnivå og geografisk plassering.

Figur 7 Teknisk potensial for bruk av fastbrensel



4.2.2 Teknisk potensial for bioolje og biogass

Følgende tekniske hindringer gjør at ikke alt varmebehovet kan eller bør leveres fra fastbrensel:

- Rutinemessig driftsstans av biokjel for feiing og vedlikehold
- Batch-vis forbruk av høytemperatur varme som ikke kan akkumuleres
- Krav om rask regulering
- Oppstart etter nedetid i store ovner/prosesser
- Justering av brennverdi ved ikke-homogent fastbrensel
- Oppvarming spesielt kald utetemperatur

Driftsstans: Det planlegges vanligvis en ukes driftsstans på biokjel for feiing og vedlikehold. For anlegg som kjører døgkontinuerlig og hele året, som for eksempel i kraftforedlende, og kjemisk og gummi, plast og mineralsk kan det være nødvendig med reservelast i denne perioden. En fastbrenselkjel vil være en for stor investering til at det er fornuftig å dekke denne reservelasten. I de fleste industriprosesser kan driftsstansen av bioenergikjelen koordineres med den årlige driftsstansen av hele produksjonen.

Batch-behov: Varmebehovet er ikke kontinuerlig i alle industriprosesser. Behovet kan komme batch-vis i kun noen få timer eller minutter og kreve raske reguleringer opp og ned. Eksempler på dette er koking og destillering i matvareproduksjon eller ved oppvarming/smelting av flytende aluminium i et støperi. For temperaturnivåer opp mot 120 °C kan dette løses ved hjelp av akkumulering av varmtvann. For høyere temperaturer kan det være vanskeligere å regulere og levere batch-vis varme ved bruk av fastbrensel.

Krav om rask regulering: For noen prosesser kreves det rask regulering opp og ned på varmebehovet, noe som kan være vanskelig å få til med en fastbrenselkjel.

Oppstart etter nedetid: For oppstart av store prosesser, ovner eller smelteverk kan det kreves høy brennverdi på brenselet, og det kreves bruk av olje eller gass i en oppstartsfase. Noe av petroleumforbruket i industrien, for eksempel i sementproduksjon, går hovedsakelig til dette.

Justering av brennverdi ved ikke-homogent fastbrensel: Bruk av avfallsbrensel og fuktig biobrensel kan gi en ujevn forbrenning, avhengig av energiinnholdet i brenselet. For å oppnå en jevn varmeproduksjon og fullstendig utbrenning av hydrokarbonene kan brennverdien justeres med å tilsette brensel med en jevnere og høyere brennverdi.

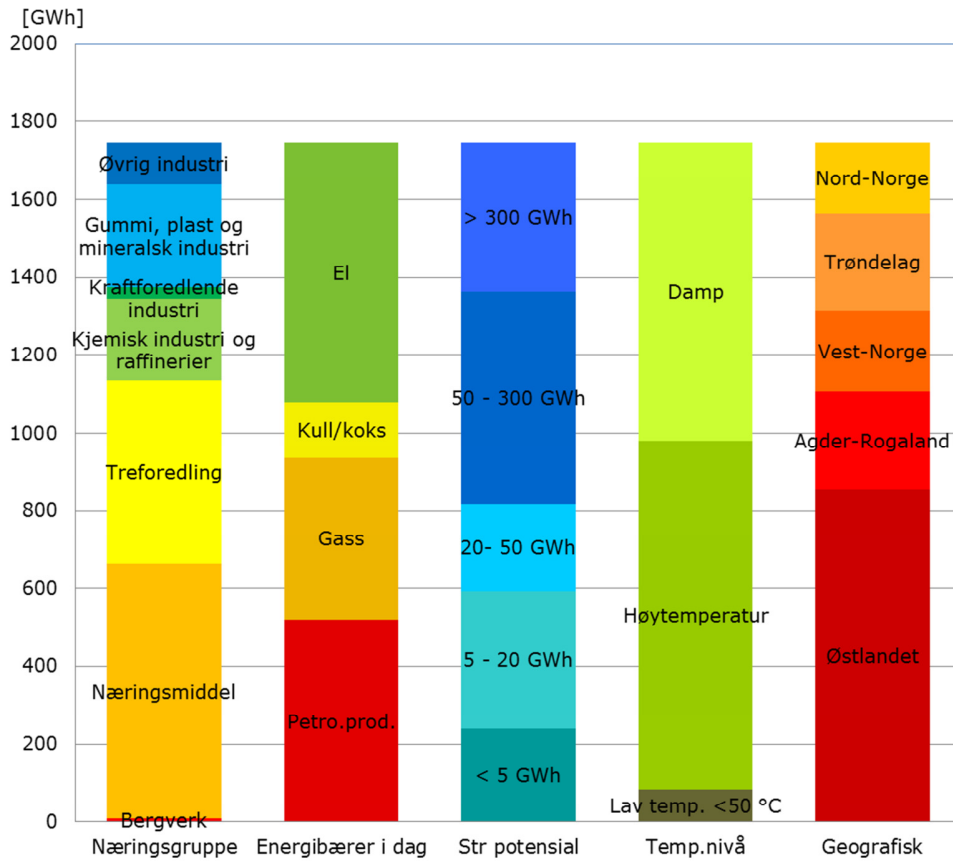
Kald utetemperatur: Ved oppvarming av bygg kreves spesielt høye effektbehov enkelte kalde dager i året. Et fastbrenselanlegg har for høye investeringskostnader til at det vil lønne seg og dimensjonere til å dekke full last disse dagene. Normalt dimensjoneres varmeanlegg til å dekke 85-90 prosent av energien fra grunnlast og 10-15 prosent fra spisslast.

1,7 TWh av det totale tekniske potensialet er vanskelig å dekke med bruk av fastbrensel. Dette kan dekkes av et biobrensel med høyere regulerbarhet eller energiintensitet, som bioolje og biogass. Et mulig alternativ som gir god reguleringssevne, er bruk av en pulverbrenner som brenner for eksempel pulverisert pellets.

Bioolje- og biogass har en høyere brenselspris enn fastbrenslene flis, restprodukter og pellets. Til gjengjeld krever de lavere drifts og investeringskostnader. I mange tilfeller kan eksisterende gass- og/eller oljekjeler tilpasses til bruk av bioolje og/eller –gass, avhengig av kvaliteten på biooljen og biogassen. Bioolje og biogass har egenskaper som gjør at de lettere kan reguleres opp og ned for å dekke batch-behov.

Figur 8 under viser det tekniske potensialet for bruk av bioolje, biogass og/eller trepulver, fordelt over næringsgruppe, energibærere, størrelse temperaturnivå og geografisk plassering.

Figur 8 Teknisk potensial for bruk av bioolje, biogass og/eller trepulver



4.3 Økonomisk potensial for bioenergi i norsk industri

Økonomien ved bruk av fastbrensel og ved bruk av biogass eller biofyriingsolje er forskjellig.

Bruk av fastbrensel krever en betydelig investering i en ny kjel, gjerne med eget brennkammer og renseanlegg. Investeringskostnadene er høye i elektromekanisk utstyr, men også stort arealbehov for utstyr og brensel gir høye investeringskostnader. Til gjengjeld er brenselkostnadene lavere. Restprodukter og avfallsprodukter fra industrien kan til og med ha en negativ pris.

Bruk av biogass og biofyriingsolje kan i større grad erstatte bruk av fossil gass og petroleumsprodukter direkte, avhengig av kjelen og kvaliteten på biogassen eller biofyriingsoljen. Eventuelt ny kjelutrustning og lagerkapasitet har lav investeringskostnad sammenlignet med fastbrensel. Til gjengjeld koster energivaren mer å produsere og har høyere alternativ verdi, noe som gir en høyere brenselpris.

4.3.1 Industriens alternativpris

Bioenergi vil kunne erstatte olje, gass, elektrisitet og noe kull/koks. Med alternativpris mener vi her alternativprisen industrien må betale ved bruk av dagens energibærer dersom han ikke konverteres til bioenergi. Industriens alternative varmepris kan variere fra bedrift til bedrift og påvirkes bl.a. av energibehovets størrelse, behovsprofil, lokale forhold knyttet til tilgang, lager og distribusjon, om bedriften er kvotepliktig og av markedet for de ulike energibærerne.

Det er her forutsatt at eksisterende olje-/gass- og elektrokjeler beholdes i systemet som spiss- og/eller reservekjeler og at en etter introduksjon av biobrensel opplever liten reduksjon i drift- og vedlikeholdskostnader knyttet til disse eksisterende kjelene. Når kjelene beholdes og ingen restverdi blir realisert, beholdes kapitalkostnadene. Det som gjenstår å sammenligne med komplett nytt bioenergianlegg, der alle energi-, drift-, vedlikeholds- og kapitalkostnader inngår, er energikostnaden med eksisterende løsning.

Mange bedrifter benytter flere energibærere og velger å kjøre den til en hver tid billigste kjelen å drifte. Konkurransespeilet er i hovedsak mot elektrisitet levert på ulike effektnivå, fossil olje og gass i ulike kvaliteter.

For å si noe om lønnsomheten ved et energiprojekt er det de fremtidige energiprisene som er interessante. Rundt disse er det gjennom tidene gjort mange usikre og feil antagelser. Det er her tatt utgangspunkt i historiske priser på olje og forwardpriser på kraftmarkedet.

Elektrisitet som alternativ energikilde

Elkraftprisen er beregnet ut fra at industrien i snitt har nettariff tilsvarende 22 kV fra Hafslund Nett, en spottpris som tilsvarer ca. 30 øre/kWh før påslag fra omsettingsselskap og forbruksavgift på 0,45 øre/kWh. Framtidig spottpris kan være noe lavt estimert, mens tilknytning på høyere spenningsnivå vil gi en lavere nettleie. En forventer samtidig at økte nettinvesteringer på sentral- og regionalnettnivå vil føre til en økning i nettleie som overgår gjennomsnittlig prisvekst. Samlet alternativpris for strøm er vurdert til 50 øre/kWh.

Olje som alternativ energikilde

Lett fyringsolje har vært tilgjengelig i markedet for 40-70 øre/kWh de siste seks årene, gitt en storkunderabatt og at transporttillegg kommer i tillegg. Det legges til grunn 55 øre/kWh som pris i analyseperioden. Med redusert sats på mineraloljeavgift, en virkningsgrad på 85 prosent og at tungolje har en redusert pris på 15 prosent sammenlignet med lett fyringsolje ender vi på en gjennomsnittlig sannsynlig alternativpris i størrelsesorden 50 øre/kWh.

Gass om alternativ energikilde

Propan har vært tilgjengelig i markedet for 30-60 øre/kWh de siste seks årene. Det legges til grunn 40 øre/kWh som pris i analyseperioden. Med en virkningsgrad på 90 prosent ender vi på en alternativpris på 50 øre/kWh. Tilgangen på naturgass levert i rør eller som LNG eller CNG er svært ulik rundt omkring i landet. LNG kan komme ned mot 40 øre/kWh med god infrastruktur tilgjengelig. Det gjøres ingen bedrifts-, eller regionsvis vurdering til grunn i dette arbeidet. Det er antageligvis riktig å anta at spesielt rørtransportert naturgass vil være den tøffeste konkurrenten for biobrensel der dette finnes. Bedrifter som har egenprodusert gass og som er knyttet til gassnett mot utlandet vil ha andre alternativkostnader.

Valgt alternativpris

Det er benyttet en alternativ energipris på 50 øre/kWh som utgangspunkt i vurderingen av hva som er det totale økonomiske potensialet i industrien, med følsomhet vist for spennet 40-60 øre/kWh.

Alternativprisen varierer mellom de ulike næringsgruppene og bedriftene. Industriaktører med høyt energiforbruk har gjerne gode avtaler med energileverandørene, og dermed lavere alternativpris. Enkelte bedrifter benytter også lavkvalitetsbrensel som spillolje og andre restprodukter som ytterligere skjerper konkurransen for bioenergi. Om bedriften kan velge avfallsbrensel kan alternativprisen gå så lavt som 30 øre/kWh, avhengig av avfallsmarkedet. Denne studien har ikke kunnet gå inn i alternativ pris per bedrift og bruk av lavkvalitetsbrensel er ikke hensyntatt da tilgangen på dette er begrenset.

For bedriftene med de laveste alternativkostnadene vil fuktig flis, som er en stor ressurs, ikke være konkurransedyktig. For disse vil de billigste fraksjonene være mer realistiske som for eksempel returvirke som er en mer begrenset ressurs.

Alternativpris for grunnlast og spisslast

I varmebransjen er det gjerne en høyere betalingsvilje for spisslast enn grunnlast. Dette er fordi grunnlasten dekkes av «billig» energi fra varmepumpe, avfallsforbrenning og biomasse, mens spisslasten må dekkes av energivarer med høyere kostnad som olje og/eller elektrisitet. Denne forskjellen er mindre i industrien, her eventuell ny bioenergi hovedsakelig skal erstatte olje og/eller elektrisitet, og olje og el-prisene er de samme for en bedrift uavhengig av om dette brukes som grunn- eller spisslast. Dersom grunnlasten i en bedrift konverteres, vil prisen på resterende bruk av olje, gass og elektrisitet til spisslast muligens kunne stige noe, da en ikke lenger oppnår samme storkunde-fordeler. Påvirkningen av dette er minimal, og er sett bort i fra i analysen. Alternativprisen er ikke avhengig av om den dekker spiss-, eller grunnlast.

Konkurransen mot varmepumpe

Ved bruk av varmepumpe vil industrien ved de rette betingelsene kunne oppnå en lavere alternativpris enn ved direkte bruk av olje, gass og strøm. Varmepumpe er svært aktuelt ved lave temperaturer, men kan ikke levere samme høye temperaturer eller damp, slik som ved bruk av bioenergi, fossile kilder eller elektrisitet.

Varmepumper har en relativt høy spesifikk investeringskostnad, men til gjengjeld lav årlig driftskostnad per kWh levert varme. Kostnad per kWh for bruk av varmepumpe i industrien avhenger av energibehov, strømpris, og av tilgjengelig varmekilde og nødvendig temperaturnivå. Avhengig av arbeidsmedium kan en oppnå temperaturer opp mot 50-75 °C ved en ett-trinns varmepumpe. Årsvirkningsgrad vil vanligvis synke noe med høyere ut-temperatur. Skal en oppnå høyere temperaturer opp mot 80-90 °C, må en totrinns varmepumpe normalt brukes. Dette krever igjen en mer komplisert teknologi og høyere investeringskostnader.

Det er i dette studiet ikke gjort en vurdering av kostnader for konvertering til bruk av varmepumpe i industrien, og dermed heller ikke direkte økonomisk lønnsomhet framfor en eventuell konvertering til bioenergi. Når en begynner å se på økonomien er det trolig mer lønnsomt å levere lavtemperatur varmebehov fra varmepumpe enn fra bioenergi. Også for varmebehov i bygninger i industrien vil bruk av varmepumpe trolig være en sterk konkurrent mot bioenergi.

Når vi ser på det tekniske potensialet for bruk av bioenergi er kun en liten andel varmebehov med lavt temperaturkrav på under 50 °C, totalt 1,2 TWh. Det tekniske potensialet ved lavt temperaturnivå befinner seg hovedsakelig i gummi, plast og mineralisk industri. Asphalt- og betongproduksjon er også sektorer hvor temperaturkravet er lavt, i tillegg er det et mindre behov i øvrig industri, innenfor farmasi og gruvetjenester og pukkverk. Ved beregning av økonomisk potensial utgår dette energibehovet helt, på grunn av små effekt- og energibehov og nattetengt produksjon i disse sektorene.

Den delen av det tekniske potensialet som dekker varmebehov i industrielle bygninger befinner seg hovedsakelig innen næringsmiddel og øvrig industri. Ved beregning av økonomisk potensial utgår også dette potensialet, fordi det på grunn av høye spesifikke investeringskostnader til relativt små energibehov og drift kun i vinterhalvåret, får en høyere kostnad enn 50 øre/kWh ved konvertering til bruk av flis.

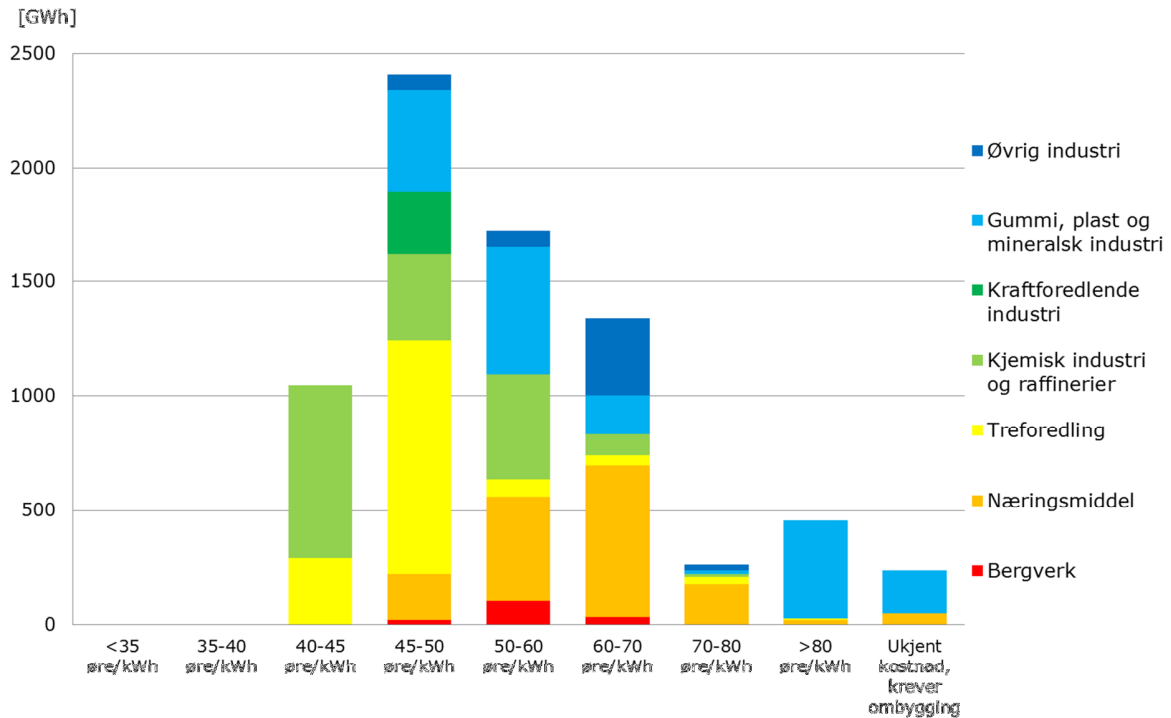
Varmepumpe kan være et aktuelt alternativ til bioenergi som må vurderes i hvert enkelt prosjekt. Det økonomiske potensialet for bruk av bioenergi i denne analysen omfatter imidlertid hovedsakelig varmebehov med krav til så høye temperaturer at bruk av varmepumpe ikke er aktuelt.

4.3.2 Økonomisk potensial for fastbrensel

Med økonomisk potensial menes her bedriftsøkonomisk gjennomførbart potensial uten bruk av støtte midler. Samfunnsøkonomiske kostnader i tilknytning til miljøkonsekvenser og utslipp ved bruk av ulike energibærere er ikke vurdert. Deler av det funne tekniske potensialet, som ikke inngår i det økonomiske potensialet kan gjennomføres ved subsidiering av bioenergi.

Det økonomiske potensialet for fastbrensel er avhengig av den spesifikke kostnaden for bruk av bioenergi og av industriens alternative energipris. Siden investeringskostnadene per effekt installert er store for fastbrensel, vil økonomien i stor grad avhenge av hvorvidt energibruken er kontinuerlig og jevn over året eller ikke. Et jevnt energibehov vil muliggjøre bedre utnyttelse av installert effekt, og kapitalkostnadene per kWh blir lavere. I tillegg vil de spesifikke investeringskostnadene være lavere ved større anlegg. Dette gir et stort spenn i kostnadsnivå fra 40 og opp til over 80 øre/kWh. Figur 9 under viser kostnaden for det tekniske potensialet ved bruk av fuktig flis med en brenselpris på 22 øre/kWh og en virkningsgrad på 85 prosent, fordelt på de ulike næringsgruppene. Vi ser at størstedelen av det tekniske potensialet ligger på et kostnadsnivå per kWh på 40-70 øre/kWh. Det er særlig innenfor kjemisk industri og treforedling det er mulig å oppnå lave kostnader ved bruk av fastbrensel. Ikke noe av det tekniske potensialet for fastbrensel kan gjennomføres til en kostnad lavere enn 40 øre/kWh.

Figur 9 Beregnet kostnadsnivå for å konvertere det tekniske potensialet for fastbrensel ved en brenselpris på 22 øre/kWh

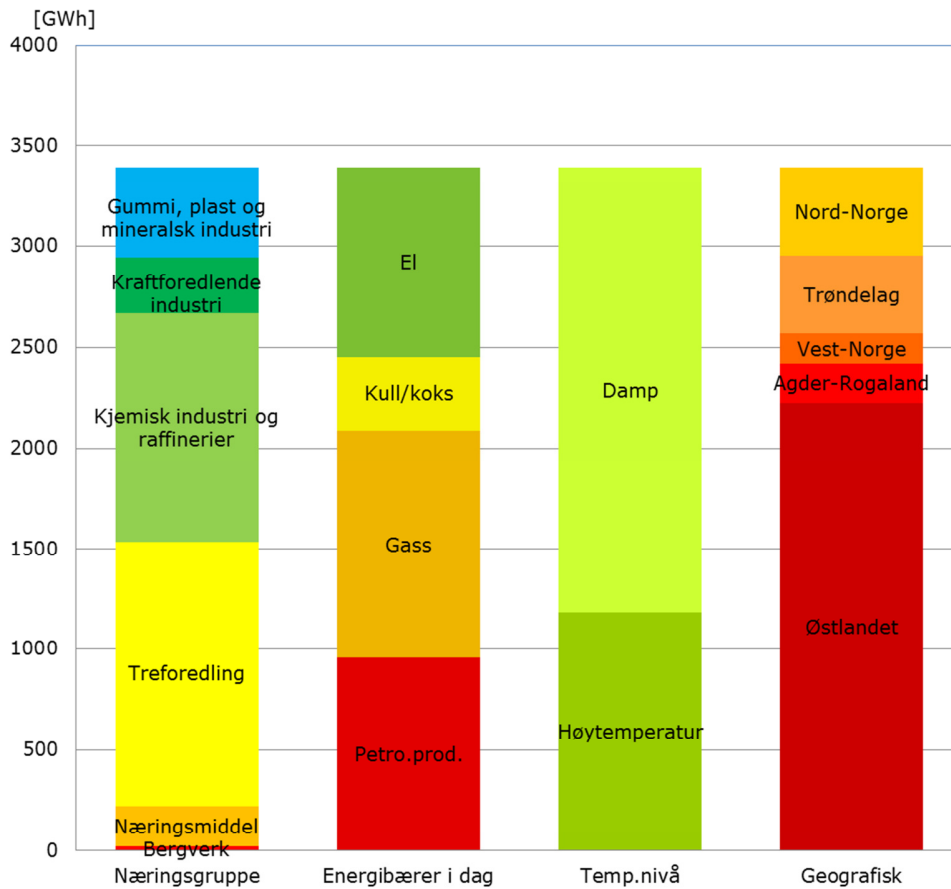


Den totale kostnaden for biobrensel må være lavere enn industriens alternative energipris for at det skal være økonomisk lønnsomt å gjennomføre en konvertering. Den alternative energiprisen kan variere fra bedrift til bedrift og fra næringsgruppe til næringsgruppe. Det økonomiske potensialet blir lik summen av alle de kolonnene i Figur 9 ovenfor, som ligger under den aktuelle alternativprisen.

Det er i denne studien benyttet en alternativ energikostnad på 50 øre/kWh, noe som gir et økonomisk potensial for bioenergi i industrien på i underkant av 3,5 TWh. Noe av det funne tekniske potensialet er knyttet til anlegg der det er nødvendig med prosess tekniske tilpasninger og til dels store investeringer (vist helt til høyre i figuren over). Dette er ikke inkludert i økonomisk potensial da nødvendig investeringsnivå er svært prosjektspesifikt og ikke kjent for denne analysen.

Figur 10 under viser hvordan dette økonomiske potensialet fordeler seg på næringsgruppe, energibærer som erstattes, temperatur/damp-krav og etter geografisk plassering.

Figur 10 Økonomisk potensial for bruk av fastbrensel ved en alternativ energipris på 50 øre/kWh



Konvertering til bruk av fastbrensel vil hovedsakelig være lønnsomt i treforedlingsindustrien og i kjemisk industri. Dette skyldes relativt jevnt varmebehov og store aktører. Det er tatt hensyn til en viss batchkjøring i treforedlingsindustrien.

Det økonomiske potensialet er beregnet som en sum av alle bedrifter i en næringsgruppe, ved bransjespesifikke forutsetninger om driftsmønster, bruks- og driftstid. Potensialet er representativt for hver enkelt næringsgruppe, men store forskjeller i ulike industriprosesser vil gjøre at det ikke nødvendigvis er overførbart til enkeltbedrifter. Forutsetninger om investeringskostnader, driftsmønster og effektuttak innebærer en viss usikkerhet, og lønnsomheten må i virkeligheten vurderes separat for hver enkelt bedrift.

4.3.3 Økonomisk potensial for bioolje og biogass

Siden investeringskostnadene per effekt installert er lave ved konvertering til bioolje eller biogass, vil økonomien i prosjekt for bioolje og biogass i mindre grad avhenge av driftsmønster og hvor stort energibruk bedriften har. Kostnadene vil først og fremst være avhengig av prisen på biooljen og biogassen.

Kostnadsnivået for det tekniske potensialet for bruk av bioolje eller biogass, ligger mellom 60 og 70 øre/kWh. Det er forutsatt bruk av bioolje til en pris på 52 øre/kWh, og en virkningsgrad på 85 prosent. Ved en alternativ energipris på 50 øre/kWh vil bioolje og biogass ikke være lønnsomt på grunn av de høye brenselkostnadene.

Bruk av bioolje og biogass kan likevel bli aktuelt i deler av industrien. Bedrifter med så lave forbruk av brensel at de ikke kan nyte godt av de store rabattordningene de større aktørene kan, vil se en annen økonomi i å konvertere til bioolje. Enkelte bedrifter kan også, på grunn av gunstig lokalisering i forhold til biogassforekomster, kunne få økonomi i bruk av denne. Videre kan enkelte bedrifter se andre fordeler med å konvertere til fornybare energikilder, som for eksempel miljømessig, knyttet omdømme og at det kan benyttes i markedsføring.

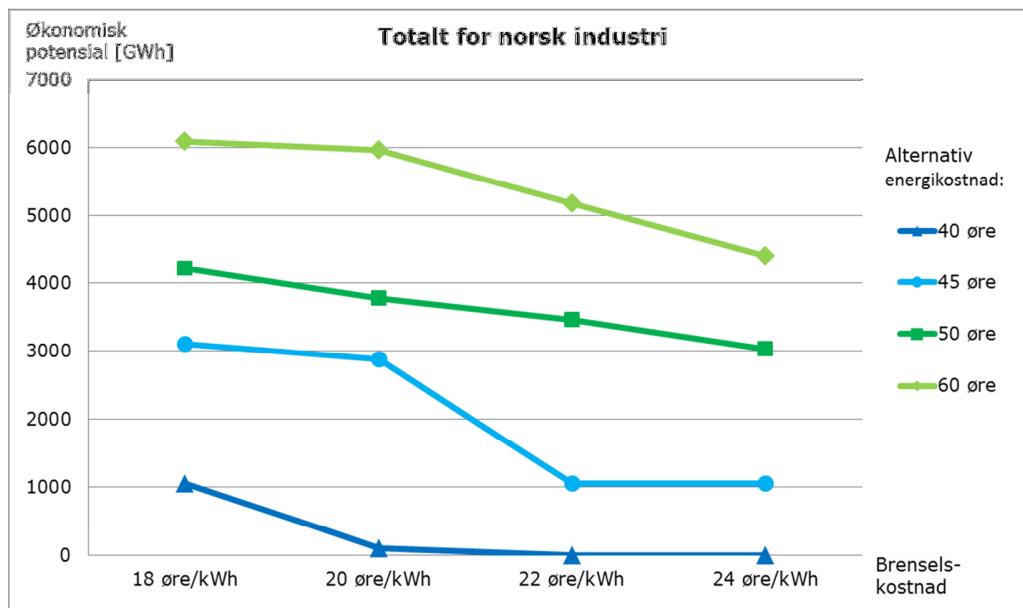
4.3.4 Følsomhetsanalyse for økonomisk potensial

Det økonomiske potensialet vil i tillegg til å være avhenge av alternativ energikostnad, variere med framtidige brenselpriser, nødvendige investeringskostnader og driftskostnader. Alle disse faktorene innebærer en viss usikkerhet. Det er derfor gjennomført en følsomhetsanalyse der faktorene er variert.

Alternativ energikostnad og brenselpris

Figur 11 under viser hvordan det økonomiske potensialet vil kunne variere med endringer i brenselpris og for ulike alternative energikostnader. Totalt økonomisk potensial i industrien er vist som funksjon av brenselkostnad for fuktig flis, for fire ulike alternative energikostnader. Vi ser fra figuren at det økonomiske potensialet er svært følsomt for endringer i det aktuelle brenselprissjiktet og for små endringer i alternativkostnad.

Figur 11 Økonomisk potensial for bruk av fastbrensel ved ulike brenselpriser



Det økonomiske potensialet 3,5 TWh fra Figur 10 finnes igjen i denne figuren i punktet for en brenselpris på fuktig flis på 22 øre/kWh og en alternativ energikostnad på 50 øre/kWh. Vi ser at lønnsomheten er marginal for konvertering til bioenergi i dette området. Ved en 5 øre lavere alternativkostnad på 45 øre/kWh reduseres potensialet til kun 1 TWh.

Slik som i Figur 9 ser man også her at det økonomiske potensialet vil være lik null, dersom industrien har en alternativkostnad på under 40 øre/kWh. Ved en alternativ energipris i industrien på 60 øre/kWh eller mer ville potensialet vært betydelig større på opp til 4,5- 6 TWh.

Følsomheten for energikostnad og brenselpris er også vist for hver enkelt næringsgruppe i Kapittel 6.

Investeringskostnader

Det er forutsatt et investeringsnivå lik dagens nivå, basert på erfaringstall og kostnadsrapporter. For fastbrensel er investeringskostnadene høye, og endringer i investeringsnivå vil derfor i stor grad kunne påvirke det økonomiske potensialet.

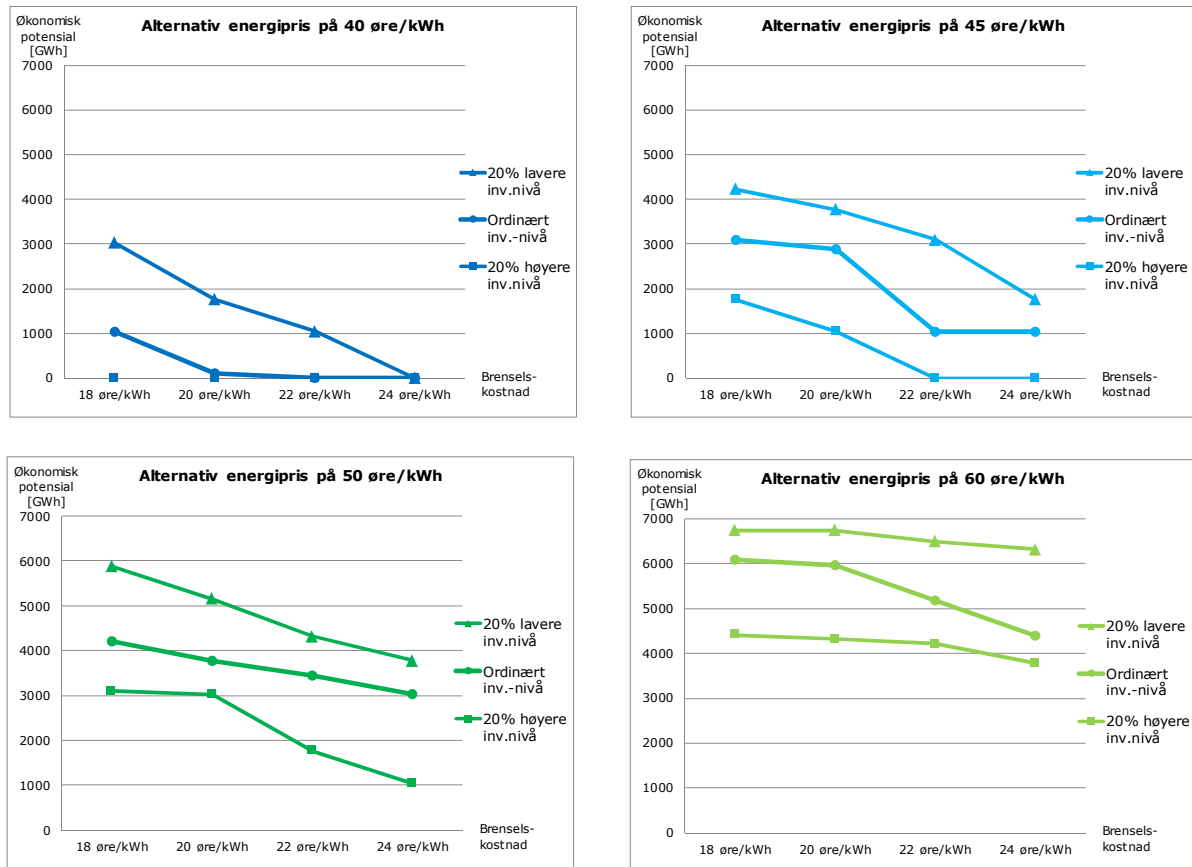
Figur 12 vist på neste side, viser hvordan det økonomiske potensialet varierer med en økning og en reduksjon på investeringskostnadene på 20 prosent. Følsomheten er vist for 4 ulike alternativkostnader. Vi ser at endringer i investeringsnivå vil kunne påvirke det økonomiske potensialet betydelig. Dette har sammenheng med at potensialet er svært følsomt i det aktuelle sjiktet for lønnsomhet, slik vi så i Figur 11 over.

En økning eller reduksjon i investeringsnivå kan gjerne gi en økning eller reduksjon lik 1 – 2 TWh idet økonomiske potensialet.

For en alternativ energipris på 50 øre/kWh og en brenselpris på 22 øre/kWh vil det økonomiske potensialet stige fra 3,5 TWh opp mot 4,5 TWh dersom investeringskostnadene reduseres 20 prosent. Ved

samme forutsetninger, men med en økning i investeringsnivå på 20 prosent vil potensialet reduseres til kun i underkant av 2 TWh.

Figur 12 Økonomisk potensial ved varierende investeringsnivå for 4 alternative energipriser



Driftskostnader

Driftskostnadene for bioenergisentraler er gjerne høyere enn for tradisjonelle energisentraler fyrt på fossile energikilder eller strøm. Et normalt anslag er en årlig drift- og vedlikeholdskostnad på 4 prosent av den totale investeringskostnaden.

Det er gjennomført simuleringer ved variasjoner ned mot 2 prosent, og opp mot 6 prosent av investeringskostnaden. Beregningene viser at driftskostnadene i liten grad påvirker det totale økonomiske potensialet. I marginalt lønnsomme prosjekter vil driftskostnader kunne være utfallsgivende.

4.4 Tilgang på bioenergi

4.4.1 Totalt tilgjengelig bioenergi i Norge

Flere rapporter viser et betydelig potensial for økt uttak av skogressurser. Berg et. al. fant i 2003, på oppdrag fra NVE et potensial for økt anvendelse av biomasse til energiformål på ca. 30 TWh, hvorav 12-16 TWh skogbrensel, 3,7 TWh biprodukter i trelastindustrien, 4,5 TWh halm og kornavrens og 3 TWh biogass fra avfall (L.N, 2003). Bernard og Bugge fant at innenfor en kostnadsramme på 20 øre/kWh var potensialet for økt bruk av biomasse mellom 22 og 26 TWh. Av dette utgjorde skogbrensel 12-16 TWh, flis fra trelastindustri 3,7 TWh og halm og kornavrens 2,5 TWh. (Bernhard & Bugge, 2006) NVE pekte i 2011 på at om lag 14 TWh mer biomasse vil være mulig å realisere innenfor en ramme på 30 øre/kWh, men krever økt hogst, tynning og utnyttelse av greiner og topper. (Hamnaberg & Sidelnikova, 2011)

Om denne potensielle forventede tilgangen blir utvunnet og gjort tilgjengelig på markedet vil avhenge av etterspørsel og pris i årene framover. Tabell 1 viser produksjon og omsetning av biobrensel i dag, og et teoretisk potensial for mulig tilgang i 2020. Dette er et teoretisk potensial. For utvinning av flis er det lagt til grunn en pris på 20-22 øre/kWh. Økonomi for øvrige biobrensel eller andre barrierer for økt utvinning er ikke vurdert.

Tabell 1 Produksjon og omsetning av biobrensel i dag og mulig potensiell tilgang i 2020

Brensel/ anvendelse	Primær energiforbruk i Norge 2010	Potensiell tilgang i 2020
Ved	7 TWh	7 TWh
Flis	1,6 TWh	14 TWh
Avfall	1,4 TWh	2,4 TWh
Biprodukter fra skogindustrien	4,5 TWh	4,5 TWh
Pellets og briketter	0,5 TWh	- TWh
Biogass	0,2 TWh	4 TWh
Biofyringsolje	0,4 TWh	1 TWh
Biodrivstoff	1,4 TWh	6 TWh
Sum	17 TWh	39 TWh
Sum uten ved og biodrivstoff	8,6 TWh	26 TWh

Kilde: (SSB Vedstatistikk, 2010), (Nobio, 2010), (SSB Fjernvarmestatistikk, 2010), (SSB Energibalansen, 2010), (MBP Group, 2012), (Raadal, Schakenda, Morken, & UMB, 2008), (Landsbruks og matdepartementet, 2008)

Vi ser fra tabellen at ved realisering av totalt potensial for økt utvinning, vil det være nok tilgjengelig bioenergi i Norge til å dekke hele det tekniske potensialet med god margin. Det er derimot viktig å huske at dette er total tilgang til alt forbruk, og at økt bruk av biobrensel til energiformål i industrien, vil

konkurrere om de tilgjengelige ressursene mot eksisterende forbruk og eventuelt økt forbruk innen andre sektorer som fjernvarme og transport.

4.4.2 Geografisk og økonomisk tilgang på bioenergi fra skog

Det er flis som er mest aktuelt for å konvertere grunnlasten i industrien, fordi det er lav pris og god tilgang. Tilgangen på flis er best på Østlandet, og da særlig i Hedmark, Oppland og Buskerud. Østfold, Vestfold og Telemark er også viktige fylker for utvinning fra skogen.

UMB, ved institutt for naturforvaltning, har på oppdrag fra NVE våren 2012 kartlagt den fylkesvise tilgangen på bioenergi avhengig av brenselspris. Analysen har kun sett på økt bruk av biomasse til energiformål utvunnet fra skog. Tabell 2 under viser den potensielle tilgangen etter den geografiske inndelingen, definert i denne rapporten. (For å sammenligne pris/tilgang flis fra hogstavfall og rundvirke er flis fra hogstavfall gitt et tillegg på 2 øre/kWh i denne analysen). Flispris i øre/kWh beregnes med utgangspunkt i prisen for stammeflis levert anlegg og 40 km transportavstand (bil). Tilgangen på hogstavfall er basert på et samlet avvirkningsnivå på 12 mill. m³.

Tabell 2 Oversikt geografisk tilgang på økt uttak til bioenergi fra skog gitt i GWh, ved ulike priser på flis

Landsdel \ Flispris [øre/kWh]	14	16	18	20	22	24	26	28
Østlandet	600	1 000	2 200	6 500	8 500	9 700	10 600	11 450
Agder- Rogaland	100	150	350	800	1 200	1 450	1 600	1 750
Vest-Norge	100	150	400	650	1 050	1 400	1 550	1 650
Trøndelag	50	100	200	600	1 050	1 300	1 400	1 500
Nord-Norge	100	150	300	400	600	750	900	1000
Totalt	900	1 600	3 500	9 000	12 400	14 600	16 000	17 400

Kilde: (Institutt for Naturforvaltning, juni 2012)

Tilgangen inkluderer skogvirke i Norge som vil bli gjort tilgjengelig for energiformål, inkludert både rundvirke og sekundære biomasseressurser som grener, roter og topper. For sekundære biomasseressurser er det tatt utgangspunkt i hogstavfall fra vanlig skogdrift og sett på kostnadene for uttransport av dette.

I tillegg til denne nasjonale tilgangen på bioenergi vil det være importmuligheter for bioenergi.

Vi ser fra tabellen at uttaket ikke uventet kan øke med energiprisen. Videre er det størst tilgang på Østlandet og Sørlandet, her det er større skogarealer.

4.5 Tilgang og etterspørsel

Det er hovedsakelig det tekniske potensialet for bruk av fastbrensel som er aktuelt å hente fra økt uttak av skog og flisproduksjon. Tabell 3 under viser det tekniske totale potensialet for økt bruk av fastbrensel eller flis i industrien fylkesvis, sammen med den fylkesvise tilgangen ved en energipris på 22 øre/kWh og økt avvirkningsnivå til 12 mill. m³ inkludert ved fra skog.

Tabell 3 Teknisk potensial og tilgang på fastbrensel fra skog gitt i GWh, fordelt geografisk

Fylke	Teknisk potensial fastbrensel	Økt tilgang flis ved energipris 22 øre/kWh
Østfold	1250	600
Akershus	250	850
Oslo	100	*
Hedmark	100	2 800
Oppland	150	1350
Buskerud	400	1 200
Vestfold	300	550
Telemark	1600	1 150
Aust-Agder	100	500
Vest-Agder	150	450
Rogaland	650	250
Hordaland	250	350
Sogn og Fjordane	200	250
Møre og Romsdal	300	450
Sør-Trøndelag	300	400
Nord-Trøndelag	600	650
Nordland	600	300
Troms	50	250
Finmark	100	0
Totalt	7 500	12 400

* inkludert i tilgang i Akershus

Kilde: (Institutt for Naturforvaltning, juni 2012)

Vi ser fra tabellen at det nasjonalt er tilgjengelig tilstrekkelige mengder flis til å dekke det tekniske potensialet for fastbrensel, men at etterspørselen og tilbudet ikke nødvendigvis er likt fordelt geografisk.

Det er til dels store motsetninger mellom hvor det tekniske potensialet for bioenergi i industrien er lokalisert geografisk i forhold til hvor tilgangen på flis er størst. En stor del av den varmekrevende industrien i Norge er plassert i Vest- og Nord-Norge, her det er lite skog.

Tabell 4 under viser det tekniske potensialet for fastbrensel og det økonomiske potensialet ved siden av den beregnede tilgangen fordelt på landsdeler.

Tabell 4 Teknisk og økonomisk potensial og tilgang på flis gitt i GWh, i de ulike landsdelene

Landsdel	Teknisk potensial fastbrensel	Økonomisk potensial	Tilgang flis ved energipris 22 øre/kWh
Østlandet	4 150	2 250	8 500
Agder-Rogaland	950	200	1 200
Vest-Norge	750	150	1 050
Trøndelag	850	400	1 050
Nord-Norge	750	450	600
Totalt	7 450	3 450	12 400

Kilde: (Institutt for Naturforvaltning, juni 2012)

Når vi ser på det økonomiske potensialet, vil det være mulig å dekke dette ved økt uttak av skog i alle landsdeler. Det er større geografisk samsvar mellom det økonomiske potensialet og tilgangen på skog enn mellom teknisk potensial og tilgangen på skog. Dette kan forklares med at en betydelig del av det økonomiske potensialet ligger i treforedlingsindustrien som er plassert på Østlandet hvor det allerede er høyt skoguttak og store skogressurser, likeledes ligger deler av potensialet i kjemisk industri som også i hovedsak ligger på Østlandet og i Grenlandsområdet.

Siden en stor del av det økonomiske potensialet er innenfor kjemisk industri og treforedling, og det er lite av denne industrien i Vest- og Nord-Norge, er det et lavt økonomisk potensial i disse landsdelene. Dette sammenfaller godt med at det er lavere tilgang på flis i disse landsdelene.

Det er imidlertid store landsdeler, og transportkostnader kan bli store innenfor en og samme landsdel. Endringer i flispris og konkurranse om brensel kan også gjøre det nødvendig med transport av flis på tvers av regionene. Bruk av flis fra Østlandet og Sørlandet i industrien i Vest- og Nord-Norge vil gi lange transportavstander, høyere kostnader på flisen og representere en mulig barriere. Det er også en mismatch mellom potensial for økt tilgang og økonomisk potensial for mer bruk. Med lavere flispris øker det økonomiske potensialet for å bruke flis, mens tilgangen på flis reduseres.

På tross av noe usikkerhet ser det ut til å være en god margin mellom økonomisk potensial for økt bruk av bioenergi i industrien og økt tilgang på flis. Eksempelvis kan økonomisk potensial for konvertering i industrien ved en alternativpris på 50 øre/kWh på landsbasis tilfredsstilles av den økte avvirkingen en forventer med energiflispris på 18 øre/kWh.

5 Teknologi og markedsstatus



5.1 Biobrensler

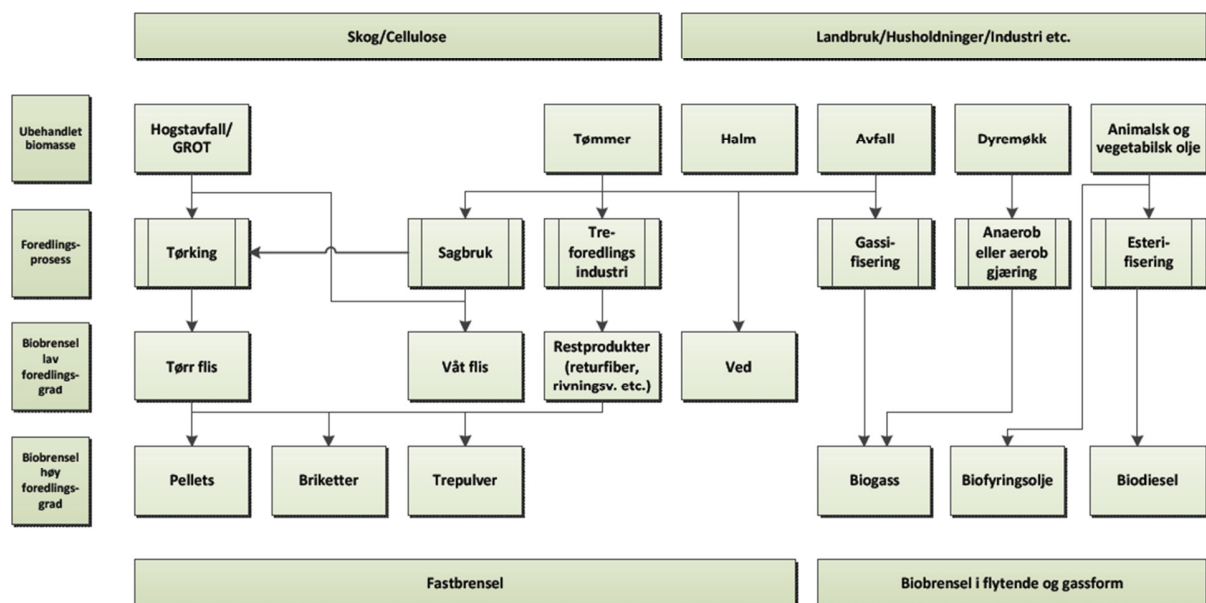
Biobrensel er samlebetegnelse for all brennbart organisk materiale, som kommer fra skogdrift eller jordbruk. Biobrensel regnes ofte som tilnærmet CO₂-nøytralt fordi CO₂ livssyklusen er kort. Forbrenning av alt biobrensel har likevel CO₂-utslipp og utslipp av andre klimagasser i varierende grad. Det er også andre elementer som påvirker bærekraftighet i et livsløpsperspektiv som heller ikke vurderes her.

Figur 13 under viser oversikt over faste og flytende biobrensel med ulik foredlingsgrad. Det er i denne studien gjort en vurdering av kostnader og tilgang for følgende biobrensler, som vurderes som aktuelle til bruk i industrien:

- Flis
- Pellets
- Biogass
- Biofyringsolje
- ”Rene” restprodukter/avfallsprodukter

I beregning av økonomisk potensial er det antatt bruk av fuktig flis og/eller bioolje, da dette er de biobrenslene med antatt best tilgang til rimeligste pris.

Figur 13 Oversikt faste og flytende biobrensler



Tabell 5 under viser egenskaper til de biobrenslene som er vurdert i analysen. Det kan være til dels store variasjoner utover de som er beskrevet i tabellen både når det gjelder brennverdier, virkningsgrader med mer. Det tilbys også forbrenningsanlegg utover de spenn i effekter som er vist, men disse størrelsene er ansett som aktuelle for industrien.

Tabell 5 Egenskaper for ulike biobrenslers ved termisk energiproduksjon

	Forbrennings- teknologi	Aktuell anleggstr. [kW]	Vanninnhold/ fuktighet [% av normalvekt]	Effektiv brennverdi [MWh/tonn]	Bulk tetthet [tonn/lm ³]	Virkningsgrad
Pellets	Kjel/Ovn	>1500	9	4,7	0,65	90 %
Tørr flis	Rist	> 300	<35	4,7	0,10-0,25	85 %
	Fluidized bed	>10000				85 %
Fuktig flis	Rist	1000 -40000	>35	1,9	0,25-0,30	85 %
	Fluidized bed	>10000				85 %
Bioolje	Kjel	Alle	-	9,55	0,86-0,90	90 %
Biogass	Kjel	Alle	35	6,4		90 %
Restprodukter (returfiber, rivnings-virke, kornavrens etc.)	Rist	-	Varierer	Varierer	Varierer	Varierer
	Fluidized bed	-				

Kilde: (Kjølstad & m.fl., 2011), (Hollensen Energy A/S, 2012), (MC, 2010-2012), (H.L.Raadal, V.Schakenda, J.Morken, & UMB, 2008), (Sweco, 2007)

5.2 Energi- og brenselkostnader

Tabell 6 under viser omtrentlige kostnader for produksjonsutstyr.

Tabell 6 Investeringskostnader biobrenselanlegg

	Forbrennings- teknologi	Investeringskostnad kjel [kr/kW]		Byggkostnader, inkludert silo/lagerbygg [kr/kW]		Total [kr/kW]	
		1 MW	10 MW	1 MW	10 MW	1 MW	10 MW
Pellets	Kjel/Ovn	3000	2500	1000	1000	4000	3500
Tørr flis	Rist/ Fluidized bed	4000	2500	1600	1600	5600	4100
Fuktig flis	Rist/ Fluidized bed	4500	3000	1600	1600	6100	4600
Bioolje	Kjel	1200	800	-	-	1200	800
Biogass	Kjel	1300	1000	-	-	1300	1000
Restprodukter (returfiber, rivnings-virke, kornavrens etc.)	Rist/ Fluidized bed					7000	6000

Kilde: (Rosenberg, 2010),(NVE S. K., 2011), (Hollensen Energy A/S, 2012), (Multiconsult, 2010-2012), (Parat Halvorsen, 2012)

Kostnadene for fuktig flis og bioolje er benyttet som grunnlag for videre kostnadsvurderinger. I tillegg til investeringer i kjeler med tilhørende bygg, silo eller lager, som er illustrert med grove tall i tabellen over, kan det være nødvendig med investeringer i distribusjonsrør for vann eller dam, pumper, ventiler, elektro, automasjon, prosjekteringskostnader og økte kostnader forbundet med høye trykk og temperaturer.

Tabell 7 under viser omtrentlige brenselkostnader for ulike typer biobrensler i 2012. Det er tatt utgangspunkt i bruk av fuktig flis og bioolje og prisen på dette, for beregningen av økonomisk potensial.

Tabell 7 Brenselkostnader biobrensler

	[øre/kWh]
Pellets (bulk)	35
Tørr flis	26
Fuktig flis	22
Bioolje	52
Biogass	65
Restprodukter	-

Kilde: (Hanne Kristoffersen, 2012), (Nobio N. b., 2010), (NVE S. K., 2011), (Rosenberg, 2010), (Heron Consultancy, 2012), (Klimakur2020, 2010), (Energirapporten, 2012)

Pellets

Prisen på pellets har steget jevn de siste årene og har ligget på mellom 30 og 35 øre/kWh for bulk levert til forbruker de siste fire årene. (Nobio, 2010) Prisen er noe lavere for storbrukere. På grunn av høyere brenselstetthet er pellets enklere å transportere enn flis, og prisen er mindre avhengig av geografisk plasseringen, men plassering og nærhet til havn vil fortsatt ha noe å si.

Tidligere har Sverige vært største produsent og konsument av pellets, nå er markedet blitt internasjonalt og det er Nord-Amerika som i større grad setter føringen. (Energirapporten, 2012) Pellets, som brukes i kullkraftanlegg i Europa importeres ofte fra USA og Canada i store bulkskip. Prisen er vesentlig lavere enn fra norske produsenter med priser i rundt 22-24 øre/kWh levert Rotterdam.

Flis

Prisen på flis kan ha store lokale variasjoner, og er avhengig av fraksjonen og fuktigheten på flisen. Med utgangspunkt i gjennomsnittlige massevirkepriser for 2007-2009 gir biovirke og massevirke fra lauv, furu og gran en fliskostnad levert anlegg på 14-21 øre/kWh (Trømborg E. , 2012). Ved noe innblandet GROT og/eller restprodukter vil en ha lavere flispriser. Erfaringstall fra ulike fjernvarmeselskaper som benytter flis, viser en variasjon fra under 10 øre/kWh hos selskaper med direkte tilgang på flis, GROT og/eller restprodukter, opp til en brenselkostnad på 28 øre/kWh. (MC, 2010-2012) Ved leveranse av tørket flis er kostnadene høyere enn for fuktig flis.

Energirapporten gir basert på informasjon fra leverandører i Sør-Norge en gjennomsnittlig pris på 22 øre/kWh for fuktig flis og 26 øre/kWh for tørr flis. GROT-flis kan gi priser ned mot 17 øre/kWh. (Energirapporten, 2012) Det er trolig at en økning i stående volum vil gi økt tilbud og/eller lavere pris i 2020.

I dagens marked med relativt lav etterspørsel etter flis er transportavstanden for flis høyere. Økt transport fra 15 til f. eks 100 km gir en økt kostnad på ca. 3 øre/kWh.

Biolje og biogass

Markedspriser på biolje lå i 2009 på fra 2,5 til 5,7 kroner/liter avhengig av kvalitet og brennverdi. (Econ Poyry, 2010) Prisen varierer avhengig av type produkt, leveringssted og mengde. Leverandører av biolje oppgir i dag en prisindikasjon på 54- 58 øre/kWh for biolje med lav askeverdi og smeltepunkt, og 50- 54 øre/kWh for biolje med høyere askeverdi.

Kostnadene for utvinning av biogass, avhenger av typen biobrensel gassen utvinnes fra. Kostnadene ligger mellom 11 og 19 øre/kWh for store anlegg basert på pumpbart (flytende avfall), 46-110 øre/kWh for anlegg for husholdningsavfall og 28- 46 øre/ kWh for mindre anlegg/gårdsanlegg. (Raadal et al. 2008) For oppgradering til drivstoffkvalitet kommer en kostnad fra 8 til 36 øre/kWh. I tillegg er det store variasjoner på kostander for rørdistribusjons av deponigass avhengig av avstand mellom deponi og forbrukssted.

Dagens priser på biogass er lokalt avhengig, og ligger på ca. 60-65 øre/kWh eks avgifter.

Driftskostnader

Det er her lagt til grunn en årlig drift- og vedlikeholdskostnad lik 4 prosent av investeringskostnaden. NVE anbefaler at drifts- og vedlikeholdskostnader bruk av en gjennomsnittlig årlig kostnad per kWh varmebehov (4-10 øre/kWh), eller som en årlig proSENTSATS (1-4 %) av samlede investeringer. (NVE, 2011)

5.3 Tilgang på ulike biobrenselkilder

Bruken av bioenergi i Norge har økt fra 12 TWh i 2007 til ca. 17 TWh i 2010 og utgjør nå nærmere 8 prosent av totalt energiforbruk i Norge (SSB E. , 2001-2010). Det er i første rekke bruken av avfall og skogsflis i fjernvarmeanlegg som øker, mens bruken av ved i husholdningen svinger i takt med temperatur og strømpriser.

5.3.1 Produksjon og omsetning av biobrensler i dag

Tabell 8 under gir en oversikt over total produksjon og omsetning av flis, pellets, restprodukter fra skogen, biogass og biofyringsolje i 2010.

Tabell 8 Produksjon og omsetning av biobrensel i 2010

Brensel/ anvendelse	Primær energiforbruk i Norge 2010		Anvendelse
Ved	7	TWh	Bruk i vedovner og peiser i husholdningen
Flis	1,6	TWh	Hovedsakelig fjernvarmeanlegg, noe i mindre flisfyringsanlegg (nærvarme og sentralfyring)
Avfall	1,4	TWh	Fjernvarmeanlegg, noen CHP-anlegg
Biprodukter fra skogindustrien	4,5	TWh	Til interne varme- og tørkeprosesser
Pellets og briketter	0,5	TWh	Ca 0,1 TWh salg i små og storsekk til pelletskaminer i husholdningen, det øvrige bulk til
Biogass	0,2	TWh	Primært til transport
Biofyringsolje	0,4	TWh	Spisslast i nær- og fjernvarmeanlegg
Biodrivstoff	1,4	TWh	144,2 mill liter biodiesel og 9,6 liter bioetanol som i hovedsak blandes med fossilt drivstoff
Sum	17	TWh	
Sum uten ved og biodrivstoff	8,6	TWh	Bruk av ved og biodrivstoff er ikke vurdert som aktuelt for industrien i denne potensialstudien.

Kilde: (SSB Fjernvarmestatistikk, 2010) (SSB Energibalansen, 2010) (Raadal, Schakenda, Morken, & UMB, 2008) (Nobio, 2010) (SSB, Redusert sal av petroleumsprodukt, 2011)

Flis

Det finnes mange ulike driftsopplegg for produksjon av flis. I Norge i dag er det mest vanlig at rundvirke flises på terminal, mens GROT lagres på velteplass og flises der før den transporteres i container til terminal eller brenselsanlegg.

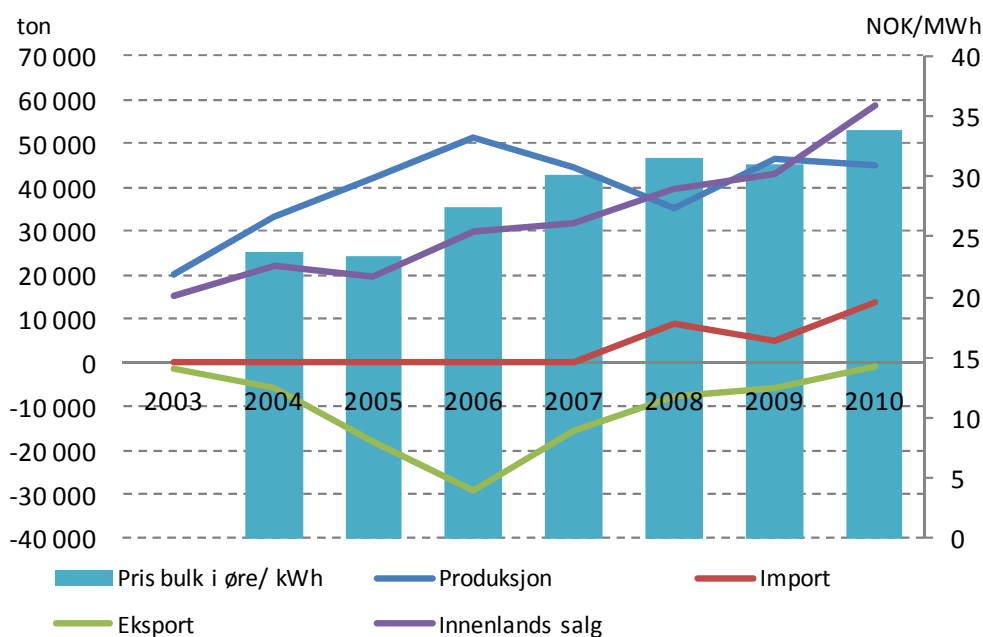
Det er en økende utnyttelse av hogstavfall (greiner og topper - GROT, samt røtter) til energiflis (ofte kalt grønn flis) som kan bli en viktig ressurs for varmeproduksjon i Norge i årene som kommer. Fordi flis i hovedsak er et biprodukt fra skogavvirkningen, er regional tilgang og potensial sterkt koblet til skogavvirkning og skogressursene.

Pellets og briketter

Pellets og briketter produseres i dag i hovedsak av tørre biprodukter fra trelastindustrien, det vil si høvelspon og tørr sagflis. Begrenset tilgang på slike ressurser på grunn av stabil eller avtagende trelastproduksjon, konkurranse til dyrestrø og kostbar transport, gjør at rundvirke i større grad vil brukes til pelletsproduksjon framover. Dette krever imidlertid at råstoffet tørkes på anlegget og innebærer i praksis større anlegg. I Norge har produksjonen av briketter og pellets vært i samme størrelsesorden, og var på 45 000 tonn av hver i Norge i 2010. Inkludert import var det totale forbruket av pellets og briketter i 2010 på nesten 500 GWh.

Ca. 2/3 av pelletsproduksjonen i Norge leveres i bulk. Figur 14 viser utviklingen av produksjon, handel og pris på pellets i Norge fra 2003 til 2010. Briketter er ikke inkludert i figuren.

Figur 14 Produksjon, handel og priser med pellets i Norge.



Kilde: (Nobio, 2010)

Biogass

Det skiller ofte mellom biogass fra reaktor og deponigass. Det ble produsert 180 GWh biogass i totalt 24 norske biogassanlegg i 2007 (Raadal, Schakenda, Morken, & UMB, 2008) på norske biogassanlegg. Av den produserte biogassen utnyttet 53 prosent til varme 18 prosent til elektrisitet, 2 prosent til oppgradering og øvrig til ubestemt bruk og fakkell.

Det samles opp deponigass i Norge tilsvarende ca. 300 GWh, eller 25 prosent av det totale metanutslippet fra norske deponier. 61 prosent utnyttes til varme-, og elektrisitetsproduksjon, mens det resterende fakles. Etter at forbudet mot deponering av våtorganisk avfall ble iverksatt i 2002, har mengden deponigass avtatt som følge av at mindre mengde lett nedbrytbart organisk avfall har blitt deponert. Det forventes at mengden deponigass nå vil avta ytterligere etter at forbudet mot deponering av nedbrytbart avfall ble innført i 2009. Reduksjonen vil foregå over mange år fordi nedbrytningsprosessen for det deponerte avfallet pågår over flere år.

Biofyringsolje

Biofyringsolje kan i større grad enn fastbrensel handles på et internasjonalt marked. I Norge leveres biofyringsolje fra restprodukter fra blant annet fiskeindustrien. Det meste av biooljeproduksjonen i verden er basert på oljefrø, der oljen utvinnes enten ved kaldpressing eller ved bruk av varme. Restproduktet etter utvinningen av oljen er proteinrikt mel, som blant annet brukes til dyrefor. Raps (i Europa) og soya (i USA) er de vanligste råstoffene i bioolje som brukes til drivstoff. Palmeolje er den rimeligste vegetabiliske oljen tilgjengelig, og den det produseres mest av i verden. Største bruker er matindustrien. I all hovedsak foregår produksjonen i Asia, med Malaysia og Indonesia som de to største produsentene. I Europa er det ikke vanlig å bruke palmeolje som råstoff i biodiesel, fordi oljen gir drivstoff med svært dårlige kuldeegenskaper. Til energiformål er det større bruk av palmeolje i Europa. I stasjonære kraft-/varmeanlegg er det ikke samme problem med dårlige kuldeegenskaper, da slike anlegg ofte har forvarming av brensel. Oljepalmen kan være en trussel mot regnskog, siden planten krever samme type vekstvilkår. I Malaysia og Indonesia, som står for brorparten av verdens palmeoljeproduksjon, hugges fortsatt mye regnskog. Ikke all produksjon av palmeolje i verden truer regnskog og biologisk mangfold, men i mange tilfeller er palmeoljeplantasjer en av drivkreftene bak hogst. Det er derfor økte krav om sporbarhet ved bruk av biooljer til energiformål

Avfall og restprodukter

2,6 TWh avfall forbrennes årlig i forbrenningsanlegg og går til fjernvarme i våre største byer. Det finnes ingen total oversikt over restprodukter fra industrien som brukes til bioenergi eller andre formål. En del restprodukter fra treforedlingsindustrien som flis, bark, bioslam eller avlut benyttes både til energiformål til eget forbruk og i varmesentraler.

I næringsmiddelindustrien er det mange bedrifter som har bioavfall fra egen produksjon til å produsere produkter til landbruket, til bioenergi i form av gass eller fyringsolje eller direkte til forbrenning i avfallsanlegg og energigjenvinning gjennom fjernvarme. Ewos sorterer tre til gjenvinning. Stabburet produserer bioenergi av deler av sitt organiske avfall. Felleskjøpet bruker til en viss grad kornavrens til forbrenning og varmemål. (MC A. o., 2012)

5.3.2 Potensiell økt tilgang på biobrensel

I Tabell 9 under er det gjort et avrundet, omtrentlig anslag på potensiell tilgang framover. Det er hovedsakelig flis, biprodukter fra skogindustrien, pellets og briketter, biogass og biofyringsolje som er aktuelt for bruk i industrien. Tilgangen på flis er forutsatt en flispris på 22 øre/kWh, mens potensialet for biogass er et teoretisk potensial. Biofyringsolje og biodrivstoff selges i større grad på et internasjonalt marked, og er satt lik forventet økt salg.

Tabell 9 Potensiell tilgang ved produksjon og omsetning av biobrensel

Brensel/ anvendelse	Potensiell økt tilgang i 2020	Anvendelse
Ved	- TWh	Forventet økt tilgang og salg er ukjent
Flis ved energipris 22 øre/kWh	12 TWh	Økonomisk potensial
Avfall	1 TWh	Økt tilgang på 1-2 TWh fra avfall
Biprodukter fra skogindustrien	- TWh	Avhengig av utvikling i industrien, settes lik dagens nivå
Pellets og briketter	- TWh	Tilsvarende som for flis, men til noe høyere energipris
Biogass	3,7 TWh	Teoretisk potensial, hovedsakelig fra husdyrgjødsel
Biofyringsolje	1 TWh	Forventet økt salg i forhold til i dag
Biodrivstoff	4,5 TWh	Kan realiseres ved økt etterspørsel i følge produsenter og importører i dag
Sum	22 TWh	
Sum uten ved og biodrivstoff	18 TWh	Bruk av ved og biodrivstoff er ikke vurdert som aktuelt for industrien i denne studien.

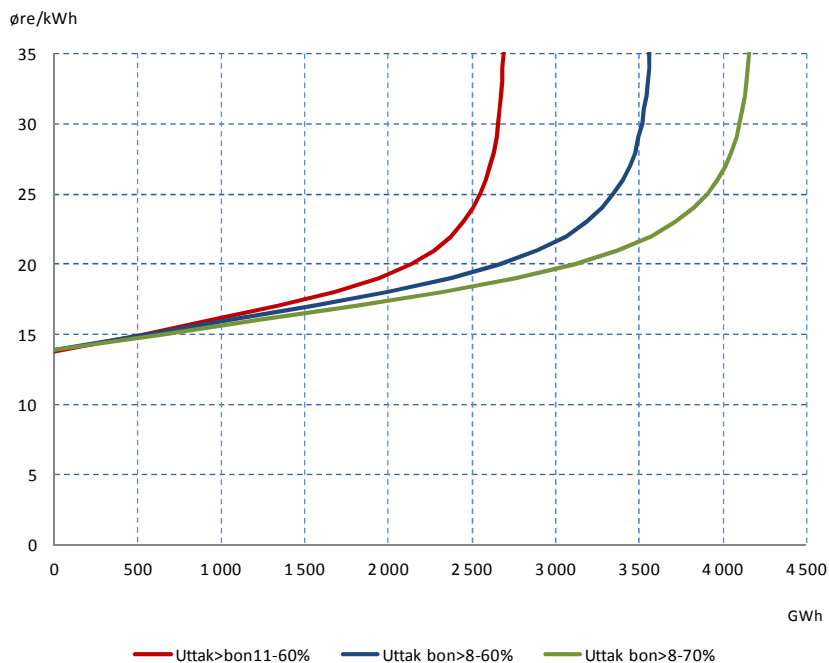
Kilder: (SSB Vedstatistikk, 2010), (Nobio, 2010), (SSB Fjernvarmestatistikk, 2010), (SSB Energibalansen, 2010), (MBP Group, 2012) (Trømborg, Havskjold, & Lislebø, 2011) (H.L.Raadal, V.Schakenda, J.Morken, & UMB, 2008) (Opdal & Andreassen, 2009) (U.Berge, O.A.Opdal, & M.Gjerset, 2007)

Skogsråstoff representerer det viktigste potensialet for bioenergi. Tilveksten i skogen er nesten tre ganger høyere enn avvirkningen og hogstavfall utnyttes i svært beskjeden grad. Samtidig har skogavvirkningen vært relativt konstant i nærmere 100 år og skogindustrien importerer 30-40 prosent av sitt virkesforbruk i et normalår. Dette viser at økte skogressurser og stor etterspørsel ikke nødvendigvis er tilstrekkelige faktorer for økt avvirkning. Det er i denne studien her sett på teoretisk potensial ved ulike brenselpriser.

Energiflis fra hogstavfall

I 2009 var utnyttelsen av hogstavfall i Norge om lag 250 000 løskubikkmeter, som tilsvarer om lag 200 GWh. Fordelen med hogstavfall er at tilgangen ikke krever økt avvirkning, men er basert på pågående hogstaktivitet. Mulig tilgang ved ulike priser med dagens avvirkningsnivå er beregnet basert på svenske og finske studier, og vist i Figur 15.

Figur 15 Økt tilgang på hogstavfall til energiflis under ulike flispriser levert anlegg med dagens avvirkningsnivå



Kilde: (Institutt for Naturforvaltning, juni 2012)

I figuren ser vi hvordan tilgangen på hogstavfall øker med økende pris. Figuren viser at ved en flispris på 22 øre/kWh og et uttak på 60 prosent av tilgjengelig hogstavfall på skogsmark over bonitet 8, kan gi i underkant av 3 TWh med skogsflis når verdikjeden utvikles. Øker prisen til 30 øre/kWh, øker tilgangen til 3,5 TWh.

Dersom avvirkning øker til 12 mill. m³ i 2020 eller til 17 mill. m³, som er det beregnede bærekraftige avvirkningspotensialet i Norge, vil tilgangen av hogstavfall økte tilsvarende.

Eventuelle begrensninger på uttaket på lave boniteter får først effekt når prisen nærmer seg 20 øre/kWh fordi uttak på lave boniteter ikke er lønnsomt ved lave priser. Dette skyldes at innsamlingen er dyrere på lav bonitet og lave boniteter ligger også oftere lenger fra bilveg. Ved flispriser på 25 øre/kWh er både uttaksprosent og eventuelle restriksjoner på bonitet viktig.

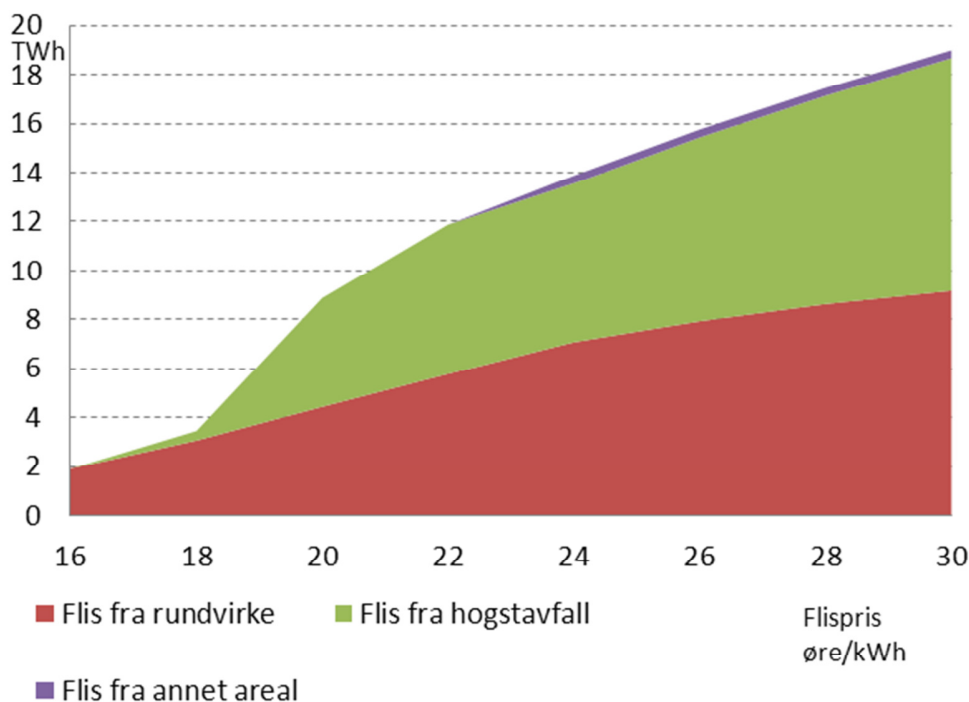
Energiflis fra massevirke og import

Avvirkingen til industriformål gikk ned 22 prosent fra 8,1 mill. m³ i 2008 til 6,6 mill. m³ i 2009 og var den laveste avvirkingen siden midten av 60-årene. Gjennomsnittsprisen gikk ned 19 prosent fra 364 kr/m³ til 307 kr/m³. Flere undersøkelser viser at pris er en sentral faktor for avvirkingen, og priselastisiteten (prosentvis økning i avvirkning når prisen øker med en prosent) varierer fra ca. 0,5 til 1,5 prosent avhengig av datautvalg og studie. Samtidig er det slik at økte skogressurser, alt annet likt, gir økt avvirkning. Den økte tilveksten forklarer sammen med lavere driftskostnader at tømmeravvirkingen i Norge har holdt seg relativt stabil til tross for lavere tømmerpriser.

Total økt tilgang på flis

Figur 16 viser beregnet total tilgang på energiflis som funksjon av brenselspris.

Figur 16 Økt tilgang på skogråstoff til energiproduksjon i 2020.



Kilde: (Institutt for Naturforvaltning, juni 2012)

Figuren viser hvordan tilgangen av energiflis varierer med flispris levert anlegg. Skogråstoff representerer det viktigste råstoffpotensialet for økt bioenergiproduksjon i Norge. Ved en flispris levert anlegg på 22 øre/kWh er økt tilgangen beregnet å være ca. 12 TWh, hvorav om lag halvparten kommer fra hogstavfall. Men denne tilgangen forutsetter også økt avvirkning av sagtømmer og en stor økning i bygging av bioenergianlegg i Norge. Ved høyere flispriser vil bioenergien møte sterk konkurranse fra varmepumper og etter hvert kanskje også fra geotermiske løsninger.

Importert flis samt flis fra biovirke og massevirke av furu og lauv er rimeligere enn flis fra hogstavfall. Utviklingen av bioenergi ellers i Europa vil også påvirke pris og tilgang på import til Norge. Stubber og grove røtter utnyttes i økende grad i Sverige og Finland, og ser ut til å ha om lag samme kostnadsbilde som hogstavfallet. For gran utgjør stubber og grove røtter om lag det samme som hogstavfallet. Med 60 prosent uttak vil potensialet fra uttak av røtter og stubber fra granmark gi et teoretisk potensial på i overkant av 2,5 TWh, men tilgangen vil begrenses av kostnader og miljøutfordringer, og synes lite realistisk på kort og mellomlang sikt.

I dag gis det støtte til levering av hogstavfall og satsene per kWh er i følge Statens Landbruksforvaltning ca. 0,7 øre for rundvirke fra førstegangstynning, 3,2 øre for hogstavfall og 5 øre for heltrevirke. Disse er avhengige av energitettheten. Det er først og fremst tilskuddet til uttak av hogstavfall som gir økte leveranser.

Råstoff fra andre arealer

Hogst langs veg og jernbane, under kraftlinjer og i kulturlandskapet kan gi biomasse til energiformål. Med høye tilskudd kan disse ressursene gi økt tilgang på biomasse i størrelsesorden 1 TWh. (Trømborg E., 2012) Innsamling av denne biomassen vil imidlertid være dyrere enn utnyttelse av mye av hogstavfallet.

Pellets

Produksjonen av pellets har frem til nå i stor grad vært basert på tørt høvelspon fra trelastindustrien. Økt produksjon fra Biowood og eventuelle nye anlegg baser seg på fuktig råstoff (rundvirke eller flis), og en del av potensialet beskrevet som energiflis over kan isteden bli foredlet til pellets eller briketter.

Etableringen av pelletsfabrikken Biowood Norway på Averøya med en kapasitet på 450 000 tonn vil øke produksjonen av pellets vesentlig.

Biogass og biofyringsolje

I et samarbeidsprosjekt mellom Østfoldforskning og Universitetet for miljø- og biovitenskap (Raadal et al. 2008) ble potensialet for ressurser til biogassproduksjon beregnet til nærmere 6 TWh. Husdyrgjødsel utgjorde 42 prosent av dette potensialet, avfall fra industrien 23 prosent, halm 10 prosent, matavfall fra husholdninger, storhusholdninger og handel 16 prosent, avløps slam 4 prosent og deponigass 5 prosent. Ekskludert matavfall og avfall fra industrien som er beskrevet i eget punkt under, tilsvarer dette et teoretisk potensial på 3,7 TWh.

Basert på andre studier ble kostnadene til rågassproduksjon beregnet til å ligge mellom 11 og 19 øre/kWh for store anlegg basert på pumpbart (flytende avfall), 46-110 øre for anlegg for husholdningsavfall og 28-46 øre/kWh for mindre anlegg/gårdsanlegg. For oppgradering til drivstoffkvalitet kommer en kostnad fra 8 til 36 øre/kWh. (Raadal, Schakenda, Morken, & UMB, 2008) Til sammenligning er dagens priser på biodrivstoff ca. 60 øre/ kWh eks avgifter.

Utviklingen av behandling av våtorganisk og annet nedbrytbart avfall vil gi store mengder kontrollert produsert biogass. Det pågår for tiden store utbygginger av anlegg for håndtering av dette avfallet der biogassen skal utnyttes som ressurs. Gassen skal brukes lokalt, oppgraderes til drivstoffkvalitet og gå til større flåtekunder eller inn i naturgassnett. Det forventes også en økning av biogass produsert ved avløpsrensaneanlegg. Den industrien som ligger tett ved en biogassprodusent vil kunne utnytte denne ressursen økonomisk. Det er imidlertid ikke økonomi i dag å transportere verken rågass eller oppgradert gass over store avstander. Rørtransport gir lokale muligheter om ikke eksisterende naturgassnett kan benyttes. CBG (Compressed Biogas) kan transporteres på bil, men på grunn av lav energitetthet er lønnsom avstand begrenset. LBG (Liquefied Biogas) kan transporteres på bil, men dette er for de fleste ikke aktuelt per i dag på grunn av bl.a. total kostnad og begrenset tilgjengelig volum.

Biofyringsolje har en høyere energitetthet enn de øvrige biobrensene, og er derfor også i større grad en vare som kan handles på det internasjonale markedet. Tilgangen vil i stor grad avhenge av etterspørsel og prisnivå. MBP Group disponerer tre anlegg for annen generasjons biofyringsolje i Skandinavia med total kapasitet på 270 000 tonn biofyringsolje eller 2,6 TWh. MBP Group anslår at salg av biofyringsolje til industrien i Norge kan øke med 50.000 tonn, tilsvarende 0,5 TWh i løpet av det neste året.

Zero intervjuet i 2009 flere produsenter og importører av biodrivstoff, som totalt kunne levere 714 millioner liter sporbart biodrivstoff i 2009 (Opdal & Andreassen, 2009). Det utgjorde omtrent 6 TWh eller 14 prosent av drivstoffbruket til veitransport i Norge. Hvorvidt produsentene og importørene av dette biodrivstoffet faktisk kommer til å omsette alt dette biodrivstoffet i Norge, er ikke avgjort, og er avhengig av etterspørselen i Norge. Som beskrevet er biodiesel et mer foredlet biobrensel enn biofyringsolje, og etterspurt i transportsektoren. Dette potensialet ansees derfor ikke som tilgjengelig for varmeformål i industrien.

Avfall og restprodukter

Utnyttelsen av avfall fra jordbruk, industri og husholdninger til energiproduksjon kan økes fra dagens nivå på ca. 2 TWh. Forbudet mot deponering av avfall som ble innført i 2009 medfører at en betydelig mengde avfall må behandles på en annen måte når forbudet får full virkning. Det har vært en betydelig eksport til Sverige, men kapasiteten i norske forbrenningsanlegg har også økt. En vesentlig øking til energiformål vil delvis gå på bekostning av annen anvendelse (som halm til dyrefor eller resirkulering av papp og papir), og vil også ofte være langt mer kostbart enn bruk av skogråstoff. Økt tilgang utover 1-2 TWh fra avfall synes derfor lite realistisk.

Produksjonen i trelastindustrien har vært relativt stabil i lang tid. I treforedlingsindustrien har nedleggelsen av Union papirfabrikk i Skien i 2005/2006 og Follum fabrikk på Hønefoss i 2012 gitt redusert produksjon. Innenlands avvirkning av massevirke og leveransene av celluloseflis fra trelastindustrien tilsvarer en energimengde på om lag 10 TWh. Utnyttelse av disse ressursene krever balanse i etterspørselen etter energivirke og trevirke.

Nedleggelse av kapasitet i treforedlingsindustrien vil gi lavere biomassepriser og økt tilgang av biomasse til energiformål. Samtidig er avsetning for sagtømmer og deler av massevirket en forutsetning for leveranser av en vesentlig del av biomasseressursene til energiproduksjon. Tilgang på hogstavfall forutsetter avvirkning av rundtømmer og manglende avsetning for sagtømmer og massevirke vil gjøre hogst av mange skogbestander ulønnsomme. Vesentlig reduksjon av virkeforbruket i skogindustrien kan derfor gi redusert tilgang på biomasse til energiproduksjon.

Det er trolig uutnyttede bioenergiressurser fra næringsmiddelindustrien, som kan benyttes til forbrenning eller produksjon av biogass eller biofyringsolje. For eksempel slakteavfall, slam fra renseanlegg, og organisk avfall. Potensialet for dette er ikke kjent.

6 *Potensial per næringsgruppe*



Industrien er i rapporten delt inn i følgende syv næringsgrupper med undergrupper:

- Bergverk
 - o Gruvedrift
 - o Gruvetjenester, pukkverk
- Næringsmiddelindustrien
 - o Matproduksjon, meierier
 - o Bryggerier
- Treforedling
 - o Trelast og trevare
 - o Treprodukter og papirproduksjon
- Kjemisk industri og raffinerier (inkludert farmasøytisk industri)
 - o Raffinerier
 - o Kjemisk
 - o Farmasi
- Kraftforedlende industri (aluminium, metallindustri, ferrolegering)
 - o Metall, ferrolegering
- Gummi, plast og mineralsk industri
 - o Gummi, plast
 - o Asfalt, betong
 - o Kalk og sement
- Øvrig industri

Fordelingen av industribedrifter i denne gruppen er gjort tro til SSBs inndeling (NACE07) for i størst mulig grad å finne likhetstrekk på energibruk, og dermed potensial for bioenergi. Forutsetninger er foretatt per næringsgruppe eller undergruppe. Det er fortsatt store ulikheter i prosessene i de ulike bedriftene i hver næringsgruppe, så potensialet for en bransje er ikke nødvendigvis overførbart til enkeltbedrifter.

6.1 Bergverk

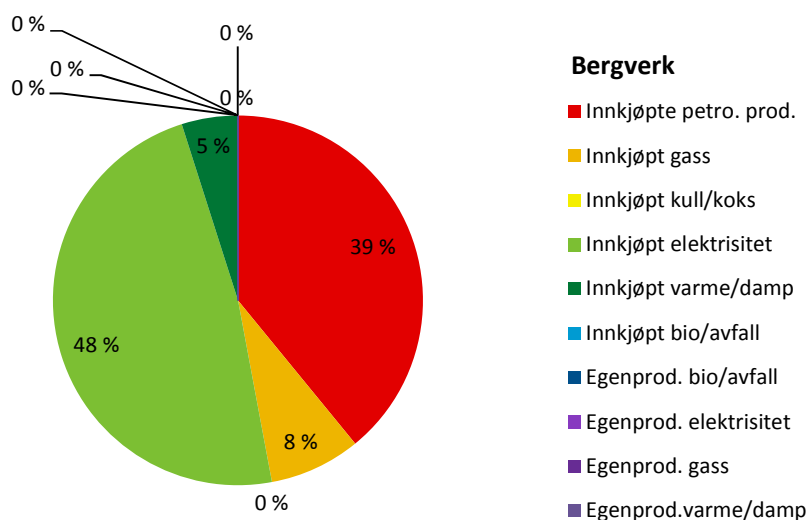
Bergverk inkluderer gruvedrift, bergverksvirksomhet og pukkverk. Gruvedriften er preget av noen store gruver og aktører som Sibelco, og Titania i Sokndal, Syd-Varanger gruve i Finnmark og Rana Gruber. Innenfor bergverksvirksomhet og pukkverk er bedriftene mange og små. Denne gruppen inkluderer både kalkutvinning, produksjon av grus, pukkverk og sand. Største forbruker av energi innen bergverksvirksomhet er SMA Mineral som produserer magnesiumoksid på Herøya.

6.1.1 Energibruk i bergverk

Sammenlignet med de andre næringsgruppene er det totale energibruket innen bergverksvirksomhet beskjedent. I henhold til SSB statistikk lå det på 1 300 GWh i 2010, inkludert Spitsbergen.

I bergverksindustrien benyttes hovedsakelig innkjøpte petroleumsprodukter, i tillegg til elektrisitet. Figur 17 viser fordelingen av energivarer i næringen.

Figur 17 Fordeling av energivarer til stasjonær energibruk i bergverksindustrien i 2010



Kilde: (SSB, NVE, & Enova, Bedriftspesifikk energistatistikk, 2010)

I gruvedriften er det et stort forbruk av elektrisitet til grovbehandlingen av mineralene som blir tatt ut av fjellet, blant annet knusing av malm til fint støv, samt pumper og maskiner som benyttes for transport av mineralene. Videre er det et betydelig forbruk av diesel som går til anleggsmaskiner, pumper, intern transport i gruvene osv. Størstedelen av de innkjøpte petroleumsproduktene går til dette. Videre benyttes det i mindre grad petroleumsprodukter i gruvedrift til oppvarming av bygg og nødvendig deler av gruve. (Syd-Varanger gruve, 2012).

Også innenfor bergverksvirksomheten og pukkverkene er energiforbruket relativt jevnt fordelt mellom petroleumsprodukter og elektrisitet. Også her benyttes noe diesel til anleggsmaskiner i tillegg til elektrisitetsforbruk til steinknusere og andre maskiner.

Energieffektivisering

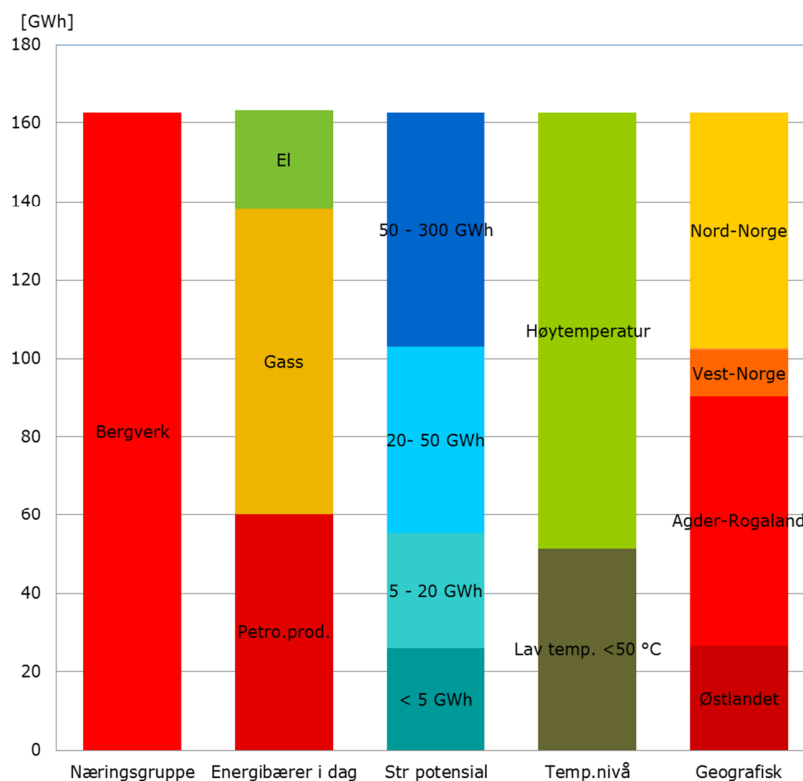
McKinsey utførte en potensialstudie for energieffektivisering i norsk industri for Enova og Norsk Industri i 2009. Bergverk ble ikke inkludert som næringsgruppe i analysen, og energieffektiviseringen her ikke vurdert spesielt. Det er i denne studien, lagt til grunn en sannsynlig gjennomført energieffektivisering på 4 prosent, tilsvarende som for øvrig industri. Enkelte gruver kan ha et potensial for energieffektivisering utover dette ved å øke utnyttelsen av overskuddsvarme.

6.1.2 Teknisk energieffektivt potensial i bergverk

Siden mesteparten av energibruken i bergverk er el-spesifikk eller som diesel inn i maskiner er potensialet for å konvertere til bioenergi til varmeformål lite. Det er funnet et teknisk energieffektivt potensial i bergverksindustrien på 160 GWh.

Figur 18 viser potensialet fordelt på energibærere, størrelse og geografisk plassering.

Figur 18 Teknisk energieffektivt potensial for bergverksindustrien



Potensialet ligger hovedsakelig i gassforbruk blant annet hos Sibelco og Titania, og petroleumforbruk i Syd-Varanger gruve. Også SMA Mineral har et visst potensial. Bruken av elektrisitet i industrien går i hovedsak til direkte el-spesifikke formål, som ikke kan konverteres til biovarme, men noe elektrisitet til romoppvarming kan teknisk sett konverteres til bioenergi.

Deler av energiforbruket i næringsgruppen for bergverk er i gruvedriften på Svalbard. Dette er ekskludert fra teknisk energieffektivt potensial, da en ikke anser det som aktuelt å frakte bioenergi til Svalbard for forbrenning der.

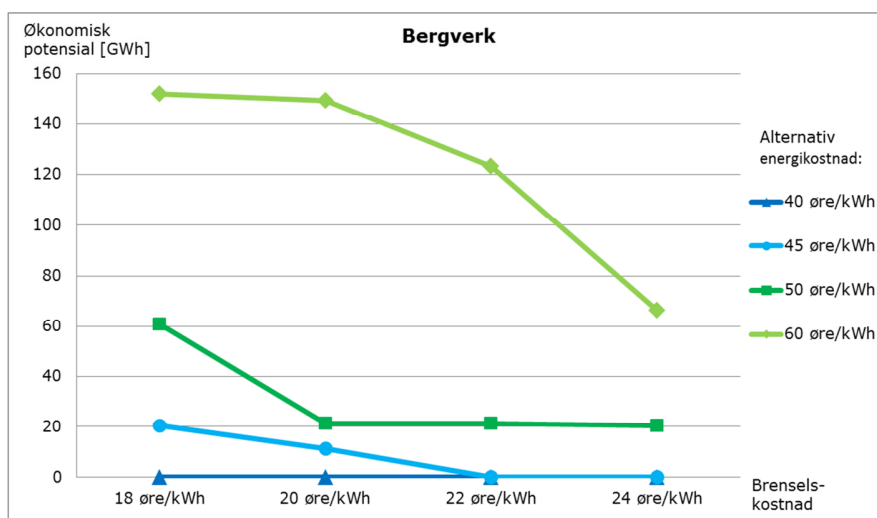
6.1.3 Økonomisk potensial i bergverk

Både innenfor gruvedrift og bergverksvirksomhet er det i hovedsak nattetengt produksjon, som går jevnt over hele året. Kostnadene per kWh biovarme i bergverksindustrien er beregnet for en avskrivningstid på 10 år, og en kalkulasjonsrente på 7 prosent.

Kostnadene for bruk av bioenergi må være lavere enn den alternative energikostnaden dersom potensialet skal være økonomisk gjennomførbart. Ved en alternativpris på 50 øre/kWh og bruk av fuktig flis til 22 øre/kWh er det funnet et økonomisk potensial i gruvedrift på 20 GWh. Med tanke på usikkerheter i analysen, er dette tilnærmet neglisjerbart. Manglende økonomi i anleggene skyldes relativt lavt energibehov hos hver enkelt aktør, samt at få gruver drives døgkontinuerlig og brukstiden for en eventuell fastbrenselkjel dermed er lavere enn for eksempel i kjemisk, treforedling og kraftforedlende industri.

Tilgangen og prisen på bioenergi og den alternative energiprisen for hvert enkelt selskap vil være utfallsgivende. Det er gjort en følsomhetsanalyse av det økonomiske potensialet ved variert brenselpris og alternativ energikostnad, som er vist i Figur 19 under.

Figur 19 Følsomhetsanalyse for økonomisk potensial for bruk av bioenergi i bergverk



Kostnaden for bruk av bioenergi i bergverksindustrien ligger i hovedsak mellom 50-60 øre/kWh. Potensialet øker derfor betydelig ved en høyere alternativ energikostnad opp mot 60 øre/kWh.

Det er ikke gjort spesielle vurderinger av avstand til varmebehov og lengde på nødvendige rørstrekk i bergverksindustrien. Kostnad for distribusjonsrør er satt generelt, og likt for alle næringsgrupper. Mulig lenger nødvendige rørstrekk i gruvedriftsindustrien, kan bidra til høyere kostnader og usikkerhet om det økonomiske potensialet i bransjen. Dette må vurderes for hvert enkelt prosjekt.

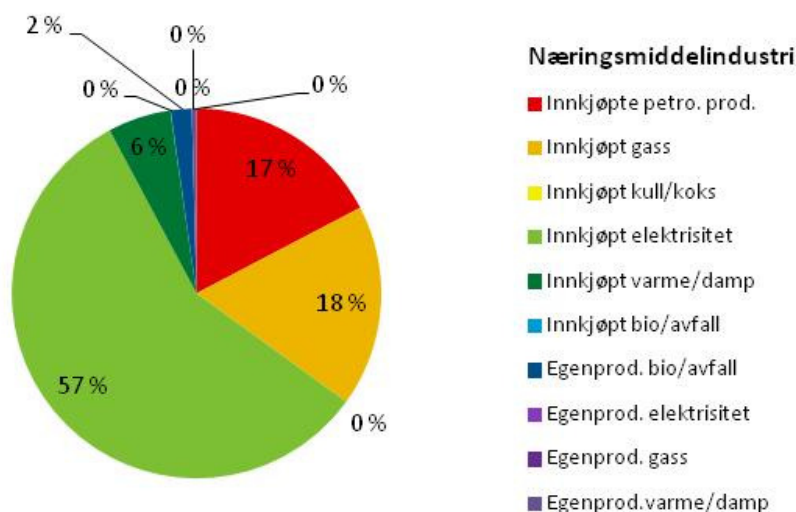
6.2 Næringsmiddel

Næringsmiddel inkluderer all matvareindustri fra fiskefor til små bakerier. Fiskerierne er en betydelig bidragsyter på energibruken innenfor næringsmiddelkategorien, noe som inkluderer behandling og foredling til fiskeolje og fiskemel. Meieriene, bryggeriene og bakeriene er andre betydelige forbrukere av energi.

6.2.1 Energibruk i næringsmiddelindustrien

På tross av at næringsmiddelindustrien inkluderer et mye større antall aktører enn de andre næringsgruppene, er energibehovet i næringen relativt lav på 3 700 GWh. Figur 20 viser fordelingen av energivarer i næringsmiddelindustrien. Det brukes stort sett elektrisitet inn i næringen, men det benyttes også en betydelig mengde olje og gass.

Figur 20 Fordeling av energivarer til stasjonær energibruk i næringsmiddelindustrien i 2010



Kilde: (SSB, NVE, & Enova, Bedriftspesifikk energistatistikk, 2010)

Energibruken i næringsmiddelindustrien regnes hovedsakelig å gå til varmeprosesser i produksjon av matvarer, men også kjøleprosesser. I tillegg er oppvarming og kjøling av produksjonsbygg og lager betydelig i denne industrien.

Et par enkeltbedrifter har allerede tatt i bruk biomasse. Dette er hovedsakelig bedrifter som kan benytte biomasse som kommer som restprodukter fra prosessen sin. Eksempler på dette er Cerealia, som bruker kornavrens i produksjon av müsli og melprodukter og Norsk Protein, som bruker bioolje i sin produksjon av for og gjødsel. I tillegg kjøper flere aktører, blant annet deler av Tine meierier, inn fjernvarme basert på avfallsforbrenning eller bioenergi.

Næringsmiddelindustrien har som hovedregel helårsproduksjon. Et viktig unntak fra dette er fiskeforedlings-industrien der deler er svært sesongavhengig. Innenfor fiskeforedling benyttes en god del gass.

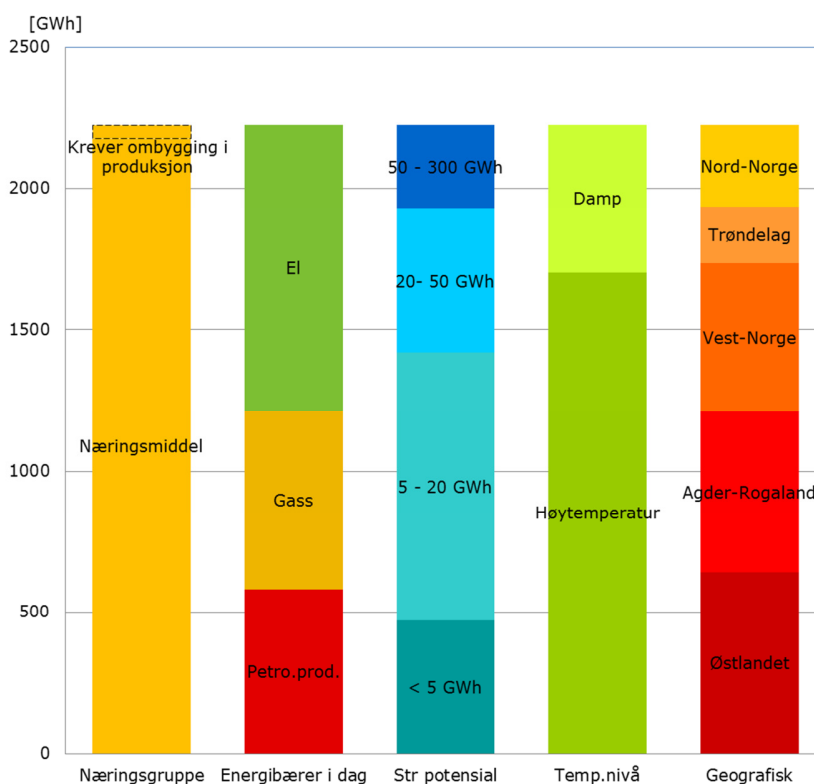
Energieffektivisering

McKinsey utførte en potensialstudie for energieffektivisering i norsk industri for Enova og Norsk Industri i 2009, men næringsmiddel ble ikke inkludert som egen gruppe. Det er i denne studien brukt et anslag på 4 prosent energieffektivisering innen næringsmiddel, tilsvarende som for øvrig industri.

6.2.2 Teknisk energieffektivt potensial i næringsmiddelindustrien

Det er funnet et teknisk energieffektivt potensial i næringsmiddelindustrien på 2 200 GWh. Figur 21 viser potensialet fordelt på energibærere, størrelse og geografisk plassering.

Figur 21 Teknisk energieffektivt potensial for næringsmiddelindustrien



Potensialet for konvertering til bruk av bioenergi fordeler seg jevnt på energibærerne petroleumprodukter, gass og elektrisitet, og en stor andel er høytemperatur varme. Næringsgruppen skiller seg ut, ved at energibruken er mindre per bedrift enn i de øvrige gruppene, og størstedelen av de potensielle anleggene har et relativt lavt årlig forbruk på 5 – 20 GWh.

I deler av fiskeforedlingsindustrien benyttes direkte kontakt med gass for tørking av fiskefor. Konvertering fra denne gassen til bruk av bioenergi, vil kreve enten ombygging i produksjonen og store

investeringer i endret prosessutstyr eller bruk av foredlet biogass. Figuren indikerer hvor stor del av potensialet dette dreier seg om.

Klimakur 2020

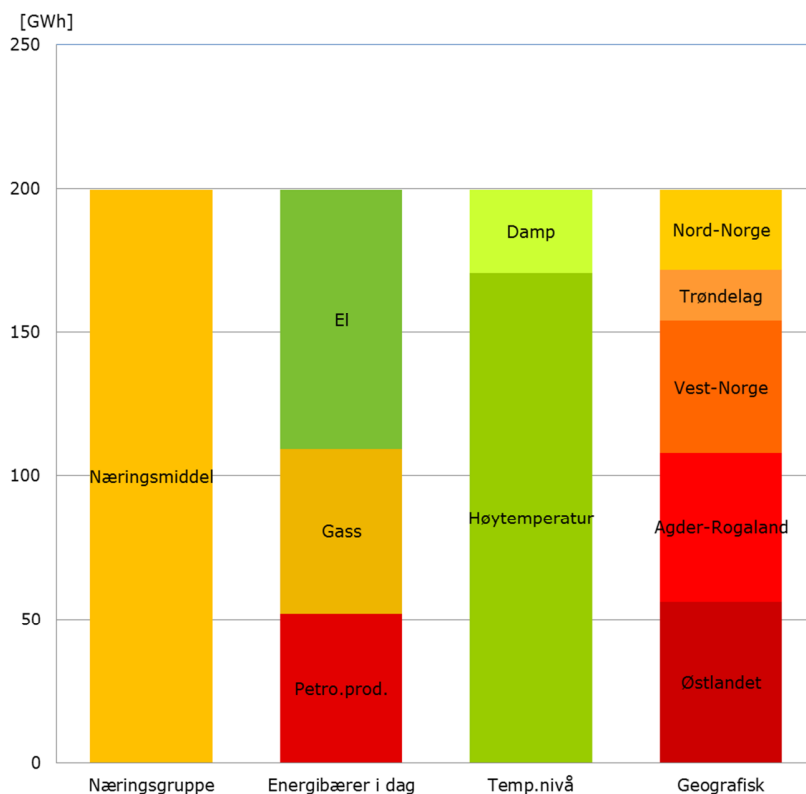
Klif identifiserte i forbindelse med Klimakur 2020 et potensial innen næringsmiddelindustrien på og konvertere fra fyringsolje til bioenergi og fra fyringsolje og elforbruk til fjernvarme på totalt nesten 1.000 GWh. Et antatt relativt høyt bruk av elektrisitet til termisk varme innen næringsmiddelindustrien, gir et høyere potensial i denne analysen.

6.2.3 Økonomisk potensial i næringsmiddelindustrien

Kostnadene for bruk av bioenergi må være lavere enn den alternative energikostnaden dersom potensialet skal være økonomisk gjennomførbart. Kostnadene per kWh biovarme i næringsmiddelindustrien er beregnet for en avskrivningstid på 10 år, og en kalkulasjonsrente på 7 prosent.

Ved en alternativpris på 50 øre/kWh og bruk av fuktig flis til 22 øre/kWh er det funnet et økonomisk potensial i næringsmiddelindustrien på omtrent 200 GWh, som vist i Figur 22.

Figur 22 Økonomisk potensial for bioenergi i næringsmiddelindustrien med en alternativ pris på 50 øre/kWh



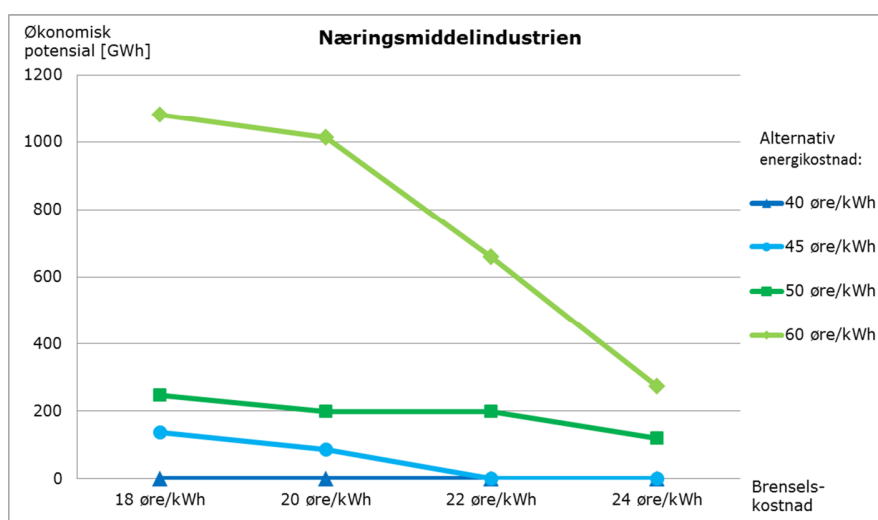
Blant betydningsfulle aktører med noe potensial er Maarud, Kims, Sørlandschips, Findus Norge, Hoff, Nortura, Tine, Kraft Foods, Felleskjøpet osv.

For næringsmiddelindustrien er det mer variabelt hvorvidt produksjonen er døgkontinuerlig eller har nattestengt og om det er jevn produksjon over året eller sesongavhengig produksjon. Sesongavhengig og nattestengt produksjon er i mindre grad lønnsomt. Dette sammen med et stort antall av relativt små aktører gir store variasjoner i kostnader.

Næringsmiddelindustrien består av flere små aktører, og det er derfor sannsynlig at alternativprisen er noe høyere i denne næringsgruppen enn hos enkelt større energiforbrukere innen kjemisk og kraftforedlende industri.

Tilgangen og prisen på bioenergi og den alternative energiprisen for hvert enkelt selskap vil være utfallsgivende. Det er gjort en følsomhetsanalyse av det økonomiske potensialet ved variert brenselpris og alternativ energikostnad, som er vist i Figur 23 under. Potensialet øker betydelig ved en høyere alternativ energikostnad opp mot 60 øre/kWh.

Figur 23 Følsomhetsanalyse for det økonomiske potensialet i næringsmiddelindustrien



6.3 Treforedling

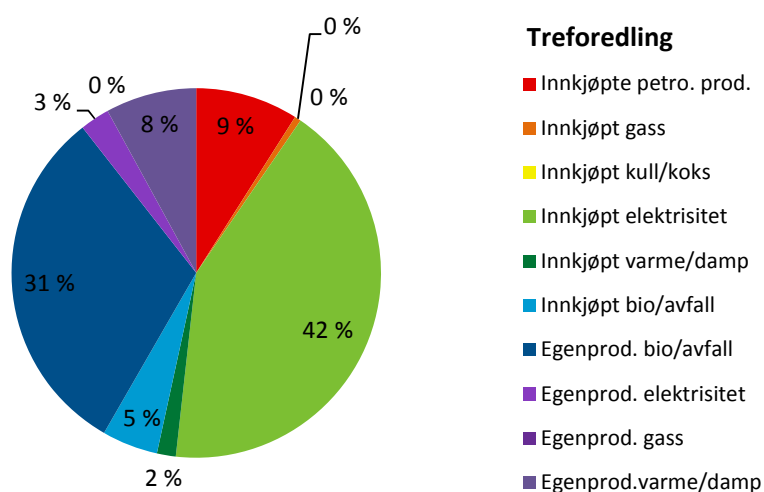
Innen treforedlingsindustrien inkluderes trelast, trevare, all produksjon av papirmasse og papir, samt øvrige treprodukter i Norge. Norske Skog er landets største aktør med to fabrikker på Skogn og Saugbrugs. Søndra Cell og Peterson Linerbooard er også store produsenter med fabrikker på henholdsvis Tofte og Folla og Ranheim. Borregaard er også en betydelig aktør, Forestia lager sponplater på Kvam og Grubhei. Innen trelast er Moelven, Romerike Trelast og Bergene Holm de største enkeltaktørene.

Peterson i Moss ble slått konkurs 11.april 2012, og er ikke inkludert som potensial i denne studien. Norske Skog på Follum ble besluttet nedlagt i desember 2011, og er heller ikke inkludert.

6.3.1 Energibruk i treforedlingsindustrien

Treforedlingsindustrien er den tredje største næringen når det kommer til energiforbruk med et stasjonært forbruk på hele er 8.900 GWh. Figur 24 viser fordelingen av energivarer i næringen i 2010. (Energibruken ved fabrikkene på Follum og i Moss er ikke inkludert.)

Figur 24 Fordeling av energivarer til energibruk i treforedlingsindustrien i 2010



Kilde: (SSB, NVE, & Enova, Bedriftspesifikk energistatistikk, 2010)

I treforedlingsindustrien benyttes allerede mye bioenergi, og da særlig egenprodusert bioenergi og biobasert avfall. Industrien har direkte tilgang på egne restprodukter fra biomasseforedlingen. Disse restproduktene har lav alternativ verdi for industrien og bruk til energiformål er derfor ofte lønnsomt. Egenprodusert bio/avfall står for hele 3 000 GWh, eller 31 prosent av forbruket.

Bransjen bruker til en viss grad også innkjøpt bioenergi, eller innkjøpt varme/damp. For eksempel kjøper Borregaard varme fra to eksterne selskaper, Hafslund og Østfold energi på samme industritomt.

Det er stor grad av energigjenvinning i treforedlingsindustrien, og egenprodusert varme/damp dekker totalt 8 prosent av energibehovet. På Norske Skog på Saugbrugs og Skogn gjenvinnes så mye som 40 prosent av det totale elektriske forbruket til damp. Egenprodusert varme/damp er sett på som energieffektivisering og er ikke en del av det totale energiforbruket for bransjen.

Industrien er på tross av høy bruk av bioenergi, fjernvarme og energigjenvinning likevel en kraftintensiv bransje, og innkjøpt elektrisitet er den største energibæreren inn.

Mye av produksjonen skjer på Østlandet og i Midt-Norge som har sammenheng med god tilgang på trevarer som råvare inn i industrien. Innen trelast går 85 prosent av energibruken til tørking av saget virke før salg eller høvling. (McKinsey, 2009) Innen papir- og kartong-produksjon står også tørking ved bruk av damp i en tørkemaskin for en stor andel.

Energieffektivisering

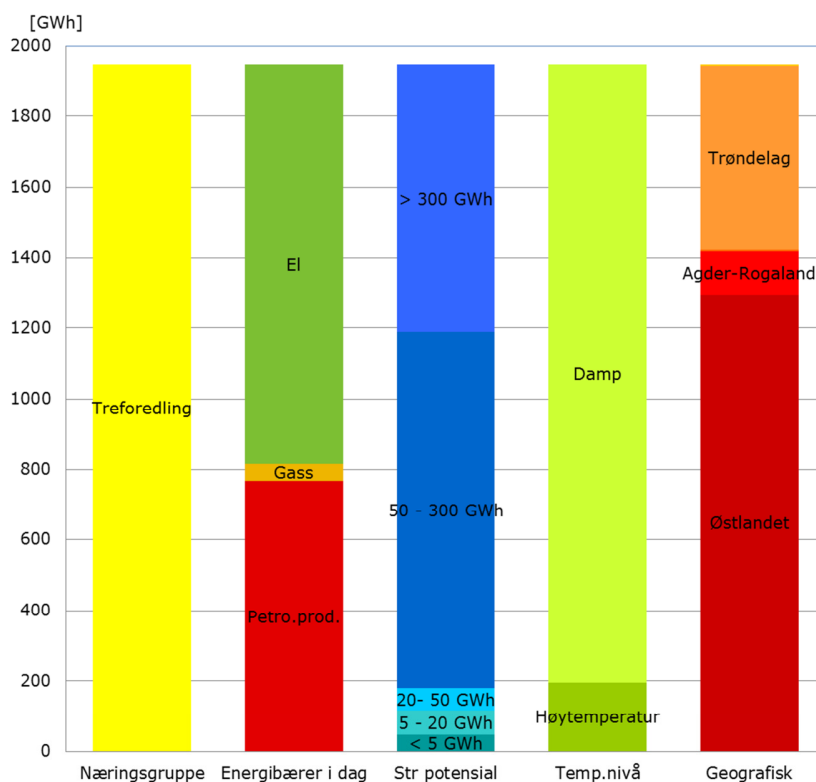
McKinsey utførte en potensialstudie for energieffektivisering i norsk industri for Enova og Norsk Industri i 2009. Analysen fant et potensial på 25 prosent innen treforedling. Et stort potensial er her effektivisering av tørkeprosessen for bioenergien som brukes til å dekke trelastindustriens termiske energibehov. (McKinsey, 2009) McKinsey antok en sannsynlig gjennomføring på 19 prosent av potensialet, som tilsvarer en sannsynlig gjennomført energieffektivisering på omtrent 5 prosent. Det er i denne studien brukt et konservativt anslag på 6 prosent energieffektivisering innen treforedling.

6.3.2 Teknisk energieffektivt potensial i treforedlingsindustrien

I tillegg til at treforedlingsindustrien allerede benytter 3 600 GWh bioenergi, er det funnet et ytterligere teknisk energieffektivt potensial på i underkant av 2 000 GWh. Av dette er det sannsynlig at omtrent 500 GWh eller 25 prosent må dekkes av bioolje og/eller biogass på grunn av behovsprofilen.

Figur 25 under viser potensialet fordelt på energibærere, størrelse og geografisk plassering. Energibruken ved de nedlagte fabrikkene til Norske Skog og Peterson, henholdsvis på Follum og i Moss, er ikke inkludert i potensialet.

I motsetning til i de andre industrigruppene brukes gass lite i treforedlingsindustrien i dag, og det er hovedsakelig elektrisitet og petroleumsprodukter som er aktuelt for konvertering til bioenergi. Det er et stort behov for damp, og potensialet ligger hovedsakelig i å erstatte den bruken av olje og elkjeler til dampproduksjon, som fortsatt eksisterer. Aktørene er store med høyt energiforbruk, og eventuelle nye forbrenningsanlegg vil derfor kunne ligge på godt over 50 GWh, og noen også over 300 GWh.

Figur 25 Teknisk energieffektivt potensial i treforedlingsindustrien


Produksjonen innen treforedlingsindustrien foregår stort sett kontinuerlig over året og døgnet, men energibruken kan variere i stor grad over døgnet i enkelte bedrifter, som for eksempel på Borregaard her det er store svingninger i dampbehovet. Her brukes olje- og elkjeler hovedsakelig til å dekke og regulere svingninger. Valget mellom olje eller elektrisitet avhenger av energiprisen på ethvert tidspunkt. Det oljeforbruket og elektrisitetsforbruket som er aktuelt for konvertering til bioenergi, dekker dette i stor grad dette batchvise forbruket, i tillegg til spiss- og reservelastbehovet. I tillegg brukes noe fyringsolje som støttebrensel og ved oppstart av biokjeler. Dette kan vanskelig erstattes av fastbrensel som flis som har relativt lav brennverdi. Det varierende effektbehovet og svingninger som krever rask regulering gjør at så mye som 25 prosent av det beregnede potensialet er antatt og måtte dekkes av bioolje og/eller biogass.

Aktører med potensial for økt bruk av bioenergi er i tillegg til store produsentene som Sødra Cell, Norske Skog og Borregaard, også andre treforedlingsaktører som Glomma Papp, Hellefoss, Hunsfos, Vafos og Nordic Paper. Det er også et mindre potensial hos trelastaktører der utfordringen med svingende dampbehov er mindre.

Klimakur 2020

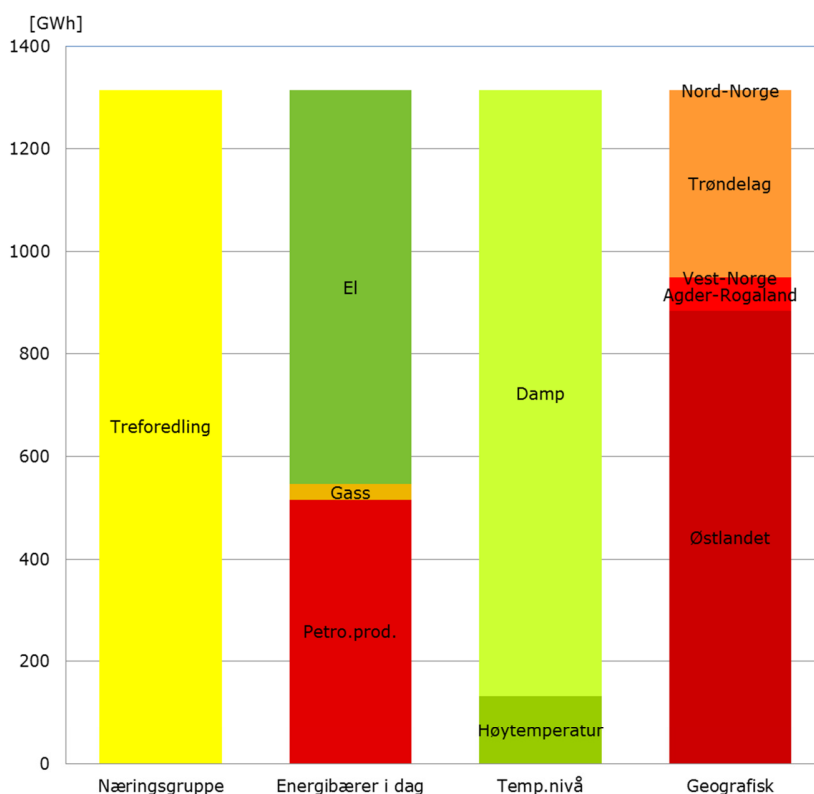
Klif identifiserte i forbindelse med Klimakur 2020 et potensial innen treforedlingsindustrien på og konvertere fra fyringsolje til bioenergi på 1 300 GWh, og et potensial på å konvertere gass til biogass på 100 GWh. Det ble i Klimakur ikke definert tiltak for konvertering av noe av elektrisitetsforbruket.

6.3.3 Økonomisk potensial i treforedlingsindustrien

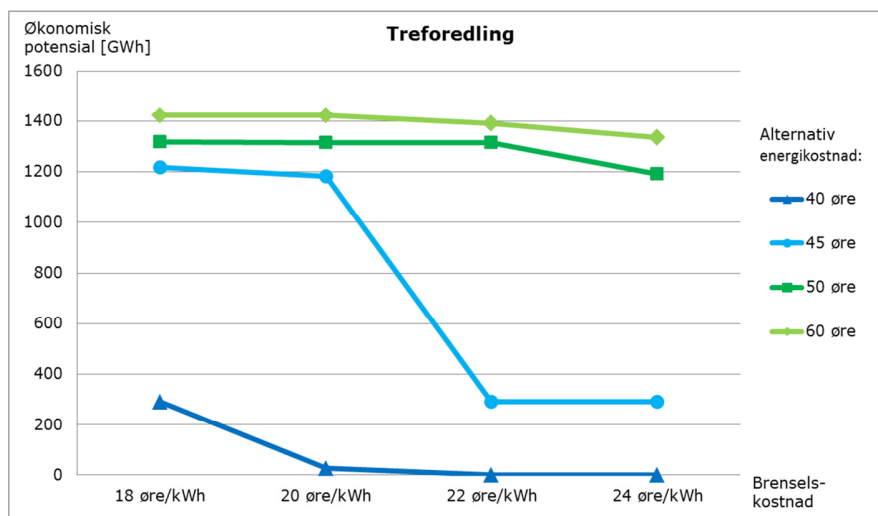
Kostnadene for bruk av bioenergi må være lavere enn den alternative energikostnaden dersom potensialet skal være økonomisk gjennomførbart. Kostnadene per kWh biovarme innen treforedling er beregnet for en avskrivningstid på 10 år, og en kalkulasjonsrente på 7 prosent.

Kostnadene for bruk av bioenergi i treforedlingsindustrien ligger i siktet rundt 40 -50 øre/kWh. Ved en alternativ energipris på 50 øre/kWh og antatt bruk av fuktig flis til 22 øre/kWh er det funnet et økonomisk potensial i næringsgruppen på 1 300 GWh, som vist i Figur 26 under. Det vil si at mesteparten av det tekniske potensialet, som kan dekkes av fastbrensel vil være økonomisk lønnsomt ved disse forutsetningene.

Figur 26 Økonomisk potensial i treforedlingsindustrien ved en alternativ energipris på 50 øre/kWh



Tilgangen og prisen på bioenergi og den alternative energiprisen for hvert enkelt selskap vil være utfallsgivende. Det er gjort en følsomhetsanalyse av det økonomiske potensialet ved variert brenselpris og alternativ energikostnad i Figur 27 under.

Figur 27 Følsomhetsanalyse økonomisk potensial innen treforedling


Figuren viser at det økonomiske potensialet i treforedlingsindustrien er veldig følsomt i det aktuelle kostnadsnivået. Ved en lavere alternativ energikostnad på ned mot bare 45 øre/kWh blir potensialet betydelig redusert med nesten 1 TWh. En stor andel av det tekniske potensialet i treforedlingsindustrien ligger i kostnadssjiktet mellom 45 og 50 øre/kWh.

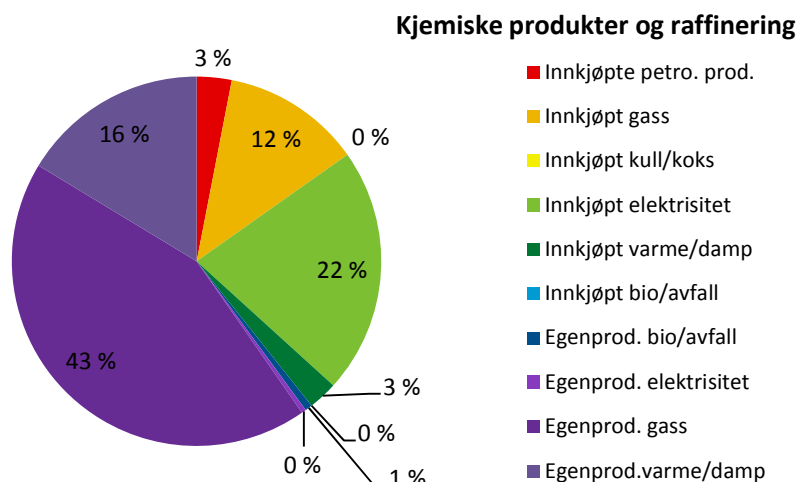
6.4 Kjemiske produkter og raffinerier

Kjemiske produkter og raffinerier inkluderer i hovedsak farmasiindustrien, produksjon av kunstgjødsel, kjemiske produkter, samt oljeraffineriene til Statoil og Esso. Kjemiske produkter som produseres er ammoniakk, etylen, klor/lut, VCM og PVC. Store aktører er Ineos, Borregaard, Yara, Boliden, Kronos Titan, Dynea og Hustadmarmor. Det er i tillegg et betydelig antall små lokale bedrifter, som ikke påvirker energibruken i like stor grad. Geografisk er en stor andel av energibruken lokalisert i Grenlandsområdet, og i nærheten av Rafnes og Herøya industripark, hvor blant annet Yara og Ineos ligger.

6.4.1 Energibruk i kjemisk industri og raffinerier

Den stasjonære energibruken innen kjemisk industri og raffinerier var svært høy på hele 19 100 GWh i 2010. Figur 28 viser fordelingen av energivarer i kjemisk industri og raffinerier i 2010. Særlig forbruket av gass er stort i denne næringsgruppen, både egenprodusert og innkjøpt gass. Det er også stor bruk av energigjenvinning, markert som egenprodusert varme/damp i figuren. Energigjenvinning er ikke inkludert som energibruk i denne analysen.

Figur 28 Fordeling av energivarer til energibruk i kjemisk industri og raffinerier i 2010



Kilde: (SSB, NVE, & Enova, Bedriftspesifikk energistatistikk, 2010)

Raffineriene

Raffineriene har et stort energi- og varmebehov, til oppvarming, raffinering og destillasjon av petroleumsproduktene de foredler. Til dette benyttes hovedsakelig egenprodusert gass i dag. Det er to store raffinerier i Norge, Statoil har et på Mongstad og Esso et på Slagentangen utenfor Tønsberg. Den egenproduserte gassen som benyttes har hovedsakelig vært spillgass. Denne gassen ligner på naturgass og består i stor grad av etan og hydrogen, men med helt andre blandingsforhold. Hele 40-50 prosent er hydrogen, noe som gir lave klimagassutslipp og gjør gassen vanskelig å transportere.

Den egenproduserte spillgassen benyttet på Slagentanger har per i dag ikke en alternativ utnyttelse. (Esso, 2012) Gassen er dyr å foredle og distribuere og alternativet ville derfor vært å fagle den. På Slagentangen

tilføres det i tillegg litt egenprodusert propan og butan som varme i prosessen, denne kunne blitt solgt med alternativ verdi. Omfanget på dette er ikke vurdert i dette potensialstudiet.

På Mongstad er situasjonen litt annerledes, fordi den egenproduserte gassen her alternativt kan erstatte utnyttbar naturgass i strømproduksjonen/CHP-anlegget på Mongstad (Statoil, 2012). Den erstattede naturgassen kan selges og benyttes i Norge eller gjennom gassrørnettet til Europa eller andre steder. Den egenproduserte gassen i raffineriet vil dermed ha en alternativ verdi lik verdien av utnyttbar naturgass avhengig av hvorvidt kraftverket er i drift.

Petrokjemisk industri

Statoils metanolfabrikk på Tjeldbergodden er definert under kjemisk industri. Her går naturgass hovedsakelig inn som en råvare. Produksjonen har en energieffektivitet på omtrent 70 prosent, det vil si at 30 prosent av naturgassen går inn som termisk energiforbruk blant annet til fyring, og som varmesvinn. Figuren over inkluderer kun denne andelen som går til energi, og ikke naturgass som råvare.

Ineos Bamble og Ineos Norge produserer polyetylen, VCM og etylen. Disse bedriftene, særlig Noretyl, har også en betydelig bruk av egenprodusert gass. Heller ikke denne gassen har en høy alternativ verdi, da foredling og transport vil være kostbart. Det er i tillegg et stort forbruk av innkjøpt gass. Ineos i Porsgrunnsområdet kjøper gass inn til produksjonen av polymerer.

Tjeldbergodden Luftgassfabrikk har hatt et betydelig energiforbruk til metanolproduksjon på Tjeldbergodden, dette er planlagt nedlagt og er derfor ikke inkludert i studien.

Gjødselproduksjon

Yara Norge har et stort forbruk av LPG i produksjonen av kunstgjødsel. LPG brukes også som råvare inn i ammoniakkproduksjon. Ammoniakk kan teknisk sett også produseres fra biomasse, men dette er en helt annen produksjonsprosess, som krever fullstendig ombygging av anlegget eller et nytt anlegg. Det er i denne analysen tatt utgangspunkt i eksisterende industri og produksjonsmetoder, og det er kun sett på bruk av LPG til fyring og energiformål.

Farmasøytisk industri

Innenfor farmasøytisk industri brukes det i hovedsak olje og elektrisitet, i tillegg til noe LPG ved Fresenius Kabi. Den termiske energibruken eller varmebehovet innen farmasøytisk industri går til destillasjon og dampproduksjon.

De ulike kjemiske prosessene i farmasøytisk industri er svært forskjellige, og det er vanskelig å generalisere energibruken. Hovedsakelig drifter bedriftene jevnt over hele året, men en del bedrifter holder også nattestengt. Varmebehovet kan variere betydelig over døgnet avhengig av de kjemiske prosessene. Noen bedrifter regner med et fluktuerende og batch-vis varmebruk over uken og en nødvendig leveranse fra regulerbar spisslast på opp mot 50 prosent av energien.

Øvrig kjemisk industri

Deler av Borregaards produksjon i Sarpsborg defineres under kjemisk industri. Ved Borregaard kjøres energiforbruket sammen inn på tre felles dampsystemer og et varmtvannsanlegg, hvor varmen kjøpes fra tre energianlegg eid av henholdsvis Hafslund, Østfold energi og Borregaard selv og basert på næringsavfall og energigjenvinning.

Washington Mills benytter hovedsakelig elektrisitet til produksjon av silisiumkarbid i Orkanger og Sant Gobain Ceramic materials benytter elektrisitet og fyringsolje i videreføringen av silisiumkarbid. Store deler av den kjemiske industrien kjører døgkontinuerlig over hele året, men deler er også nattestengt.

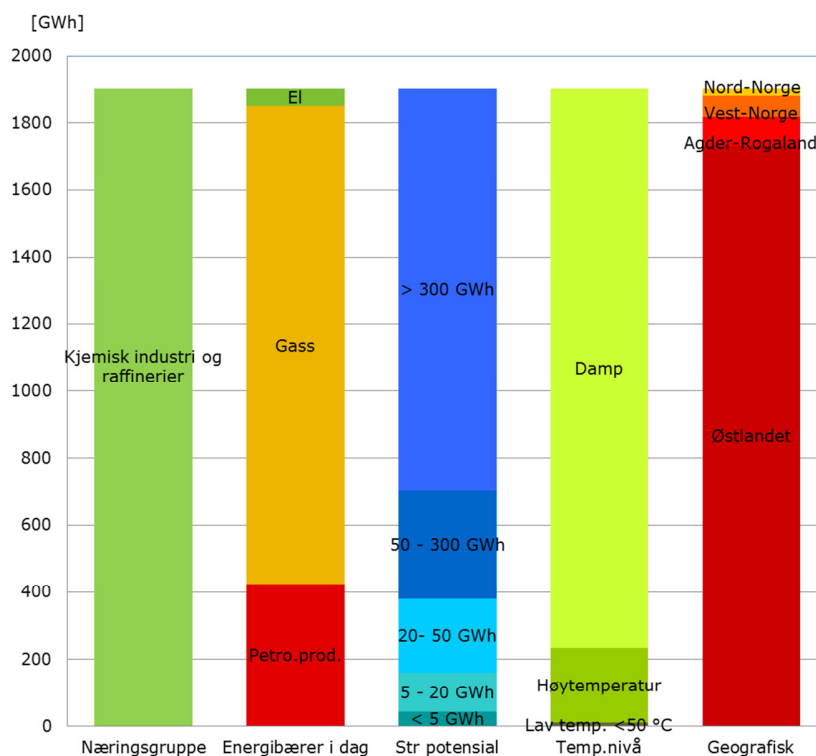
Energieffektivisering

McKinsey utførte en potensialstudie for energieffektivisering i norsk industri for Enova og Norsk Industri i 2009. Analysen fant et potensial på hele 16 prosent innen kjemisk og raffinerier. Også i denne næringsgruppen er varmegjenvinning og eventuell elektrisitetsproduksjon fra damp det største potensialet (nesten 60 prosent av det totale). Optimaliserte driftssystemer og modifisering eller utbygging av ovner og gamle motorer er også blant tiltakene. (McKinsey, 2009) McKinsey antok en sannsynlig gjennomføring på 19 prosent av potensialet, som tilsvarer en sannsynlig gjennomført energieffektivisering på omtrent 3 prosent. Det er i denne studien brukt 4 prosent, som for de fleste andre næringsgruppene.

6.4.2 Teknisk energieffektivt potensial i kjemisk industri og raffinerier

Det er funnet et teknisk energieffektivt potensial i kjemisk industri og raffineriene på 1 900 GWh. Figur 29 viser potensialet fordelt på energibærere, størrelse og geografisk plassering.

Figur 29 Teknisk energieffektivt potensial i kjemiske produkter og raffinerier



Siden det er et stort forbruk av gass i denne næringsgruppen, er det også hovedsakelig gass til termisk energibehov som er mest aktuelt å konvertere til bioenergi. Aktørene er store med høyt energiforbruk, og flere eventuelle nye forbrenningsanlegg vil kunne ligge på godt over 50 GWh og høyere. Det er et stort behov for damp, og mye av produksjonen skjer på Sørlandet, Østlandet og i Midt-Norge.

Aktører med stort teknisk potensial er Yara, Ineos, Kronos Titan og Dynea. Innenfor farmasøytisk industri er de viktigste produsentene med noe potensial GE Healthcare, Nycomed, Fresenius Kabi og Xellia pharmaceuticals.

I Yara benyttes store mengder LPG og noe bruk av petroleum til energiforbruk ved produksjon av kunstgjødsel og ammoniakk. Deler av dette går til dampproduksjon. Konvertering til biomasse i disse dampkjelene er mulig, og har også vært vurdert av Yara. (Yara, juni 2012) LPG går også inn som råvare til ammoniakkproduksjon, men dette er ikke inkludert i denne potensialstudien, som kun ser på energivarer benyttet til termisk varme, og ikke som råvare. Produksjon av ammoniakk fra gassifisering av biomasse i stedet for fra LPG er også mulig, men krever en helt annen teknologi og fullstendig ombygging av fabrikk.

Gassforbruk i raffineriene og metanolproduksjon

Gassforbruk i raffineriene og ved Statoils metanolanlegg på Tjeldbergodden er ikke inkludert i det tekniske potensialet. Eventuell konvertering av deler av dette til bioenergi kan være teknisk mulig, men bør eventuelt vurderes separat fra øvrig industri. Gassforbruket skiller seg betydelig fra øvrig stasjonær industri, både i forbruksmengde og økonomisk.

Som forklart ovenfor har den egenproduserte gassen brukt på Slagentangen ikke nødvendigvis en alternativ utnyttelse, og en annen alternativpris og økonomisk vurdering må gjøres enn for øvrig industri. På Mongstad har den egenproduserte gassen i raffineriet en alternativ utnyttelse ved å transporteres i rør til CHP-anlegget. Den egenproduserte gassen her kunne dermed være mer aktuell for konvertering til bioenergi. Det er derimot usikkert i hvor stor grad en konvertering til bioenergi vil kreve ombygging og prosessstekniske endringer i raffineriet, og en grundigere analyse må eventuelt gjøres av dette.

Ved metanolproduksjon går høytemperaturprosessen kontinuerlig og krever både bruk av damp og direkte høytemperatur på opp mot 1000 °C. Bruk av bioenergi til og dekke deler av dampleveransen og varmebehovet i metanolproduksjonen vil sannsynligvis være mulig, men kunne kreve betydelige tekniske endringer og ombygginger. Nødvendig tekniske endringer sammen med samfunnsøkonomiske vurderinger av lønnsomheten vil kreve en egen analyse.

Klimakur 2020

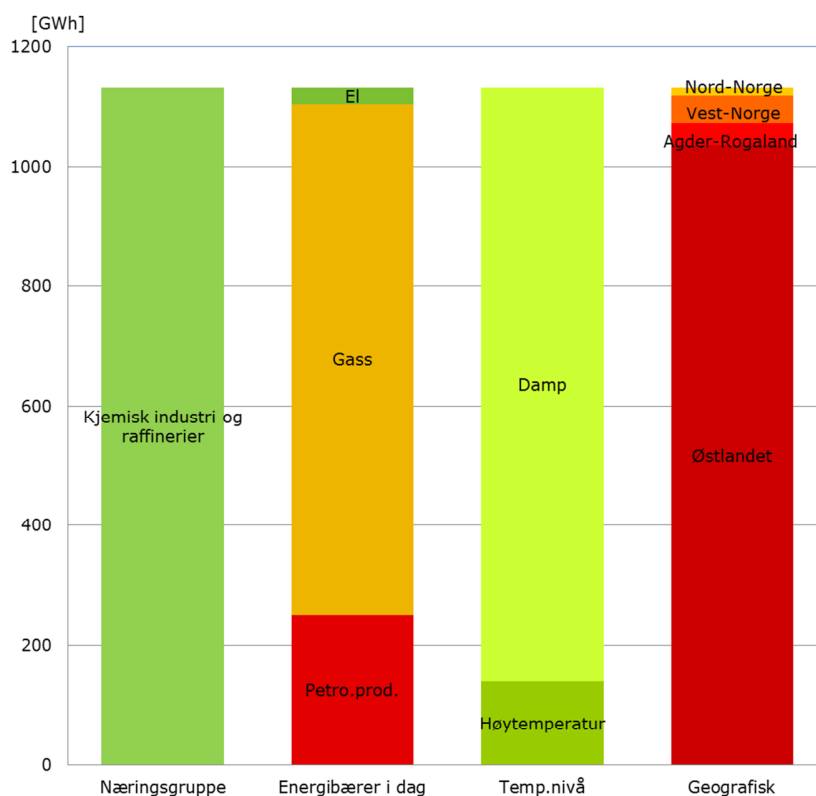
Klif identifiserte i forbindelse med Klimakur 2020 tiltak for å redusere CO₂-utslipp i industrien. Ingen store tiltak for konvertering til bioenergi ble definert innen kjemisk industri (Klimakur2020, 2010) Det ble identifisert tiltak om å erstatte deler av kull brukt som reduksjonsmiddel med trekull innen produksjon av silisiumkarbid. Dette er ikke vurdert i denne analysen.

6.4.3 Økonomisk potensial i kjemisk industri og raffinerier

Kostnadene for bruk av bioenergi må være lavere enn den alternative energikostnaden dersom potensialet skal være økonomisk gjennomførbart. Kostnadene per kWh biovarme innen kjemisk industri er beregnet for en avskrivningstid på 10 år, og en kalkulasjonsrente på 7 prosent.

Kostnadene ligger på 40 til 50 øre/kWh for deler av industrien, men økonomien er noe dårligere for den delen av næringsgruppen hvor det er nattestengt produksjon. Ved en alternativ energikostnad på 50 øre/kWh og en flispris på 22 øre/kWh er det funnet et økonomisk potensial innen kjemisk industri på omtrent 1.100 GWh, som vist i Figur 30.

Figur 30 Økonomisk potensial i kjemisk industri ved en alternativ energipris på 50 øre/kWh

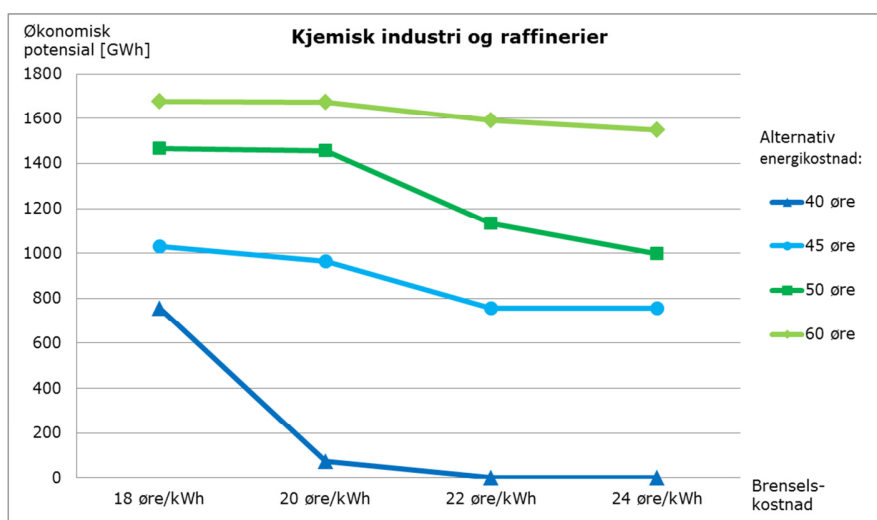


Betydelige aktører med et økonomisk potensial er Ineos, Kronos Titan og Yara. Kronos Titan har vurdert bruk av bioenergi, men ikke fått tilstrekkelig tilbud på mengde og pris, og benytter i dag gass. Yara har vurdert bruk av bioenergi til dampproduksjon, men funnet investeringskostnadene for høye. En annen utfordring er at denne fabrikken hovedsakelig brukes som svingprodusent avhengig av internasjonal konkurranse og priser, fordi produksjonen her er dyrere enn andre fabrikker som bruker naturgass i stedet for LPG. Selskapet ønsker derfor ikke å foreta store investeringer her.

Tilgangen og prisen på bioenergi og den alternative energiprisen for hvert enkelt selskap vil være utfallsgivende. Det er gjort en følsomhetsanalyse av det økonomiske potensialet ved variert brenselspris og alternativ energikostnad, som er vist i Figur 31 under. Figuren viser at potensialet synker jevnt ved lavere alternative energikostnader og høyere brenselspriser.

Hoveddelen av potensialet i kjemisk industri består i likhet med kraftforedlende industri av noen svært store produsenter med høyt energiforbruk. Store produsenter som dette kan forhandle seg fram til lave alternative energikostnader på gass, som er den viktigste energivaren til termisk varme. Ved en alternativ energikostnad under 40 øre/kWh er potensialet i kjemisk industri, som totalt for industrien ellers, forventet lik null.

Figur 31 Følsomhetsanalyse for økonomisk potensial i kjemisk industri



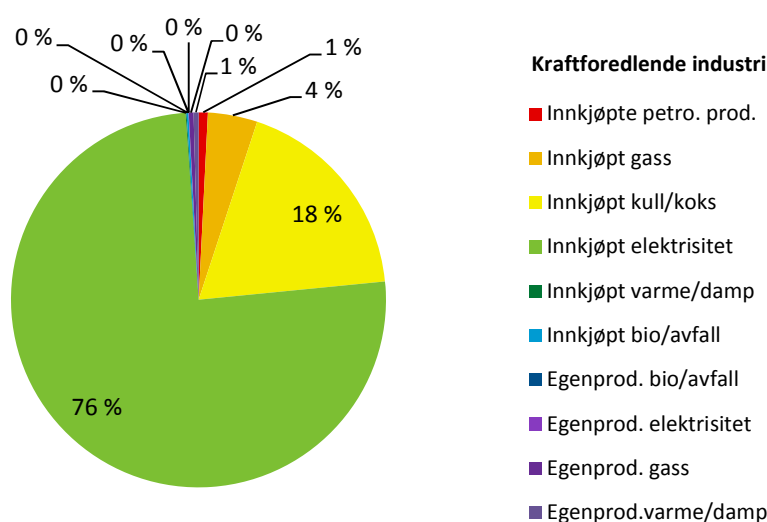
6.5 Kraftforedlende industri (aluminium, ferrolegering og metall)

Kraftforedlende industri brukes som samlebegrep for metallforedling og aluminiumsproduksjon, hvor det er behov for store mengder elektrisitet i selve produksjonsprosessen. Norge har en stor andel kraftforedlende industri siden det tradisjonelt har vært god tilgang til billig vannkraft. Hydro Aluminium er sammen med Alcoa og Sør-Norge Aluminium de store aluminiumsprodusentene, mens Finnfjord, Eramet, Elkem og Wacker Chemicals er de største aktørene innenfor ferrolegering i Norge.

6.5.1 Energibruk i kraftforedlende industri

Kraftforedlende industri har høy energiintensitet, og er den sektoren med klart høyest stasjonært energibruk i Norge. Totalt energibruk til den kraftforedlende industrien var på hele 39 TWh i 2010. Til sammenligning brukte husholdningene totalt 50 TWh i 2010. Figur 32 viser fordelingen av energivarer til stasjonær energi i kraftforedlende industri i 2010.

Figur 32 Energibruk fordelt på energibærere i kraftforedlende industri



Kilde: (SSB, NVE, & Enova, Bedriftspesifikk energistatistikk, 2010)

Innkjøpt elektroisitet er klart den viktigste energivareren i den kraftforedlende industrien, og dekket totalt 76 prosent eller 27 000 GWh i 2010. Dette er blant annet elektroisitet til elektrolyse i aluminiumsproduksjonen. Denne elektroisiteten kan ikke konverteres til bioenergi.

Den nest mest betydningsfulle energikilde er innkjøpt kull/koks, tilsvarende 6 500 GWh i 2010. Kull og koks brukt som reduksjonsmiddel blir fra 2009 i SSBs energistatistikk betraktet som energi til brensel og dermed tatt med i industriens energistatistikk. Kull og koks brukt som reduksjonsmiddel står for hele 85 prosent av kull/koks- forbruket. Reduksjonsmiddelet reduserer metallforbindelsen i råmaterialene til rent metall innen ferrolegeringsindustrien.

Aluminiumsproduksjon

Aluminiumsproduksjonen skjer i Hydros fire anlegg på Karmøy, Årdal, Sunndalsøra og Høyanger, Alcoa to anlegg på Lista og i Mosjøen, i tillegg til at Sør-Norge Aluminium har et anlegg på Husnes.

I tillegg til høyt elektrisitetsforbruk benyttes det også en del gass inn i de store aluminiumsverkene. Dette går hovedsakelig til Hydro aluminium og Alcoa, og benyttes til to hovedformål; baking av anoder og støping av ferdig aluminium.

Forbakte anoder til aluminiumsproduksjon produseres i tre anlegg i Norge: Ved Hydro sine anlegg på Årdalstangen og Sunndalsøra og ved Alcoa Norway sitt anlegg i Mosjøen. Baking av anoder har skjedd hovedsakelig ved to ulike teknologier; Søderberg og Prebake, hvor Prebake har blitt den vanligste de siste årene. Ved prebake-teknologi bakes anodene i en gassovn ved høye temperaturer før de benyttes i elektrolyseprosessen. Råstoffene er petrolkoks og flytende kulltjærebeke som blandes ved 160 – 180 °C, vibreres til kompakte grønne anoder og deretter bakes i brennover fyrte med gass. I brennoverne i ”anodebakeriet”, blir anodekullet herdet og bakt over noen dager på 900 til 1000 °C. Denne oppvarmingen er kontinuerlig over flere dager og krever jevn varme. Ved enkelte anlegg, avhengig av valgt teknologi, benyttes også elektriske ovner.

Hoveddelen av gassforbruket i aluminiumsproduksjonen benyttes i støperiene i aluminiumsverkene. Naturgass benyttes for å holde aluminiumen varm og flytende mens den tilføres legering og støpes ut i emner. Varmebehovet til dette er batch-vis og går med noen timers varighet.

Ferrolegering

Ferrolegeringsindustrien fordeler seg på produksjon hovedsakelig av fire produktgrupper: ferrosilium (FeSi), silisium (Si), ferromangan (FeMn) og silikomangan (SMn).

Ferro- og silikanmangan (FeSi og SiMn) produseres fra ulike malmtyper ved Eramet Sauda, Eramet Porsgrunn, Eramet Kvinesdal og Vale i Mo i Rana. Produksjonen skjer ved elektrisk reduksjonssmelting i lukkede smelteovner. Ferrosilium produseres av Elkem, Finnfjord og Fesil. Kvarts (SiO₂) reduseres med bruk av karbon til silisium og silisiumoksid (Si og SiO) i smelteovner som hovedsakelig fyres på elektrisitet. Tinfors Titan & Iron, som produserer råjern og slagg, regnes også gjerne inn under ferrolegeringsindustri. Jernet utvinnes ved å pelletisere og brenne ilmenittmalm og redusere ved 1100 °C med kull. Elkem Carbon i Kristiansand produserer karbonmaterialer som benyttes i ferrolegeringsindustrien og støpejernindustrien. Råmaterialene er petrolkoks og antrasitt, og strøm benyttes for å oppnå høye behandlingstemperaturer.

I tillegg til høyt el-forbruk, brukes det også gass innen deler av ferrolegeringsindustrien. Gassen går til å holde metallet varmt mens en tilfører legeringer etc. Ved Eramet Porsgrunn er det installert eget gassledningsnett, og gassflamme med dyser på enkelte punkter her gassflammen brukes direkte på store metalløser i stein, for å holde metallet på høye temperaturer rundt 1000 °C. Gassbehovet er batch-vis over døgnet, på samme måte som i et aluminiums-støperi, og gass er fordelaktig på grunn av rask regulering.

Produksjon av stål og andre metaller

Ved Celsa armeringsstål sitt anlegg i Mo i Rana produseres det stål, basert på omsmelting av stålskrap i elektrisk lysbueovn. Det benyttes avgass fra nabobedriften Vale og fra fyringsolje til varmetilførsel til valseverket der stålemnene vales om til armeringsprodukter.

Xstrata i Kristiansand og Boliden Odda produseres henholdsvis nikkel og sink. Det benyttes hovedsakelig strøm, men også noe olje og gass til varme i produksjonen.

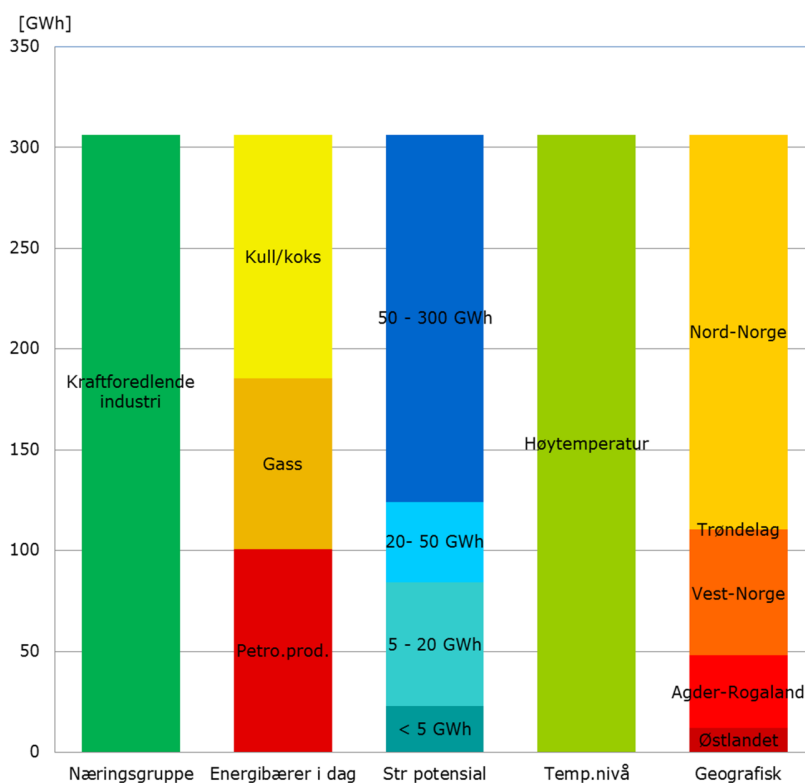
Energieffektivisering

McKinsey utførte en potensialstudie for energieffektivisering i norsk industri for Enova og Norsk Industri i 2009. Analysen fant et potensial på hele 48 prosent innen aluminiumsindustrien, og 61 prosent innen ferrolegering. Størstedelen av dette var eksternt utnyttelse av spillvarme, samt egen elkraftproduksjon, og vil dermed ikke redusere behovet for energivarer inn. Reduksjon i varmetap i elektrolyseprosessen kan gi redusert behov for elektrisitet i aluminiumsindustrien. (McKinsey, 2009) McKinsey antok en sannsynlig gjennomføring på 19 prosent av potensialet, som tilsvarer henholdsvis 9,1 og 11,6 prosent. Det er i denne studien lagt til grunn 10 prosent.

6.5.2 Teknisk energieffektivt potensial i kraftforedlende industri

Det er funnet et teknisk energieffektivt potensial i kjemisk industri og raffineriene på omtrent 300 GWh. Av det tekniske potensialet er det antatt at omtrent 90 prosent, eller 275 GWh kan dekkes av fastbrensel. Figur 33 viser potensialet fordelt på energibærere, størrelse og geografisk plassering. Det tekniske potensialet er lite i forhold til det store energiforbruket i næringsgruppen.

Figur 33 Teknisk energieffektivt potensial i kraftforedlende industri



Det lave potensialet skyldes at størstedelen av energibruken i kraftforedlende industri er elspesifikk energibruk, at deler av gassforbruket vanskelig kan konverteres uten store endringer i produksjonsteknologi, samt at en stor mengde kull og koks brukt som reduksjonsmiddel ikke er inkludert som potensial.

Steinkull brukt som reduksjonsmiddel kan ikke erstattes av tradisjonell bioenergi og er trukket ut fra det tekniske potensialet i dette studiet.. Det er gjort forsøk som viser at deler av kullet kan erstattes av trekull. Dette inngår som forslag til tiltak i Klimakur, med et beregnet konverteringspotensial på 2 TWh i Norge. På verdensbasis vil bruk av trekull som reduksjonsmiddel istedenfor steinkull, kreve en enorm tilgang på trekull, noe som er usikkert om vil være realistisk.

Gassforbruket til aluminiumsproduksjon og til ferrolegeringsindustrien er heller ikke inkludert i teknisk potensial. Ovnene til oppvarming og baking av kull for aluminiumsproduksjon, som i dag går på gass, vil teknisk sett sannsynligvis kunne fyres med bioenergi, men dette vil kreve ombygginger og store endringer i produksjonsutstyr. Det vil også kreve svært homogent og tørt biobrensel for å oppnå en tilstrekkelig jevn forbrenning og jevnt høy temperatur.

Gassforbruket innen ferrolegering og i aluminiums-støperiene kan heller ikke enkelt konverteres til bioenergi. Teknologien som benyttes krever direkte gassflammer og ren forbrenning, slik at ikke uforbrente hydrokarboner vil blande seg med metallet som fremstilles. Konvertering av dette til bioenergi vil kreve bruk av foredlet biogass. Dette har en høy alternativpris, og er også etterspurt i transportsektoren hvor betalingsviljen for drivstoffet er høyere.

Det er fortsatt en liten bruk av olje til termisk energibehov i kraftforedlende industri i dag, og av kull og koks som brukes kun til termisk varme og ikke som reduksjonsmiddel. Denne kan teknisk sett erstattes med bioenergi, og inngår i potensialet. Forbruket er lite per aktør. Av aktørene med noe høyere sannsynlig teknisk potensial er blant annet Celsa armeringsstål, Vale manganese og Boliden Odda.

Klimakur 2020

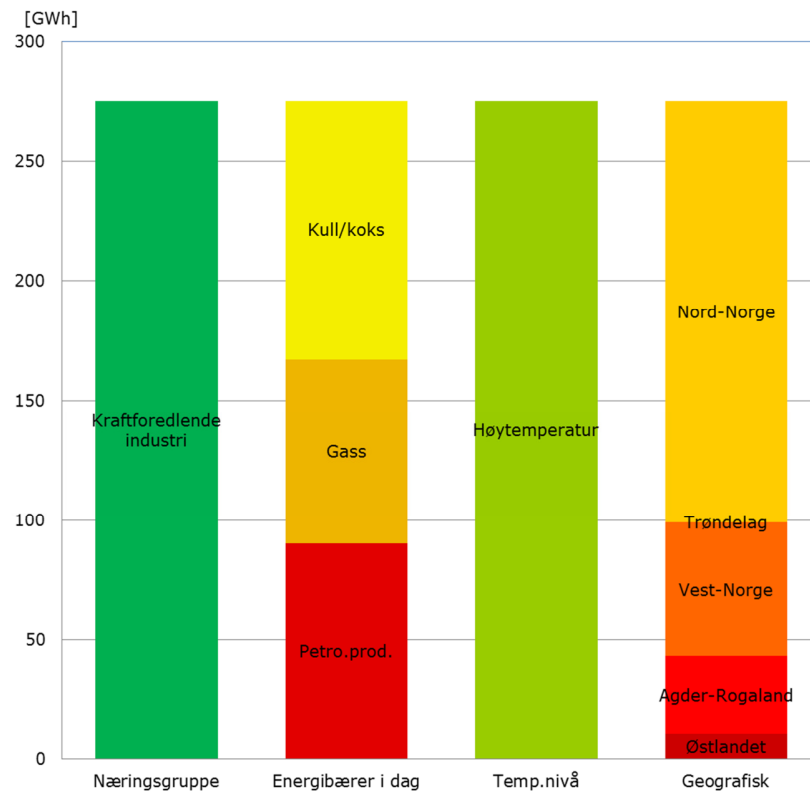
Klif identifiserte i forbindelse med Klimakur 2020 et potensial innen metallindustrien på å erstatte gass med biogass på totalt rundt 1 120 GWh. (Klimakur2020, 2010) I tillegg ble det identifisert tiltak for redusert bruk av kull/koks som reduksjonsmiddel på totalt 2 100 GWh. Lavere teknisk potensial funnet her enn i Klimakur skyldes hovedsakelig at gassforbruket til aluminiumsproduksjon og ferrolegeringen, samt erstatning av kull/koks som reduksjonsmiddel ikke er inkludert i denne studien.

6.5.3 Økonomisk potensial i kraftforedlende industri

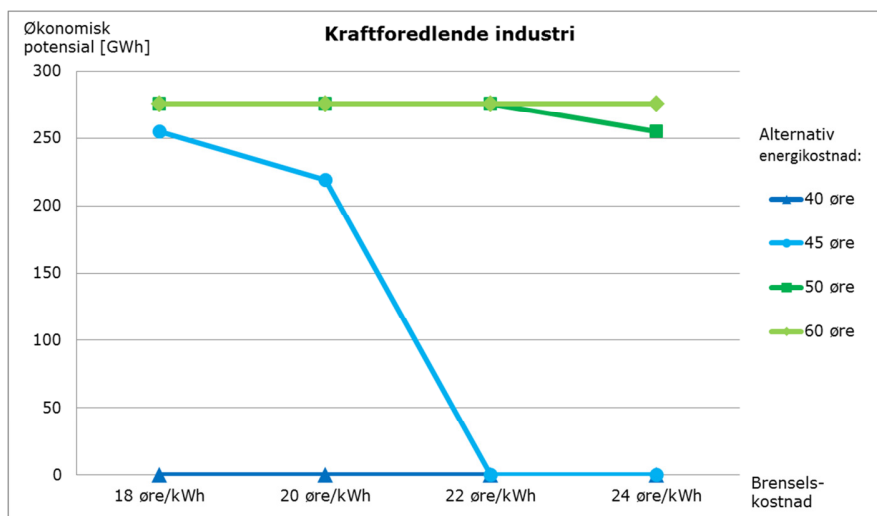
Kostnadene for bruk av bioenergi må være lavere enn den alternative energikostnaden dersom potensialet skal være økonomisk gjennomførbart. Kostnadene per kWh biovarme innen kraftforedlende industri er beregnet for en avskrivningstid på 10 år, og en kalkulasjonsrente på 7 prosent.

Alt det tekniske potensialet som vil være mulig å konvertere til fastbrensel innen kraftforedlende industri vil også være økonomisk lønnsomt å konvertere, da aktørene er store og energibehovet høyt og døgnkontinuerlig ved en jevn produksjon.

Ved en alternativ energipris på 50 øre/kWh og en flispris på 22 øre/kWh er det funnet et totalt økonomisk potensial på i overkant av 250 GWh. Figur 34 viser potensialet fordelt på energibærere, temperaturnivå og geografisk plassering.

Figur 34 Økonomisk potensial i kraftforedlende industri ved en alternativ energipris på 50 øre/kWh


Tilgangen og prisen på bioenergi og den alternative energiprisen for hvert enkelt selskap vil være utfallsgivende for om konvertering til bioenergi vil gjennomføres. Det er gjort en følsomhetsanalyse av det økonomiske potensialet ved variert brenselspris og alternativ energikostnad i Figur 35.

Figur 35 Følsomhetsanalyse for økonomisk potensial i kraftforedlende industri


Vi ser at det økonomiske potensialet vil være relativt likt for alternativkostnader på 50 og 60 øre/kWh, og også ned mot 45 øre/kWh dersom en kan se noe lavere brenselspriser ned mot 20 øre/kWh. Bli alternativprisen lavere enn dette vil potensialet gå rett ned i null.

Relativt like forhold i de store kraftforedlende bedriftene, med døgkontinuerlig drift, gjør at alt det tekniske potensialet som kan dekkes av fastbrensel ligger på samme kostnadsnivå mellom 45 og 50 øre/kWh. Små endringer i alternativ energikostnad innenfor dette kostnadsnivået vil dermed gjøre at enten alt eller ikke noe av det tekniske potensialet blir økonomisk lønnsomt.

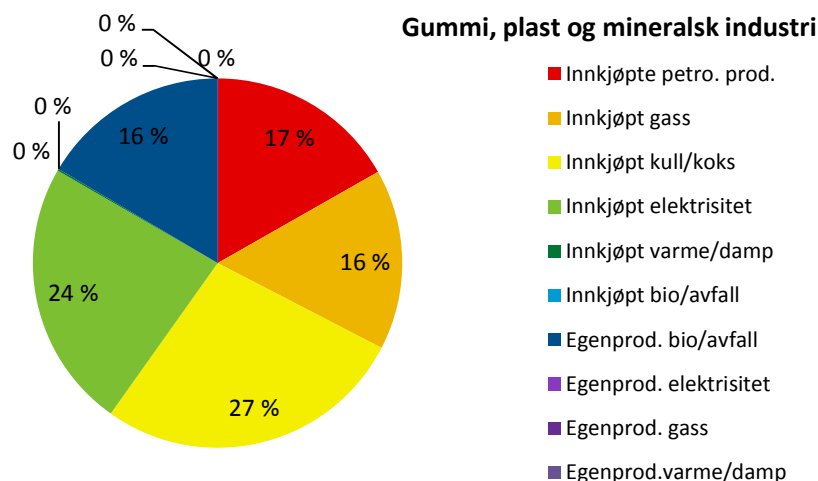
6.6 Gummi-, plast- og mineralsk industri

Gummi, plast og mineralsk industri er en sammensatt industri med ulikt energiforbruk i de ulike bedriftene. Kalk- og sementproduksjonen står for en stor del av energiforbruket. Betydningsfulle aktører innen denne gruppen er Norcem, Norfrakalk, Verdalskalk, Rockwool, Promens, Gyproc, Glava, Maxit og Norgips AS. I tillegg inngår et stort antall mindre plast- og betongprodusenter i denne gruppen.

6.6.1 Energibruk i gummi-, plast og mineralsk industri

Den totale energibruken i denne gruppen er 3 600 GWh. Figur 36 viser fordelingen av energivarer i næringen. Bruken av energivarer er sammensatt.

Figur 36 Fordeling av energivarer bruk i gummi, plast og mineralsk industri



Kilde: (SSB, NVE, & Enova, Bedriftspesifikk energistatistikk, 2010)

Kalk og sement-produksjon

Norcem produserer sement i Brevik og Kjøpsvik. I kalsineringsprosessen benyttes en stor mengde innkjøpt kull og koks til selve forbrenningen, i tillegg til at produksjonen krever et høyt elektrisitetsbruk. Det er allerede gjort store tiltak i sementproduksjonen for å erstatte kull og koks med avfallsbasert brensel, noe som bidrar til andelen av energibruken som kommer fra egenprodusert bio/avfall i figuren over.

Norfrakalk og Verdalskalk produserer kalk for eier- og gruveselskapet Franzefoss Minerals, og SMA Mineral produserer i Mo i Rana. Kalk (CaO) produseres ved å dekomponere nedmalt kalkstein, som hovedsakelig består av kalsiumkarbonat (CaCO₃), og det brukes hovedsakelig petroleumsprodukter i smelteovnene. Norfrakalk og Verdalskalk benytter råolje direkte i smelteovnene, mens SMA Mineral benytter CO-gass fra en nabobedrift.

Betong og asfalt-produksjon

Betong- og asfaltproduksjonen er fordelt på mange små bedrifter med beskjedent energiforbruk. Hoveddelen av energien brukes til termisk oppvarming på relativt lave temperaturer, både til romoppvarming og oppvarming av materialet. Til dette brukes både elektrisitet og en del olje. En mindre

andel av elektrisiteten brukes også til belysning, maskinell drift av blandeverkene og eventuelt knusing av stein, avhengig av råvarene inn. Produksjonen av asfalt og betong er sesongavhengig.

Gummi- og plast

Gummi og plastproduksjonen er fordelt på noen små bedrifter, hvor energiforbruket hovedsakelig er fordelt på innkjøp lettolje, og i noen bedrifter også noe gass.

Annet

Rockwool produserer steinull i Moss og i Trondheim. Steinullen framstilles av knust mineral, som blandes med koks og tilføres ovnen. Koks er energikilde i tillegg til noe olje og elektrisitet.

Maxit Leca produserer leca fra en blanding av brunleire og blåleire ved sin fabrikk i Rælingen. Noe kull/koks går som reduksjonsmiddel i prosessen, mens størstedelen av kull, olje og gassforbruket går til oppvarming i smelteovner.

3B-Fibreglass produserer glassfiber på Birkeland fra silikastein, kalkstein, karbonat og flere andre mineraler. Råstoffene smeltes og homogeniseres i ovner fyrt av elektrisitet og gass. Smelten slippes deretter gjennom elektrisk oppvarmet platinaforing for selve fiberdannelsen. Produksjonen er batchvis, noe som gjør bruken av gass gunstig.

Energieffektivisering

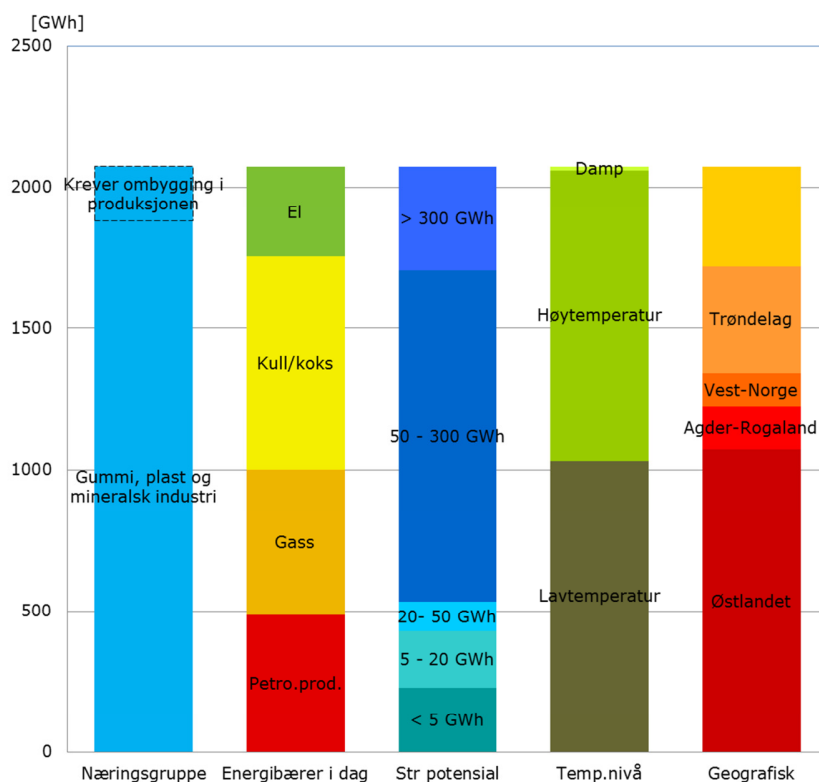
Gummi, plast og mineralsk industri ble ikke inkludert som næringsgruppe i analysen av energieffektivisering McKinsey utførte for Enova og Norsk Industri i 2009, og energieffektiviseringen i denne gruppen ble ikke analysert. Det er i denne analysen lagt til grunn en sannsynlig gjennomført energieffektivisering på 4 prosent, tilsvarende som for kjemisk industri.

6.6.2 Teknisk energieffektivt potensial i gummi-, plast og mineralsk industri

Det er funnet et teknisk energieffektivt potensial i gummi, plast og mineralsk industri på omtrent 2 000 GWh. Figur 37 under viser potensialet fordelt på energibærere, størrelse og geografisk plassering. Norcem, Norfrakalk, Verdalskalk, Rockwool og Glava er eksempel på aktører, som har et betydelig potensial.

Potensialet inkluderer størstedelen av kull og koks-forbruk i sementproduksjon. I følge Norcem vil det være vanskelig å nå opp til en erstatningsgrad særlig høyere enn 75 til 80 prosent fra fastbrenslere og avfall, dersom disse brenslene ikke er svært homogene. (Norcem, juni 2012) Deretter vil prosessen kreve en viss innblanding av steinkull med høyere brennverdi, det er derfor trukket fra 15 prosent av dagens kullforbruk i potensialet.

Innenfor produksjon av kalk og steinull vil det kreves prosesstekniske endringer for å ta i bruk bioenergi, da olje og koks i dag benyttes direkte i ovnen. Bruk av bioolje kan være et aktuelt alternativ å ta i bruk i kalkproduksjonen.

Figur 37 Teknisk energieffektivt potensial i gummi, plast og mineralisk industri


Klimakur 2020

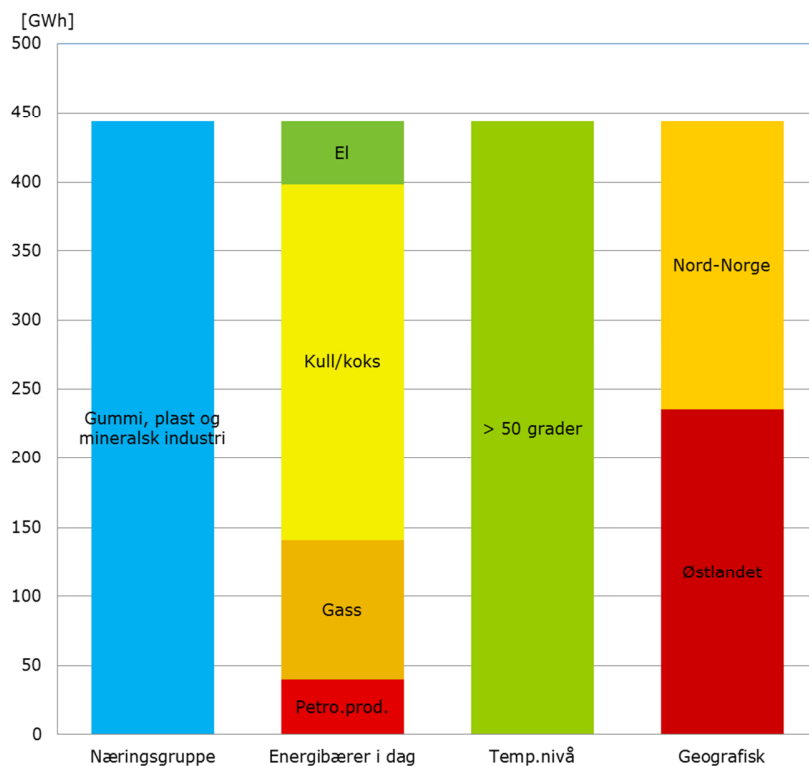
Klif identifiserte i forbindelse med Klimakur 2020 energiomleggingstiltak fra olje, gass og el til bioenergi på totalt rundt 850 GWh innen sementproduksjon, kalkproduksjon og produksjon av titanoksid og mineralull. (KLIF, 2010). Det er i dette studiet i tillegg sett på det tekniske potensial i en del mindre bedrifter, innen betong og asfalt-produksjon, gummi, plast, steinull, leca og glassfiber.

6.6.3 Økonomisk potensial i gummi, plast og mineralisk industri

Kostnadene for bruk av bioenergi må være lavere enn den alternative energikostnaden dersom potensialet skal være økonomisk gjennomførbart. Kostnadene per kWh biovarme innen gummi, plast og mineralisk industri er beregnet for en avskrivningstid på 10 år, og en kalkulasjonsrente på 7 prosent.

Det er funnet et totalt økonomisk potensial på i underkant av 450 GWh, størstedelen av dette som erstatning for kull og koks i sementproduksjon. Figur 38 under viser potensialet fordelt på energibærer, størrelse og geografisk plassering

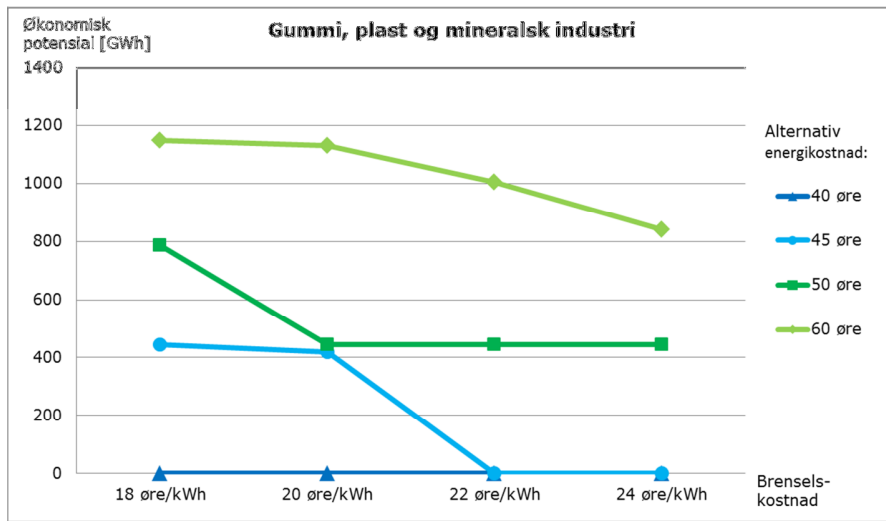
Figur 38 Økonomisk potensial i gummi, plast og mineralisk industri ved en alternativ energipris på 50 øre/kWh



Økonomien er bedre i de større bedriftene med døgkontinuerlig drift, og innenfor gummi, plast og mineralisk industrien er derfor konvertering innen sement- og kalkproduksjonen vesentlig.

Tilgangen og prisen på bioenergi og den alternative energiprisen for hvert enkelt selskap vil være utfallsgivende. Det er gjort en følsomhetsanalyse av det økonomiske potensialet ved variert brenselspris og alternativ energikostnad i Figur 39 under. Vi ser at marginen for det lønnsomme potensialet på 450 GWh er marginalt, og at med en alternativ energikostnad på 5 øre lavere er det ikke noe økonomisk potensial. Derimot kan en også se at ved en lavere brenselspris og høyere alternativkostnad, eller eventuelt støttemidler for bruk av bioenergi vil kunne utløse et betydelig høyere potensial innen denne næringsgruppen opp mot 1 000 GWh.

Figur 39 Følsomhetsanalyse for økonomisk potensial i gummi, plast og mineralsk industri



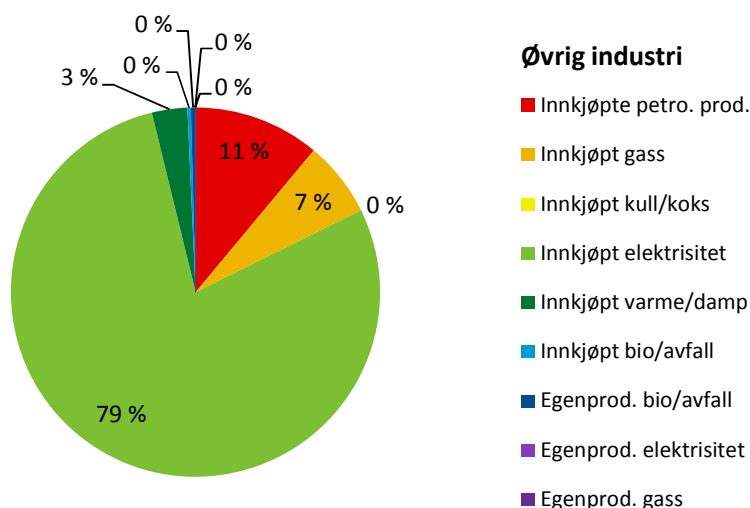
6.7 Øvrig industri

Øvrig industri er all industri, som ikke inngår i de andre næringsgruppene. Gruppen inkluderer mange småbedrifter innenfor møbelindustri, verkstedindustri, trykkerier, maskinindustri, metallvareindustri og elektrisk utstysindustri. I tillegg er noen større fabrikker og bedrifter som Nexans Norways fabrikk i Halden, Jøtuls produksjon av vedovner og Aker Stord inkludert i denne gruppen.

6.7.1 Energibruk i øvrig industri

Den totale energibruken i bedriftene, som er sortert under øvrig industri er 1 700 GWh. Figur 40 gir fordelingen av energivarer til den stasjonære energibruken i øvrig industri. En ser at elektrisitet er den viktigste energivaren.

Figur 40 Fordeling av energivarer til stasjonær energibruk i øvrig industri i 2010 (SSB)



Kilde: (SSB, NVE, & Enova, Bedriftspesifikk energistatistikk, 2010)

Siden det er en sammensatt gruppe bestående av mange små bedrifter er det vanskelig å si noe generelt om energiforbruket. Det er antatt at en stor del av energibruken i øvrig industri, og 20 prosent av elektrisitetsforbruket (MC A. o., 2012), går til oppvarming av bygg. I tillegg brukes noe elektrisitet til belysning, teknisk utstyr som datamaskiner og lignende, samt maskinkraft og elektromotorer i verkstedene og på fabrikkene.

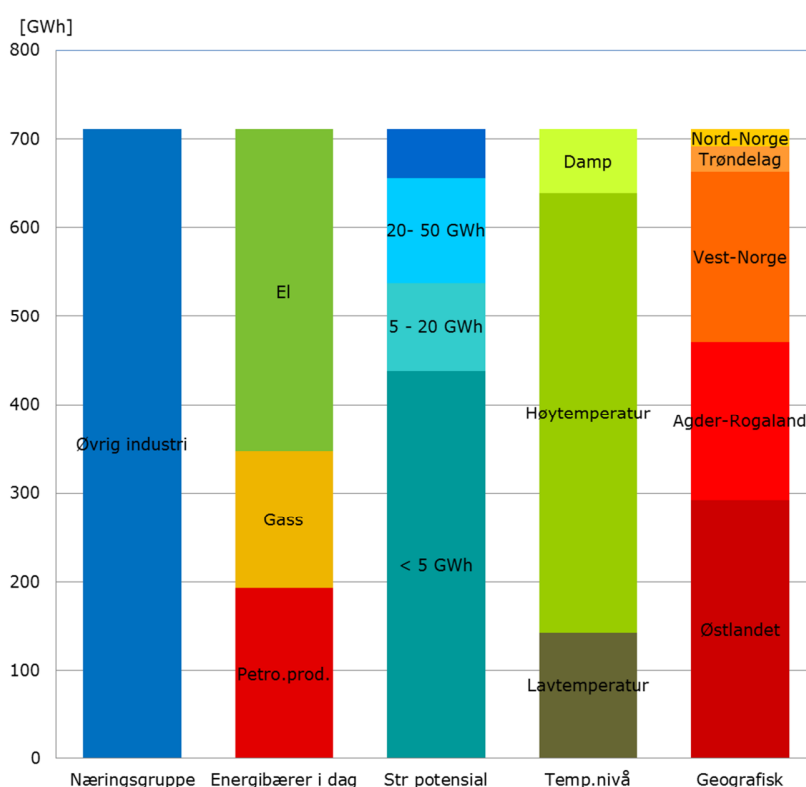
Energieffektivisering

McKinsey utførte en potensialstudie for energieffektivisering i norsk industri for Enova og Norsk Industri i 2009. Analysen fant et potensial på 9 prosent energieffektivisering innen redusert oppvarming og bedre isolering av bygg, effektivisering av varmeprosesser, effektivisering av motorsystemer, forbedring av OEE (overall equipment efficiency), redusert energibehov til belysning og optimalisering av trykkluftsystemer. (McKinsey, 2009) McKinsey antok en sannsynlig gjennomføring på 19 prosent av potensialet, som tilsvarer 1,7 prosent, men studien inkluderte et betydelig større energibruk og flere bedrifter innen øvrig industri, enn det som er gjort her Det er her lagt til grunn 4 prosent.

6.7.2 Teknisk energieffektivt potensial

Det er funnet et teknisk energieffektivt potensial i øvrig industri på i overkant av 700 GWh. Potensialet er konvertering av dagens bruk av olje og gass, samt den elektrisiteten som går til oppvarming, og det er sannsynlig at en stor del av potensialet er romoppvarming. På samme måte som for energiforbruket er det vanskelig å si noe generelt om potensialet, siden det er en sammensatt gruppe bestående av mange små bedrifter. Figur 41 viser potensialet fordelt på energibærere, størrelse og geografisk plassering. En stor andel er klassifisert som høytemperatur varme over 50 °C, men det er sannsynlig at en stor andel av dette går til romoppvarming på kun rundt 70 °C, og at bruk av varmepumpe er en reell konkurrent.

Figur 41 Teknisk energieffektivt potensial i øvrig industri



Klimakur 2020

Klif identifiserte i forbindelse med Klimakur 2020 energiomleggingstiltak i industrien på totalt 2.100 GWh i øvrig industri for konvertering fra olje til bioenergi og fjernvarme. (KLIF, 2010). En større andel av energibruken ble sortert under øvrig industri i Klimakur, enn det som er gjort i denne studien, blant annet konvertering innen trelast.

6.7.3 Økonomisk potensial i øvrig industri

Kostnadene for bruk av bioenergi må være lavere enn den alternative energikostnaden dersom potensialet skal være økonomisk gjennomførbart. Kostnadene per kWh biovarme innen gummi, plast og mineralsk industri er beregnet for en avskrivningstid på 10 år, og en kalkulasjonsrente på 7 prosent.

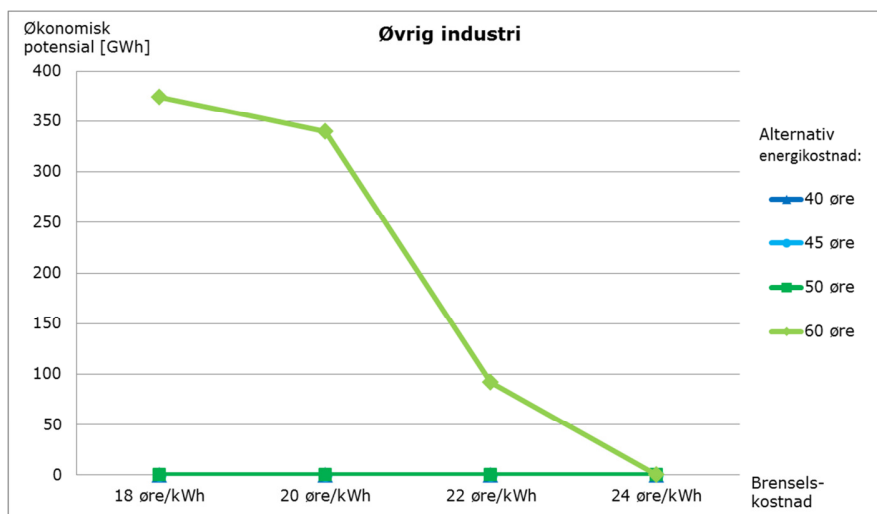
Det tekniske potensialet for konvertering til bioenergi har en kostnad høyere enn 50 øre/kWh. Det er dermed ikke funnet noe økonomisk potensial i øvrig industri, ved en alternativ energipris på 50 øre/kWh.

Lav lønnsomhet skyldes at oppvarming av bygg har en lavere driftstid enn leveranse av prosessvarme som trengs jevnt over året med døgnkontinuerlig behov over året, og at kapitalkostnadene dermed blir relativt dyrere. Behovet er også lavt i hver enkelt bedrift, og det er høyere spesifikke kostnader ved installasjon av små anlegg enn av større.

Øvrig industri består av mange små bedrifter, og disse har ofte en noe høyere alternativ energikostnad enn i større bedrifter, da de har vanskeligere for å forhandle fram gode olje- og gasspriser.

Det er gjort en følsomhetsanalyse av det økonomiske potensialet ved variert brenselpris og alternativ energikostnad i Figur 42. Vi ser at selv ved en alternativ energipris opp mot 60 øre/kWh er potensialet lavt. Figuren viser at for at det skal være noe særlig økonomi i bruk av fastbrensel i bedriftene som er definert under øvrig industri, må det være tilgang på bioenergi til lave brenselkostnader på under 20 øre/kWh

Figur 42 Følsomhetsanalyse økonomisk potensial for øvrig industri



7 Barrierer



Bioenergi er en lokal energiresurs som kunne vært utnyttet i mye større grad, ikke minst i industrien. Det er her vist hvilke barrierer mot økt bruk av bioenergi som oppleves av industrien, hvordan de vektetes mot hverandre og hva som kan være med på å påvirke dem. Det er i denne delen av rapporten gjengitt noen sitater registrert i samtaler med industrien i telefonintervjuer og workshop.

7.1 Alle barrierer

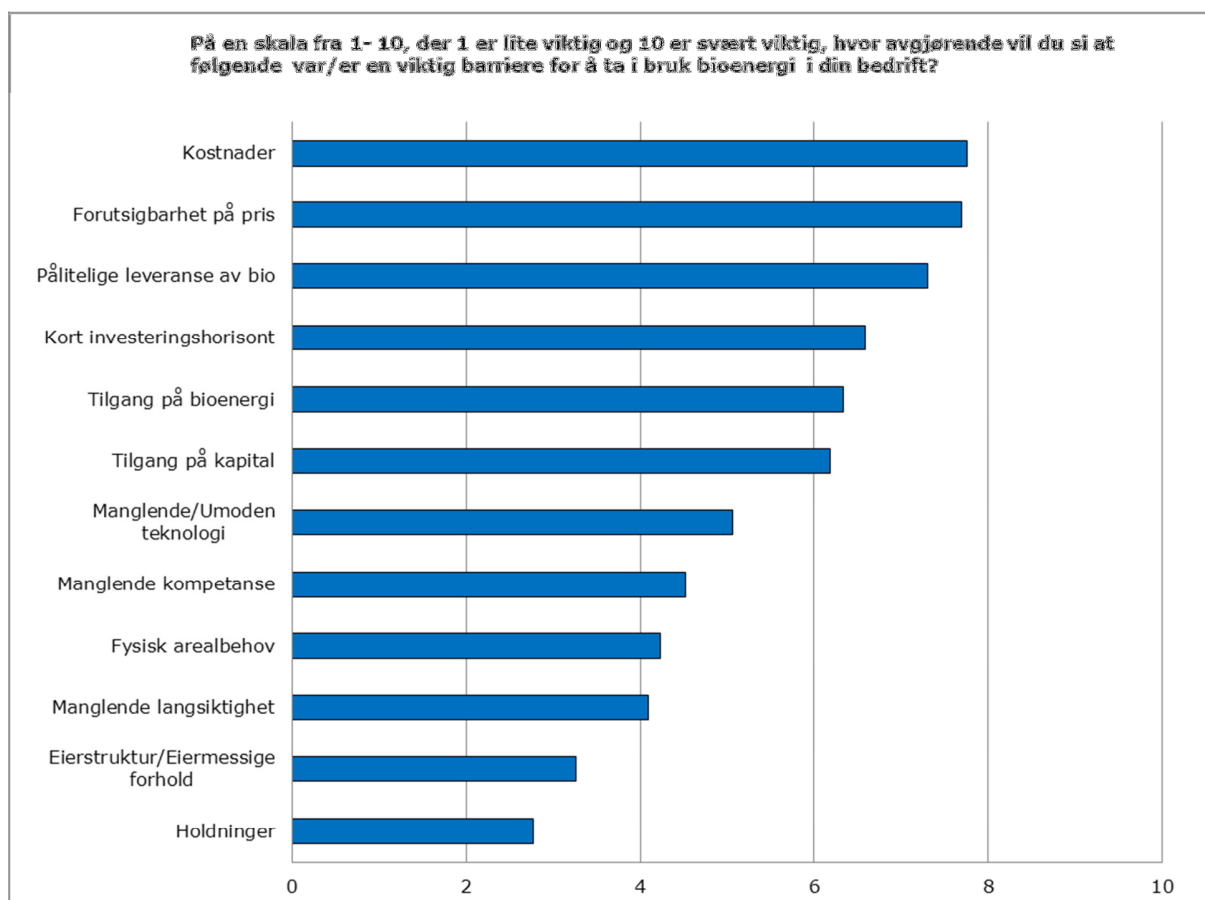
Det er avdekket fire hovedgrupper av barrierer for konvertering til bioenergi i industrien. Disse er:

- Økonomiske barrierer
- Barrierer rundt tilgang på bioenergi
- Tekniske og praktiske barrierer
- Kompetanse- og holdningsmessige barrierer

7.1.1 Vekting av barrierene

I en spørreundersøkelse til industrien ble bedrifter i ulike næringsgrupper bedt om å vektlegge ulike barrierer. Det er relativt god spredning på svarene både geografisk og med tanke på næringsgrupper.

Figur 43 Vekting av betydningen av ulike barrierer for å ta i bruk bioenergi i industrien



Kilde: (MC A. o., 2012)

20 prosent av respondentene bruker bioenergi til varmeformål i dag. Av de 80 prosent som ikke bruker bioenergi i dag har 35 prosent vurdert å ta i bruk bioenergi. Åtte bedrifter som allerede har tatt i bruk bioenergi, og 25 bedrifter som ikke har tatt i bruk bioenergi har svart på undersøkelsen.

Barrierene er i Figur 43 sortert fra øverst til nederst etter hvilke som totalt vurderes som viktigst og mindre viktig.

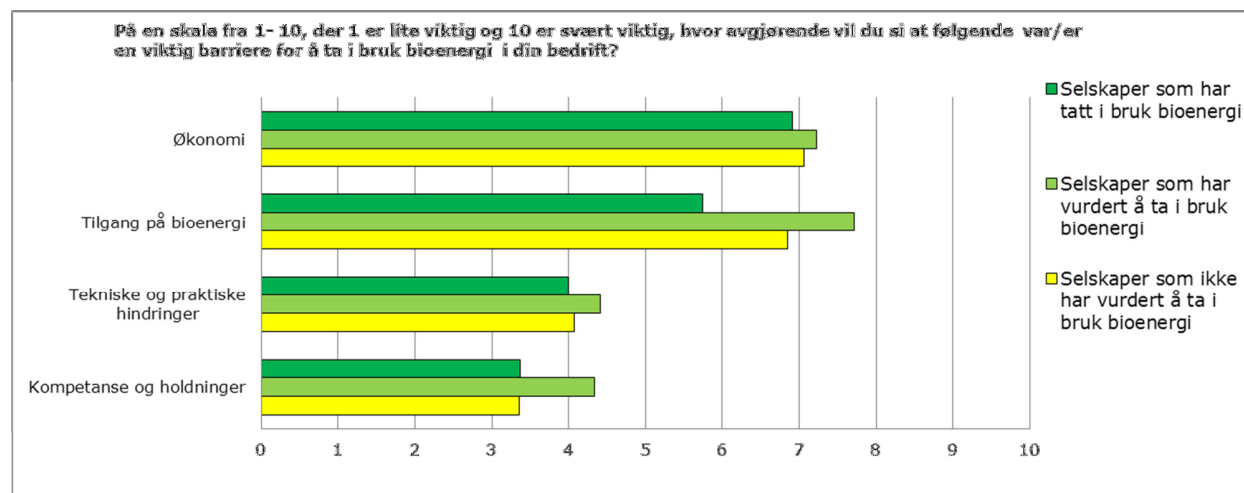
Generelt er det de økonomiske barrierene som oppfattes som viktigst av industrien. Dette gjelder både kostnader, manglende forutsigbarhet på brenselpris, kort investeringshorisont og tilgang på kapital. Nest etter det økonomiske, er det tilgangen på bioenergi som vurderes som den største barrieren. En umoden og lokalt betinget næringskjede for billig, fast biobrensel er tydelig opplevd.

Mer praktiske barrierer som tilgang på areal, manglende teknologi og eierstrukturer er mindre viktige barrierer. Alle er rangert gjennomsnittlig under 5, og er altså nærmere «lite viktig» enn «svært viktig». Kompetanse og holdningsmessige barrierer oppfattes av industrien som mindre viktige.

7.1.2 Barrierer hos de som har/ikke har tatt i bruk eller vurdert bioenergi

Figur 44 viser hvilke barrierer som vurderes som viktige og mindre viktige avhengig av om industriselskapet allerede har tatt i bruk bioenergi, har vurdert å ta i bruk bioenergi eller ikke har vurdert å ta i bruk bioenergi. Barrierene er gruppert i fire grupper og disse er sortert fra øverst til nederst etter hvilke som totalt vurderes som viktigst og mindre viktig. Det må understrekes at det er få respondenter i hver kategori, slik at man må være tilbakeholden med å trekke bastante konklusjoner. Figuren gir likevel en viss indikasjon.

Figur 44 Vekting av barrierer avhengig av om selskapet har tatt i bruk, vurdert tatt i bruk eller ikke vurdert å ta i bruk bioenergi



Kilde: (MC A. o., 2012)

Hovedbildet er at det er stort samsvar i vurderingene fra selskapene i de tre kategoriene.

Undersøkelsen kan imidlertid indikere at selskaper som kun har vurdert bioenergi opplever barrierene som mer betydningsfulle enn de selskapene som har tatt i bruk bioenergi. Dette vil i så fall kunne tyde på at barrierene er reelle og at de som har tatt i bruk bioenergi har hatt mer gunstige forutsetninger for å ta i bruk bioenergi.

Det kan videre se ut som selskaper som ikke har tatt i bruk bioenergi oppfatter både økonomiske barrierer og tilgangen på biobrensel, som viktigere enn selskaper som faktisk har tatt i bruk bioenergi. En del av forklaringen ligger i at flere av de bedriftene som allerede har tatt i bruk bioenergi har gjort det fordi de har god tilgang på billige råvarer eller restprodukter. Dette gjelder spesielt enkelte av bedriftene i spørreundersøkelsen som benytter bioavfall fra egen produksjon. Billig energivare er en viktig parameter for å gi god økonomi, så de økonomiske barrierene har blitt brutt ned selv om investeringskostnadene er høye.

Det er positivt at selskaper som har tatt i bruk bioenergi har opplevd mindre barrierer enn det selskaper som ikke har tatt i bruk bioenergi tror det er på forhånd. Det er to unntak fra dette. Selskaper som allerede har tatt i bruk bioenergi ser ut til å ha opplevd større problemer både med umoden og manglende teknologi og med tilgang på kapital, enn det selskaper som ikke har tatt i bruk bioenergi ser for seg. For leverandørbransjen er dette en utfordring da det virker å ligge en forventning om at teknologien er bedre enn det som oppleves av de som har tatt den i bruk.

Gjennomføringen av de fleste prosjekter går imidlertid gjennom ulike faser der ulike barrierer gjør seg gjeldende. Det at selskaper vektlegger barrierene ulikt avhengig av om de har tatt i bruk, har vurdert å ta i bruk eller ikke har vurdert å ta i bruk bioenergi, er naturlig. Tilgang på brensel og lønnsomhetsvurderinger er elementer som vurderes tidlig. I tidlig fase får man også inntrykk av at alt av tekniske utfordringer er løsbare. I neste steg kan man møte manglende tilgang på kapital, mens man først etter idriftsettelse vil kjenne ordentlig på kvaliteten på valgt teknologi.

7.2 Økonomiske barrierer

Økonomiske barrierer skiller seg ut som de klart viktigste i spørreundersøkelsen. For høye kostnader og manglende forutsigbarhet topper listen, mens kort investeringshorisont og tilgang på kapital ligger på henholdsvis fjerde og sjette plass. Også på workshopen med industrien ble de økonomiske barrierene vektlagt. Høye kostnader ansees som den viktigste barrieren for å ta i bruk bioenergi. Dette inkluderer kostnader knyttet til investering, drift og vedlikehold.

Høye investeringskostnader i teknisk utstyr må kompenseres med lave driftsutgifter. Totalkostnaden som bioenergi basert varmeproduksjon konkurrerer mot, er til dels avhengig av lokale forhold, spesielt knyttet til lokalt tilgjengelig brensel, og bedriftens energibehovsprofil med mer. Konkurrerende energivarer er el-kraft, olje, gass, ulike typer avfallsbrensel, spillolje.

Høyere driftsutgifter (energikjøp ekskludert) er et viktig element. Fyring med bioenergi krever større arbeidsinnsats og mer personell med en noe annen kompetanse enn tradisjonell olje- og elfyring, og biobrensel må derfor være betydelig billigere enn alternativet for å kompensere for dette.

Konkurransen mot gass (LNG og naturgass) er svært forskjellig ulike steder i Norge. Tilgangen på gass er særlig god i Rogalandsområdet, der Lyse distribuerer gass i rør. Steder og bedrifter der investering i gassrør allerede er foretatt gir lavere vilje til å satse på bioenergi.

Lave priser på CO₂-kvoter gir foreløpige liten konkurransefordel for bioenergi framfor fossile energikilder. Det samme gjelder lave priser på elsertifikater som avhjelper økonomien i kraft-varmeanlegg.

Tilgang på kapital er en barriere da bruk av biobrensel krever store investeringer i forbrenningsanlegg. Denne barrieren er stor særlig for mindre industriaktører, men også enkelte selskaper med relativt stor omsetning opplever tilgangen på kapital som en vesentlig barriere. Dette kan bety at andre investeringer, for eksempel i produksjonsteknisk utstyr, prioriteres framfor energiforsyning.

Kraft-varmeanlegg har den fordelen at en kan tilpasse produksjonen et varierende varmebehov og produsere kraft også ved lavt varmebehov, ved derigjennom å øke driftstiden på anlegget. Grønne sertifikater, eller elsertifikater, forbedrer økonomien i biobrenselstype kraft-varmeanlegg. Sertifikatprisen er imidlertid for lav til at det har generert særlig interesse for denne typen anlegg. Så fremt det ikke er et krav om kraftproduksjon (gjelder kun store effekter), vil det i Norge være bedre økonomi i kun å produsere varme.

Manglende langsiktighet i industrien kan hindre investeringsbeslutninger. Industrien har en kort investeringshorisont, sammenlignet med for eksempel energibransjen. Denne manglende viljen til investering i prosjekter med lang inntjeningsstid kan skyldes mange forhold. Et element er usikkerhet knyttet til framtidig lokalisering av produksjonen. Generelt ønsker industrien så få ustabile eksterne forhold som mulig, da de ofte må forholde seg til fluktuerende priser på råvarer til egen produksjon og på produktene de leverer. Når det oppleves som vanskelig å oppnå langsiktige avtaler på leveranse av bioenergi, er dette en ny usikkerhet som introduseres, selv om energien erstatter en annen energivarer som også har en ustabil pris.

Internasjonal konkurranse og prisvariasjoner påvirker investeringsbeslutningene. Strømprisen i Norge har tradisjonelt vært lavere enn på kontinentet, men med varmeprisene er det motsatt. I Europa er prisen på varme gjerne på kun 30 prosent i forhold til elkraft, fordi det er god tilgang på varme både fra kraft-varmeanlegg og fra spillvarme fra industri. I Norge skjer oppvarming ofte fra olje eller elektrisitet med en pris tilnærmet lik elkraftprisen. Selv om bioenergi i Norge ikke konkurrerer direkte mot europeiske varmepriser, kan lavere varmepriser andre steder gi industrien manglende vilje til utvikling av

eksisterende produksjonsanlegg eller investering i nye biovarmeanlegg her. Det kan også på sikt gi incentiv til utflytting for bedrifter med høyt varmebehov. Et eksempel er Yaras fabrikk i Porsgrunn, som av Yara blir sett på som en svingprodusent av ammoniakk. LPG-gassen, som i deres tilfelle brukes som råvare, er dyrere og vanskeligere tilgjengelig her enn ved andre produksjonssteder. (Yara, juni 2012) I perioder med redusert etterspørsel er det fabrikken med de høyeste produksjonskostnadene som må redusere produksjonen.

Usikkerhet om mulig framtidig omstruktureringer som vil gi lavere energibruk, kan også hindre investeringer. Et eksempel er mulige samlokaliseringer av mindre meierier til større enheter. Disse barrierene vil gjelde veldig spesifikt for hver enkelt bransje eller bedrift, og det er derfor vanskelig å si noe om hvor viktig disse er generelt i Norge.

7.3 Barrierer på tilgang på bioenergi

Tilgangen på biobrensel oppfattes som den nest viktigste barrieren etter de økonomiske.

Bioenergimarkedet er umodent i Norge. Her er det mange små skogbrukere og leverandører sammenlignet med for eksempel Sverige der det er større enheter som tar ut skogen. Et stort antall skogeiere og skoglag med ulike interesser hindrer investeringer i effektiv drift.

Estimater og priser på biobrensel som industrien har hentet inn oppfattes som sprikende og svært usikre. Industriaktørene er avhengig av forutsigbare priser og leveransemengder et visst antall år framover for å kunne investere. Usikkerhet på leveringssikkerhet og manglende pristilbud gjør at flere industriaktører velger andre energikilder. Svarene i spørreundersøkelsen spriker mye på dette punktet, både for selskaper som har vurdert, bruker eller ikke har vurdert bruk av bioenergi, noe som også illustrerer at bioenergimarkedet er lite modent og lokalt betinget.

«Selv seriøse prosjektgrupper kan ikke gi energipriser for de neste tre- og femårsperiodene.»

Balansen mellom tilbud og etterspørsel er spesielt vanskelig når det er snakk om en vare som ikke lønnsomt kan transporteres over store avstander og trenger store lagerarealer.

Lønnsomhet i skogsdrift er avhengig av landskapet og tilgang med vei. Netto tilvekst av skog er ikke det samme som netto tilvekst i de områdene der skogdrift er mulig og lønnsomt. Prisen på tømmer har steget, og avvirkning av skog i Norge er dyrere enn alle andre land. Dette illustreres også av at det er netto import av fastkubikk til Norge og at avvirkningen i Sverige og Finland er 10 og 5 ganger større enn i Norge. Prisene i Sverige og Norge er høyere enn i resten av verden, derfor må produktene ut fra skogbruket være av høy kvalitet og brukes effektivt.

En effektiv utnyttelse av det som hentes ut fra skogen oppnås best når det er balanse mellom behovet for alle fraksjonene som kan hentes ut og en stor grad av samordning. Avfallet og GROT kan brukes til energiformål, mens tømmer brukes som ressurs inn i skogsindustrien til treprodukter. Uttak av tømmer direkte til energiformål vil ramme treindustrien. Det er heller ikke lønnsomt å hente ut tømmer eller GROT til masseproduksjon og til energiproduksjon alene, dette må hentes sammen med sagtømmer. En løsning som skisseres er at sagbrukene må styre hvor mye som avvirknes. Det er også presentert som en etisk utfordring å ta ut virke til biobrenselproduksjon som først kunne vært benyttet til trelast eller masseproduksjon.

Med den industrinedleggelsen som oppleves innen masseproduksjon vil skogressurser frigjøres til alternativt bruk, som for eksempel til energiformål. Det er imidlertid ikke sikkert at ressursen blir tilgjengelig til en pris som gir en lønnsom næringskjede. Med ubalanse i behovet mellom masse, sagtømmer og bioenergi endres også kostnadsfordelingen. Med lavere forbruk i masseindustrien kan bioenergifraksjonen måtte ta en større kostnad en i dag da den ikke kan være en gratispassasjer i deler av næringskjeden.

Omsetningsvolum er et mål for å få til et bærekraftig marked. Når det gjelder biopellets har Hafslund med sitt anlegg på Haraldrud skapt et behov for brensel som gir grunnlag for en terminal i Fredrikstad. Denne type satsinger kan føre til at markedene vokser og modnes. Pellets har egenskaper som gir andre mulighet for transport og lagring enn for flis, men tilsvarende satsinger på flisanlegg er mulig. Her kan industrien selv spille en rolle.

Manglende politikk rundt skogforvaltning. Det er usikkerhet om det er stor nok vilje til å ofre tradisjonell skogsdrift til fordel for mer effektivt uttak, og tolerere større sår i landskapet etter skogdrift.

7.4 Praktiske/tekniske barrierer

Manglende og umoden teknologi oppfattes som en middels viktig barriere i industrien. Dette på tross av at det finnes lang erfaring med forbrenning av bioenergi. Det er også interessant at teknologien oppfattes som en større barriere for de som har tatt i bruk bioenergi enn andre. Dette kan tyde på at det er større hindringer og usikkerheter i bruk av biovarme til industriprosesser, enn det som er forutsatt i denne analysen. Forventningene til teknologien kan være høyere enn det som er opplevd kvalitet, og teknologien kan være bedre tilpasset mer stabile driftsforhold enn det som er tilfelle i eksisterende industrielle anlegg. Videre kan det skyldes ikke optimale valg av teknologi i forhold til type brensel og energibehovsprofil.

Bioolje har dårligere lagringskapasitet enn mineralsk olje, noe som oppleves som en utfordring ved bruk av bioolje til spisslast og reservelast.

«Plassering av et forbrenningsanlegg er alltid en utfordring. Ingen ønsker et slikt anlegg i nærheten.»

Plassering av et forbrenningsanlegg for bioenergi er ofte en utfordring. Særlig næringsmiddelindustrien har strenge krav til renhet, og ønsker ikke biomasse på tomten da de blant annet frykter problemer med rotter og mus og andre skadedyr. En løsning for industrien kan være å basere seg på levert ferdig varme/fjernvarme fra forbrenningsanlegg utenfor tomten. Dersom det ikke er mulig å plassere bioenergianlegget på industritomten, er det ofte en utfordring å få tilgang til en tomt i nærheten og en møter mye lokal motstand.

Stor geografisk spredning av industribedriftene er et hinder for å få til bruk av bioenergi på grunn av store investeringsbehov i distribusjon. Økonomien i bioenergiprosjekter er svært avhengig av skala, og med flere brukere reduseres også risikoen i prosjektene. Næringsklynger eller geografisk samling av industribedrifter med stort energiforbruk gir gode forhold for felles energianlegg og de lokale myndighetene spiller en stor rolle for å få på plass rammene for dette.

Lagring av fast biobrensel krever stor plass sammenlignet med alternative energivarer. Med begrenset lagerkapasitet på industriområdet blir produksjonen mer sårbar for problemer i leveringskjeden for brensløst. Industrien jobber for å redusere transportmengden inn og ut av industriområdet, men med lavere energitetthet på fast biobrensel enn for olje og gass gir dette økt transportmengde.

«Lagring av biomasse er mer krevende enn andre alternativ. Lagerkapasitet til kun noen dagers drift kan gi sårbarhet ved transportproblemer.»

Biogass og bioolje har en fordel framfor fast biomasse når det gjelder lokalisering på grunn av mindre plassbehov for kjeler og brensløstlager.

7.5 Barrierer rundt kompetanse og holdninger

«For å få til en energiomlegging må det være en ildsjel som pådriver.»

Kompetanse og egne holdninger oppfattes ikke som viktige barrierer av industrien selv. Noen utfordringer blir likevel trukket fram.

Prosjektene er **avhengig av enkeltpersoner**, pådrivere og entusiaster som er opptatt av energiforvaltning, og som går i bresjen for å skape bevissthet.

Mangel på åpenhet og transparens mellom partene der varme kjøpes fra ekstern aktør har vært et problem i flere prosjekter. Det påpekes spesielt at større fjernvarme-/energiaktører er vant til å tenke egen lønnsomhet, og ikke ønsker åpenhet rundt prosjektøkonomien og være med og dele belastningen og lønnsomheten med industriaktørene. Det er ikke tradisjon for åpenhet og transparens. Man kan ane en inkonsistens i industriens argumentasjon siden en i tillegg til åpne kort og deling av risiko og lønnsomhet, ønsker langsiktige avtaler med faste priser, altså en fjerning av risiko. Ved å outsource varmeproduksjonen er det naturlig samtidig å flytte noe risiko over på varmeleverandøren og betale et premium for dette. Det er uansett en utfordring at brenselleverandør, varmeleverandør og industrien har ulike forventninger til hvordan plassere risiko og fastsette energitariff i avtalen.

«Nøkkelfaktorer for suksess har vært åpenhet rundt pris og økonomi for de involverte, og et åpent balansert regnskap. Partene er gjensidig avhengig av hverandre, og fordeler og prisvariasjoner fordeles mellom de ulike aktørene. Dialog mellom produsenten og alle de involverte, også om prisen.»

I tillegg til pris og risiko er transparens viktig for å gi best mulig energiutnyttelse. Dette er tydelig der det er flere varmeproduksjonsanlegg, gjerne plassert hos flere industribedrifter og energileverandører, som lever i et samspill mot flere industrianlegg. Det kan være stort besparelspotensiale i åpenhet rundt energi- og effektbehov, produksjonsplaner og driftsutfordringer, først og fremst på kort, men også på lengre sikt.

«Det er stor grad av suboptimalisering på grunn av at aktørene opererer for å sikre egen vinning og det ikke er åpenhet mellom aktørene. Resultatet er sløsing med energi»

Fyring med fast biobrensel er forbundet med **mer utfordrende drift** og krever større innsats i vedlikehold og utvikling av kompetanse enn allerede velfungerende fyringsanlegg basert på olje, gass eller strøm.

7.6 Virkemidler mot barrierene

Denne analysen har ikke vurdert hvordan det funne potensialet for økt bruk av bioenergi skal realiseres, men dette avsnittet inkluderer noen overordnede innspill, som er kommet fram i prosessen.

- i. En vekst i biobrenselmarkedet er avhengig av noen lokomotiver som tør være tidlig ute både på tilbuds- og etterspørselssiden.

Et velfungerende biobrenselmarked er avhengig av mange aktører og det er en stor gjensidig avhengighet mellom aktørene. Brenselsleverandøren er avhengig av store, og helst flere, stabile kunder som gir trygghet for de investeringer som må gjøres i utstyr og logistikk. For å kunne levere brensel til lav pris må det være et visst volum. Industrien, og andre med interesse i å kjøpe biobrensel, er avhengig av stabile leveranser til en relativt forutsigbar pris.

- ii. Det offentlige kan ta rollen som tidlig aktør på etterspørselssiden.

Det offentlig kan være med å ta risikoen på etterspørselssiden. Flere offentlige byggeier gjør tiltak her, men energibehovene er stort sett for små til at de blir en kraftig motor for etablering av en robust næringskjede. Offentlig eide fjernvarmeselskap er en annen aktør som kan, og allerede er en drivkraft i noe større grad. Industrien vil med sitt store energibehov kunne være en slik drivkraft, men opplevelsen av risiko er for stor for mange aktører.

- iii. Etablering av næringsparker

Det offentlige kan også på annet vis legge til rette for økt bruk av biobrensel hvor skala og lokalisering er viktig. Etablering av næringsparker der all aktivitet innenfor området er pålagt å benytte et felles energisystem basert på en felles bioenergisentral, kan gi et løft for etterspørselen av bioenergi, samtidig som det legger til rette for bedre total ressursutnyttelse ved lavere totalinvesteringer og felles utnyttelse av spillvarme.

- iv. Tilrettelegging for mer effektivt skogbruk.

Tidlige aktører på tilførselssiden kan være de store skogeierforeningene, eller frittstående aktører som kan spille på skogeierforeninger, treforedlingsindustrien og import. Det er vanskeligere å se for seg det offentliges rolle på tilbudssiden, om en ikke tenker i baner av tilrettelegging for mer effektivt skogbruk.

Når det gjelder biopellets, kan Hafslunds forbrenningsanlegg for trepulver og planlagt mottaksterminal i Fredrikstad være drivkraft for bedret pelletsmarked på Østlandet.

- v. Investeringsstøtte

Investeringsstøtte er et virkemiddel som allerede benyttes i dag og som kan videreutvikles. Økonomisk risiko er også i stor grad koblet til næringskjeden for biobrensel.

- vi. Konkurransedyktige rammebetingelser

Det meste av industrien er nært knyttet opp mot et internasjonalt marked og en internasjonal konkurranse. Det blir derfor viktig med minst mulig nasjonale kostnadsdrivende regler. Klimautfordringen er i høyeste grad global og internasjonale avtaler hadde vært å foretrekke, men alternativer bør hele tiden vurderes.

- vii. Sertifiseringsordninger

Innenfor byggsektoren er det de senere årene vokst frem en stor interesse for bærekraftig bygg og det er etablert flere internasjonale frivillige og obligatoriske sertifiseringsordninger med internasjonalt aksepterte metoder. For industrien finnes det også sertifiseringsordninger knyttet til energi og miljø, ISO og andre. En videreutvikling av disse er en mulighet. En internasjonal enighet om CO₂- faktorer på energivarer avhengig av regionale/nasjonale forutsetninger ville styrket sertifiseringsordningene. Sertifiseringsordningene har imidlertid størst verdi for selskapet om dets kunder etterspør det, og her er det stor forskjell mellom de ulike næringsgruppene.

7.7 Eventuelle feilkilder i vurderingen av barrierer

Det er viktig å påpeke det begrensede utvalget i spørreundersøkelsen, og at respondentene ikke nødvendigvis er representative for næringene de representerer. Slutningene vi trekker her har begrenset statistisk signifikans. I spørreundersøkelsen og påfølgende telefonintervjuer er det fokusert på store energibrukere og ikke et tilfeldig utvalg. Det er mulig at mindre bedrifter ville vurdert barrierene noe annerledes. En relativt høy svarprosent på spørreundersøkelsen består av bedrifter som benytter eller har vurdert å benytte bioenergi.

Som en kvalitetssjekk av svarene fra spørreundersøkelsen ble industrien i en workshop gitt muligheten til å vurdere om resultatene fra spørreundersøkelsen er rimelige. Inntrykket var at workshopdeltagerne hadde tilsvarende vektlegging som respondentene i spørreundersøkelsen.

I den gjennomførte workshopen var det representanter fra flere næringer, men med en overvekt fra treforedling. Dette er en næring med et spesielt forhold til biobrensel, og det kan tenkes at diskusjonen og momentene ville vært annerledes ved større deltagelse fra andre næringer. Det var i workshopen kun deltagere som benytter, eller har vurdert biobrensel i sin bedrift.

Det er til dels store sprik i besvarelsene, og innenfor en og samme næringsgruppe kan det være stor forskjell mellom betydningen av de ulike barrierene. Innenfor segmentet «bedrifter som ikke benytter bioenergi, men som har vurdert det» kan en bedrift tidlig i sin vurdering ha opplevd en uoverkommelig barriere og dermed skrinlagt bioenergi innen andre barrierer har gjort seg gjeldende, og derfor ikke tillagt disse sene barrierene like stor vekt.

At opplevelsen av barrierer spriker, er naturlig. Flere av barrierene er knyttet til lokale forhold, som areal tilgjengelig i og utenfor porten, tilgang på fast brensel, eierforhold, kompetanse og holdninger.

8 Metode



8.1 Sammendrag metode

Nedenfor er en kort punktvis beskrivelse av framdriftsmetode. Mer detaljert beskrivelse av forutsetninger og metode er gitt i de neste kapitlene.

A. Litteraturstudie

Det er gjort en kort litteraturstudie og laget en oversikt over tidligere gjennomførte rapporter og analyser. Klif gjorde i forbindelse med Klimakur 2020 en sektorrappport for norsk industri med tiltak og virkemidler for å redusere klimagassutslipp. Det ble da utredet noen tiltak for konvertering til bioenergi i industrien, som er særlig relevant her. Det tekniske potensialet funnet i denne analysen er sammenlignet og vurdert mot disse tiltakene.

B. Bedriftsspesifikk energibruksstatistikk fra 2010 fra SSB

Årlig samles det inn informasjon fra alle industribedrifter i Norge, om energibruken deres, fordelt på innkjøpt og egenprodusert energi, og ulike energibærere. Denne studien har tatt utgangspunkt i nyeste tilgjengelig statistikk fra 2010. Denne er sammenlignet med trender i energibruk de siste årene, og justert for enkelte kjente endringer og nedleggelse for å finne forventet energibruk i industrien framover. Energibruken er fordelt på ulike næringsgrupper, og hva som er det hovedsakelige forbruket er kartlagt i de ulike næringene.

C. Spørreundersøkelse til representanter i industrien

Det ble tidlig foretatt en spørreundersøkelse til flere representative industribedrifter, som har svart på spørsmål om energibruk og barrierer for bruk av bioenergi. Svarene er brukt til å sette forutsetninger for konvertering til bioenergi for de ulike næringsgruppene og energibærerne.

D. Workshop der hypoteser og forutsetninger ble testet

Det ble avholdt et workshop med representanter fra industrien, hovedsakelig fra treforedling, og næringsmiddelindustrien. Foreløpige forutsetninger og resultater ble framlagt og diskutert, og barrierer for bruk av bioenergi diskutert.

E. Telefonintervjuer til enkeltbedrifter med høyt energiforbruk

Det er foretatt telefonintervjuer med bedrifter med særlig høyt energiforbruk, for å vurdere og ta hensyn til eventuelle tekniske hindringer og spesielle hensyn med tanke på konvertering til bioenergi.

F. Casefordeling og kostnadsberegninger

De ulike næringsgruppene er fordelt i ulike kostnads-case, avhengig av driftsmønster, størrelse på anlegget og hvorvidt det er dampproduksjon. Kostnadene for de enkelte case er beregnet og det tekniske potensialet er ut fra dette fordelt i kostnadsgrupper. Teknisk potensial med en kostnad under 50 øre/kWh er inkludert i det økonomiske potensialet.

G. Følsomhetsanalyser

Beregninger for økonomisk potensial er gjort for ulike investeringskostnader, alternativkostnader og brenselkostnader for å se på følsomheten til det totale økonomiske potensialet.

Det er i alle faser, benyttet en ekspertgruppe innen industrirådgivning i Multiconsult, som kjenner ulike deler av industrien godt for å besvare spørsmål, kommentere, teste hypoteser, og kontrollere forutsetninger og resultater.

8.2 Oversikt tidligere utførte studier, rapporter og anslag på potensial

Studie	Utført:	Resultat:	Forutsetninger:
Enova: Potensial for fornybar varme og kjøling i 2020 og 2030	Xrgia, februar 2011	<p>Potensial for fornybar varme i industrien på 500 GWh i 2020 og 2030.</p> <p>Potensial for bioenergi i industrien på 300 GWh i 2020 og 2030.</p> <p>(Ingeberg, Lislebø, B.Langseth, & E.Trømborg, 2011)</p>	<p>Teknisk potensial for fornybar varme lik forbruket av lett fyringsolje i de 250 største bedriftene.</p> <p>Likt energibruk til prosessvarme i 2020 og 2030 som i 2009.</p> <p>For mindre industribedrifter er markedspotensial for bioenergi inkludert i bygningsanalysen i rapporten.</p>
Enova: Markedsrapport. Pelletsmarkedet i Midt-Norge	Xrgia, september 2010	<p>Pellets er marginalt konkurransedyktig i oppvarmingsmarkedet for bygg og konkurransedyktig i noen industrielle prosesser.</p> <p>Potensial for pellets på 100 GWh, som erstatning av lettolje i industrien i Midt-Norge.</p> <p>(Xrgia, 2010)</p>	<p>Det relevante markedet for pellets i prosessindustrien er som substitusjon av lett fyringsolje.</p>
<p>Klimakur 2020- Sektorrapport industri: Tiltak og virkemidler for reduserte utslipp av klimagasser fra norsk industri.</p> <p>Klimakur 2020- Regneark med oversikt over utredede tiltak</p>	Klima og forurensningsdirektoratet, 2010	<p>Potensial for 8388 GWh konvertering i industrien fra fossil energi og strøm til bioenergi eller fjernvarme.</p> <p>Inkluderer innfasing av prosentvis bruk av trekull i stedet for kull/koks som reduksjonsmiddel i ferrolegeringsindustrien (tilsvarende et potensial for redusert fossilt på 2083 GWh)</p> <p>(KLIF, 2010)</p>	<p>Små endringer i energibruken i industrien fram mot 2020.</p> <p>Klif kartla en tiltakspakke på 35 tiltak for reduksjon av CO₂ i industrien. Potensialet er summen av de 17 tiltakene som innebærer en konvertering fra fossile brensler til en form for bioenergi eller fjernvarme.</p>

NVE: Potensial for CHP	Heron Consultancy, Challock Energy, 2011	Potensial på 1634 GWh strømproduksjon og 3755 GWh varmeproduksjon fra CHP i treforedlingsindustrien og øvrig industri (Heron Consultancy & Challock Energy, Mai 2011)	Ukjent
Enova og Transnova: Potensialstudie for flytende biobrensel	Econ Pöyry, 2010	Potensial for bruk av biofyringsolje i industrien: - i 2010 på 24-122 millioner liter, tilsvarende 200 til 1000 GWh. - i 2030 på ytterligere 14-73 millioner liter, tilsvarende 130 til 600 GWh. (Econ Poyry, 2010)	Innblanding av biofyringsolje med minst 20 % andel i lett fyringsolje i industrien.
Enova: Mulighetsstudie biokraft	Norsk Energi, Kan Energi, 2011	Nytt markedspotensial frem mot 2020: Treforedlingsindustrien: 15 MW _{el} , 80-20 GWh _{el} Gassifisering: 15 MW _{el} , 10 GWh _{el} Varmesentraler: 45 MW _{el} , 250 GWh _{el} Avfall: 38 MW _{el} , 200-300 GWh _{el} Deponigass: 6-8 GWh _{el} Reaktorbiogass: 0 (KanEnergi & Norsk Energi, 2011)	Kraftanlegg basert på biobrensel er ikke lønnsomt i dag, bortsett fra avfallsforbrenning og deponi-/biogassanlegg. Utgangspunkt i kjente planer og forprosjekter/studier.
MBP Group	MBP Group, anslag 2012	MBP Group forventer et økt salg av biofyringsolje på 500 GWh til industrien innen 2012/2013. (MBP Group, 2012)	Ukjent

8.3 Forutsetninger

8.3.1 Generelle forutsetninger

Følgende generelle forutsetninger er gjort i analysen

- Det er tatt utgangspunkt i eksisterende industri i Norge per i dag. Det er ikke gjort vurderinger av mulige framtidige endringer i produksjon, ny industri eller framtidige nedleggelse.
- Kun potensialet for bioenergi til termisk energibruk til varmeprosesser og til oppvarming via vannbårne systemer er vurdert. Bioenergi som råvare eller som reduksjonsmiddel og bioenergi til strømproduksjon er ikke vurdert.

Følgende forutsetninger er gjort for beregning av teknisk energieffektivt potensial:

- Energibruken er forventet å holde seg konstant i industrien de neste årene.
- Det er tatt utgangspunkt i gjennomsnittlig energibruk fra SSBs energistatistikk på bedriftsspesifikt nivå fra 2010. SSBs energistatistikk gir oversikt over energibruken i 2600 bedrifter, og er fordelt på energivarer.
- Det er tatt hensyn til og trukket fra kjente nedleggelse av industri siden 2010, inkludert nedleggelsen av Norske Skog på Follum, Peterson i Moss og Tjeldbergodden luftgassfabrikk.
- Svar fra spørreundersøkelsen og telefonintervjuer angående elforbruk til varme og nødvendige temperaturnivåer til prosess, er vurdert skjønnsmessig og aggregert opp til å gjelde bedrifter i samme næringsgruppe.
- Forutsetninger om elektrisk forbruk til varme, nødvendig bruk av spisslast i form av bioolje, biogass og evt. trepulver, nødvendig temperaturnivå er gjort generelt på bransjenivå, og er ikke overførbart direkte til enkeltbedrifter.
- Forbruk av egenprodusert gass er ikke inkludert i potensialet, da størstedelen av dette er gass som ikke ville hatt alternativ bruk eller kunne selges.
- Forbruket av egenprodusert gass fra Statoils olje- og gassraffineri på Mongstad kan alternativ benyttes til produksjon av kraft i CHP-anlegget på Mongstad. Dette er likevel ikke inkludert i det tekniske potensialet, da mulig behovet for prosessstekniske endringer er ukjent, og behovet skiller seg betydelig fra øvrig potensial.
- Forbruket av naturgass ved Statoils metanolfabrikk på Tjeldbergodden er ikke inkludert i det tekniske potensialet. Det er ikke kjent hvor stor andel som går til damp, og i hvor stor grad bruk av bioenergi vil kreve betydelige prosessstekniske endringer i denne produksjonen. Forbruket er betydelig og bør sees separat fra teknisk potensial i øvrig industri.

Følgende forutsetninger er gjort for beregning av økonomisk potensial:

- Installasjonskostnader er satt per MW effekt installert, og variert avhengig av størrelse
- Forutsetninger om driftsmønster er gjort generelt på bransjenivå, og er ikke overførbart direkte til enkeltbedrifter.
- Det er satt en pris på bioolje/biogass på 52 øre/kWh.
- Det er satt en pris på fuktig flis på 22 øre/kWh.
- Det er satt en virkningsgrad på 85 prosent for bruk av bioenergi til varmeproduksjon.
- Nødvendig effekt er satt per kostnadsbase.
- Avskrivningsperiode: 10 år

8.3.2 Forutsetninger om termisk energibruk

Tabell 10 viser viktige forutsetninger som ligger bak beregningen av termisk energibruk. Tabellen viser andelen av el-forbruket som går til termisk varme samt nødvendig temperaturnivå på varmebeholdningen i næringsgruppen.

Videre viser tabellen andelen av det totale termiske varmebeholdningen, som er antatt kan dekkes av fastbrenslere, og hvor stor andel som vurderes som spisslast fordi den har et høyere effektbehov enn vanlig, kun brukes deler av døgnet, og/eller krever rask regulering opp og ned avhengig av driften.

Tallene i tabellen er hentet fra den gjennomførte spørreundersøkelsen mot industrien, samt telefonintervjuer til enkeltbedrifter.

Tabell 10 Elforbruk til varme, temperaturkrav og driftstid for de ulike næringsgruppene

	Strømbruk	Temperaturkrav til varme			Grunnlast Andel av totalt varmebehov som kan dekkes av fastbrenslere	Spisslast Andel av totalt varmebehov som må dekkes av biolje/biogas	
		Elforbruk til termisk varme	Varmer under 50 °C?	Varmer over 50 °C?			Damp?
Bergverk	Gruvedrift	5 %		100 %			
	Gruvetjenester, pukkverk	5 %	100 %		95 %	5 %	
Næringsmiddel	Matproduksjon, meierier	50 %		80 %	20 %	70 %	30 %
	Bryggerier	40 %		20 %	80 %	80 %	20 %
Treforedling	Trelast og trevare	10 %		10 %	90 %	90 %	10 %
	Treprodukter og papirproduksjon	30 %		10 %	90 %	75 %	25 %
Kjemisk og raffinering	Raffinerier	0 %		90 %	10 %	100 %	0 %
	Kjemisk	0 %		10 %	90 %	90 %	10 %
	Farmasi	20 %	10 %	20 %	70 %	70 %	30 %
Kraftforedlende industri	Metall, ferrolegering	0 %		100 %		90 %	10 %
Gummi-, plast- og mineralisk industri	Gummi, plast	20 %	20 %	70 %	10 %	80 %	20 %
	Asfalt, betong	90 %	100 %	0 %	0 %	95 %	5 %
	Kalk og sement	0 %		100 %	0 %	80 %	20 %
Øvrig industri		20 %	20 %	70 %	10 %	85 %	15 %

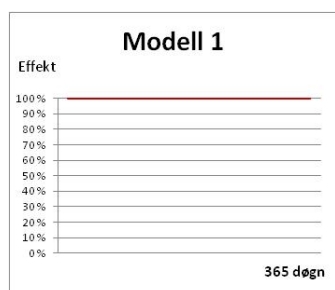
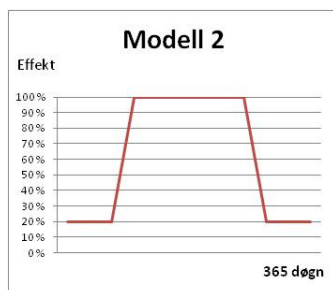
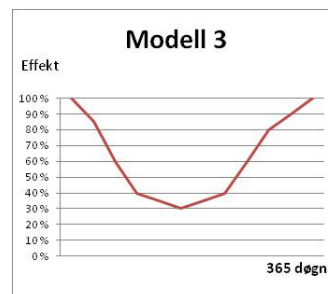
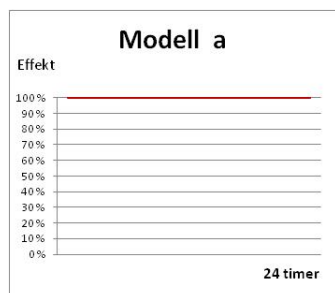
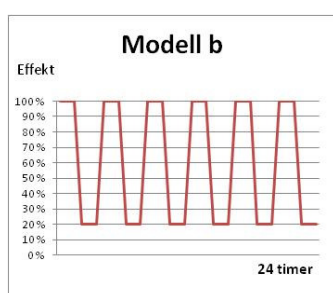
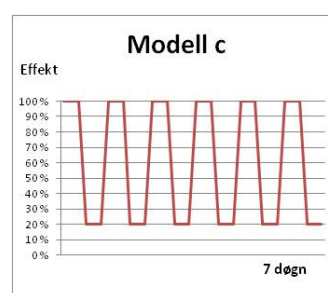
Kilde: (MC A. o., 2012) (MC Tlf.intervjuer, 2012) (MC Industrirådgivning, 2012)

8.3.3 Forutsetninger om driftsmønster i industrien

Næringsgruppene er fordelt i syv ulike case etter driftsmønster. Driftsmønsteret er avgjørende for beregningen av kapitalkostnader, og har dermed utslag på det økonomiske potensialet.

Varmebeholdningen er inndelt etter tre modeller for helårsproduksjon, sesongproduksjon av varer eller oppvarming av bygg. Videre er Modell 1 og 2 for helårs- og sesongproduksjon fordelt inn etter varmebeholdningen og produksjonsmønsteret, etter om varmebeholdningen er døgkontinuerlig, batch (varierende) eller nattestengt.

Figur 45 illustrerer de ulike modellene for driftsmønster.

Figur 45 Modeller for driftsmønster
Helårsproduksjon:

Sesongproduksjon:

Oppvarming av bygg:

Døgkontinuerlig:

Batchbehov:

Nattestengt:


Tabell 11 under viser antatte driftstimer for produksjon, og antatte brukstimer for varmebehovet for de ulike driftsmønstermodellene. De antatte brukstimene er brukt for å dimensjonere installert effekt for bioenergi, og dermed beregne kostnader for en eventuell ny biokjel.

Tabell 11 Antatte drifts- og brukstimer for de ulike driftsmodellene

	1a Døgkont. helårs-prod.	1b Fluktuerende helårs-prod.	1c Nattestengt helårs-prod.	2a Døgkont. sesongprod.	2b Fluktuerende sesongprod.	2c Nattestengt sesongprod.	3 Oppvarming av bygg
Driftstimer	8000 t	8000 t	5000 t	4000 t	4000 t	2500 t	8600 t
Brukstimer (gir maks effekt)	7000 t	5000 t	4500 t	3500 t	2500 t	2000 t	4000 t

Kilde: (MC, 2010-2012) (MC Industrirådgivning, 2012)

Tabell 12 under viser fordelingen i de ulike næringsgruppene over de ulike modellene for driftsmønster. Ulike bedrifter kan ha deler av varmebehovet som går hele året, deler som er sesongprodusert og deler som er kontinuerlig og svært raskt varierende, og dette er tatt hensyn til i den prosentvise fordelingen per driftsmønster i de ulike næringsgruppene.

Tabell 12 Fordeling over de ulike casene for driftsmønster for de ulike næringsgruppene

		Driftsmønster							Driftstid Timer i året med varmebehov
		1a Døgnkont. Helårs-prod.	1b Fluktuer. helårsprod.	1c Nattestengt helårsprod.	2a Døgnkont. sesongprod.	2b Fluktuer. sesongprod.	2c Nattestengt sesongprod.	3 Oppvarming av bygg	
Bergverk	Gruvedrift	20 %		70 %				10 %	7500
	Gruvetjenester, pukkverk			90 %				10 %	7500
Næringsmiddel	Matproduksjon, meierier	15 %		50 %	20 %			15 %	5500
	Bryggerier			70 %	15 %			15 %	6000
Treforedling	Trelast og trevare			80 %	15 %			5 %	4000
	Treprodukter og papirproduksjon	95 %						5 %	7500
Kjemisk og raffinerier	Raffinerier	100 %							8600
	Kjemisk	70 %		30 %					8200
	Faramasi	10 %	15 %	60 %				15 %	7500
Kraftforedlende industri		100 %							8600
Gummi-, plast- og mineralisk industri	Gummi, plast			80 %	20 %				7500
	Asfalt, betong			45 %			45 %	10 %	6000
	Kalk og sement	80 %		20 %					7500
Øvrig industri				50 %				50 %	6000

Kilde: (MC Tlf.intervjuer, 2012) (MC Industrirådgivning, 2012)

8.3.4 Forutsetninger om energieffektivisering

McKinsey kartla i 2009, på oppdrag fra Enova, et potensial for energieffektivisering i industrien på 3,2 TWh/år, som tilsvarer 32 prosent intensitetsforbedring i forhold til referansebanen. Reduksjon av varmetap sammen med tekniske forbedringer og endringer i produksjonen og redusert vannbruk er anslått til 1,6 TWh/år og er dermed over 30 prosent av det totale potensialet.

Rapporten gir et totalt teknisk potensial, og sier at 19 prosent av dette vil være sannsynlig at gjennomføres når en tar hensyn til manglende eksternt infrastruktur, umoden teknologi, manglende bedriftsøkonomisk attraktivitet, tilgang på kapital og lav bevissthet og kompetanse. (McKinsey, 2009)

Tabell 13 gir det totale tekniske potensialet som ble funnet i rapporten som en prosentandel av referansebanen for hver næringsgruppe definert i analysen. Videre gir det sannsynlig gjennomført potensial som 19 prosent av dette. Med utgangspunktet i denne vurderingen er det i dette potensialstudiet vurdert en sannsynlig energieffektivisering på 10 prosent i kraftforedlende industri, 6 prosent i treforedlingsindustrien og 4 prosent i øvrige næringsgrupper. Antatt effektivisering i dette potensialstudiet er vist i høyre kolonne i Tabell 13.

Tabell 13 Sannsynlig energieffektivisering i ulike næringsgrupper

Definert næringsgruppe	Definert gruppe McKinsey-analyse	Totalt teknisk potensial (Enova 2009)	19 % av potensial etter barrierer (Enova 2009)	Antatt effektivisering i potensialstudie
Bergverk				4,0 %
Næringsmiddel				4,0 %
Treforedling	Treforedling	25,0 %	4,8 %	6,0 %
Kjemiske produkter og raffinering	Kjemisk og raffinierier	16,0 %	3,0 %	4,0 %
Kraftforedlende industri (metall, aluminium, ferrolegering)	Aluminium	48,0 %	9,1 %	10,0 %
	Ferrolegering	61,0 %	11,6 %	10,0 %
Gummi, plast og mineralisk				4,0 %
Øvrig industri	Øvrig industri	9,0 %	1,7 %	4,0 %

Kilde: (McKinsey, 2009) (MC A. o., 2012)

8.3.5 Forutsetninger for tilgang på biobrensel fra skog

Hogstavfall

Mulig uttak av skog og tilgang på hogstavfall i Norge, er beregnet basert på svenske og finske studier, samt data fra SSB og Landskogtakseringen, ut fra følgende forutsetninger.

- Avvirkningen øker noe fra gjennomsnittsavvirkningen 1996-2008, og er satt til 12 mill. m³. Avvirkningsnivået i dag er nærmere 11 mill. m³ inkludert ved fra produktiv skog.
- Avvirkningen fordeler seg på bonitet og veiavstand som dagens ungskog (hogstklasse I og II)
- Maskinkostnaden er 800 kr/time
- 60-70 prosent av hogstavfallet utnyttes
- Det tas ikke ut hogstavfall på lavproduktiv mark (under bonitet 8 eller 11)
- Hogstavfallet transporteres 15 km fra velteplass til anlegg

Forutsetningene er basert på (Trømborg, Havskjold, & Lislebø, 2011) Analysene gir en kostnadsstruktur som vises i Tabell 14.

Tabell 14 Kostnadsstruktur for produksjon av energiflis basert på hogstavfall i Norge.

	kr/kWh	kr/m ³
Innsamling og fremkjøring, fra	0,056	40
Kompensasjon til skogeier	0,025	20
Administrasjon	0,013	10
Flising og lagring på velteplass	0,056	45
Biltransport veg-anlegg 40 km	0,028	22
Støtte	-0,035	-28
Sum – energiflis levert anlegg, fra	0,14	109

Flis fra massevirke og import

Tilgang på flis fra massevirke og importert virke til økt energiproduksjon i 2020 er beregnet ut fra data fra Landskogstakseringen og SSB og ut fra følgende forutsetninger:

- Forbruket av innenlands virke i skogindustrien og til dagens energiproduksjon er stabil
- Priselastisiteten til biovirke og massevirke er forutsatt å være 1,0 (1prosent prisøkning gir 1prosent økning i avvirkingen)
- Kostnadene ved administrasjon, transport 20 km, flising og lagring utgjør kr 112-120 kr/m³
- Nettotilveksten på skogarealene med transportavstand under 1 km gir en økning i tømmertilbudet med en faktor på 0,6
- Priselastisiteten til importert virke satt til 2,0

8.3.6 Forutsetninger for geografisk inndeling

Følgende geografiske inndeling er brukt, etter hvor en antar tilgangen på bioenergi vil være tilnærmet lik:

1. Østlandet (Oslo, Akershus, Østfold, Vestfold, Hedmark, Oppland, Buskerud, Telemark)
2. Agder-Rogaland (Aust-Agder, Vest-Agder, Rogaland)
3. Vest-Norge (Hordaland, Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal)
4. Trøndelag (Sør-Trøndelag, Nord-Trøndelag)
5. Nord-Norge (Nordland, Troms, Finnmark)
6. Spitsbergen/Jan Mayen

8.3.7 Forutsetninger om kostnader

Fordeling av det tekniske potensialet i ulike kostnadsgrupper og beregning av økonomisk potensial er basert på følgende forutsetninger:

- Kapitalkostnader er beregnet over en avskrivningsperiode på 10 år, med en kalkulasjonsrente på 7 prosent.
- Brenselskostnad flis: 22 øre/kWh
- Brenselskostnad bioolje: 52 øre/kWh
- Nødvendig dimensjonert effekt for fastbrensel og for bioolje/biogass = Totalt teknisk potensial for bioenergi/brukstimer
- Ny fastbrenselkjel er antatt plassert i nytt bygg med byggekostnader lik 1 600 kroner/MW.
- Bioolje og/eller biogasskjel antas kan plasseres i eksisterende bygg, og ingen byggekostnader er inkludert.
- Prosjektering og byggeledelse har en kostnad på 15 prosent av total investeringskostnad. 10 prosent usikkerhet er lagt på.
- Årlige driftskostnader er antatt lik 4 prosent av total investeringskostnad.
- Bedriftene er delt inn i fem case for nødvendig størrelse på nytt bioenergianlegg. Det tekniske bioenergi-potensialet per bedrift er satt lik gjennomsnittlig potensial for gruppen. Tabell 13 under viser forutsetninger for de ulike casene for størrelse på nytt bioenergianlegg.

Tabell 15 Forutsetninger om varmebehov og nødvendig rørføring fra ny varmesentral for bioenergi

	Små anlegg	Mellomså anlegg	Medium anlegg	Mellomstore anlegg	Store anlegg
Størrelsesgruppe	< 1 GWh	1 - 5 GWh	5 -20 GWh	20 -50 GWh	> 50 GWh
Gj.sn. teknisk potensial for bio	500 MWh	2500 MWh	10000 MWh	30000 MWh	150000 MWh
Nødv. rørføring fra ny "bio" varmesentral	20 m	20 m	100 m	150 m	150 m

I tillegg til investeringer i kjel, vil det kreves investeringer i distribusjonsrør for vann eller dam, pumper, ventiler, elektro, automasjon, prosjekteringskostnader og økte kostnader forbundet med høye trykk og temperaturer.

Tabell 16 under viser investeringskostnader brukt i beregningen av totale kostnader og for å finne økonomisk potensial. Kostnadene er gitt per MW installert nytt biobrenselanlegg, eller per meter antatt distribusjon. Nødvendig effekt for fastbrenselkjel og reserve/spisslastkjel er satt utfra driftsmønster, maksimalt effektbehov og brukstider. Kostnadene er satt ved interpolasjon mellom de ulike størrelsene gitt i tabellen.

Tabell 16 Forutsetninger om investeringskostnader i nytt biobrenselanlegg

Investeringskostnader	[1000 kr]
Fliskjel	[kr/MW]
1 MW	4500
10 MW	3000
Biooljekjel	[kr/MW]
1 MW	1200
10 MW	800
Dampveksler til flisanlegget	[kr/MW]
1 MW	200
10 MW	150
Distribusjon varmtvann fra ny sentral inn til området	[kr/m]
DN100 (<1,5 MW)	3,6
DN150 (1-5MW)	5,1
DN200 (5-10 MW)	6,2
DN250 (5-15 MW)	7,1
DN300 (>15MW)	8,4
Distribusjon damp fra ny sentral inn til området	[kr/m]
DN100 (<5 MW)	12,5
DN250 (>5 MW)	13,4
Byggekostnader	[kr/MW]
1 MW	1600
Elektro/SRO	[kr/MW]
Flis	200
Bioolje	100
Prosjektering/byggeledelse	0,15
Usikkerhet	0,1

8.4 Beregning av potensial

Hovedformålet med denne analysen har vært å finne et teknisk og et økonomisk potensial for bruk av bioenergi i industrien. Metoden som er benyttet er skissert i potensialpyramiden, som vist i Figur 46 under.

Det totale termiske energibehovet i industrien er alt energibehovet, som ikke er el-spesifikt. I utgangspunktet kan bruk av all innkjøpt og egenprodusert olje, gass, kull/koks og den delen av elektrisiteten som brukes til å produsere varme eller damp, erstattes av bioenergi.

Allerede eksisterende bruk av bioenergi og fjernvarme, bruk av kull/koks som reduksjonsmiddel inn i industriprosesser og eventuelle tekniske hindringer for å erstatte potensialet med bioenergi, må ekskluderes fra det totale termiske energibehovet for å finne det tekniske potensial for konvertering til bruk av bioenergi i industrien. I tillegg er det trukket fra en andel, som antas som mer lønnsom å energieffektivisere enn å konvertere til bioenergi.

Det totale tekniske og energieffektive potensialet er fordelt i grunnlast, som benyttes jevnt over året eller i produksjonssesongen og kan dekkes av fastbrensel, og spisslast som kun benyttes til å dekke ekstra varmebehov i kortere perioder. For grunnlasten er det beregnet kostnader for bygging og drift av en flisfyringssentral, med en flispris på 22 øre/kWh. For spisslasten er det antatt bruk av bioolje til innkjøp for 52 øre/kWh. Ut fra disse kostnader er det beregnet et økonomisk potensial. Hvor stor andel av det økonomiske potensialet, som er sannsynlig at gjennomføres vil avhenge av andre ikke-økonomiske barrierer. Dette er ikke tallfestet.

Figur 46 Metodisk framstilling av beregning av potensial for bioenergi i industrien.



8.4.1 Stasjonær energibruk i industrien

Figur 47 og Figur 48 under viser energibruk i industrien de siste seks årene fra 2005 til 2011, fordelt på henholdsvis de ulike næringsgruppene i analysen og energibærer som brukes i dag. Vi ser at energibruken har vært relativt stabil de siste årene, med unntak av en nedgang i 2009 på grunn av finanskrisen.

Nedgangen var hovedsakelig i bruk av elektrisitet i den kraftforedlende industrien, og energibruken gikk noe opp igjen i 2010. SSBs foreløpige statistikk tall for 2011, viser liten endring i den totale energibruken fra 2010. Energibruken gikk ned med om lag 1 prosent i 2011 fra 2010.

Forholdet i energibruk mellom de ulike næringsgruppene har holdt seg relativt stabilt de siste syv årene. Forholdet mellom de ulike energibærerne har også vært relativt stabilt. Forbruk av elektrisitet og olje har variert noe avhengig av strømprisene, da en del industribedrifter har muligheten til å veksle mellom de to.

NVE gjorde i forbindelse med Klimakur2020 en framskrivning av energibruk i industrien fram mot 2020, som er vist i Figur 49 under. Energibruken forventes å holde seg relativt stabil i årene framover. (KLIF, 2010)

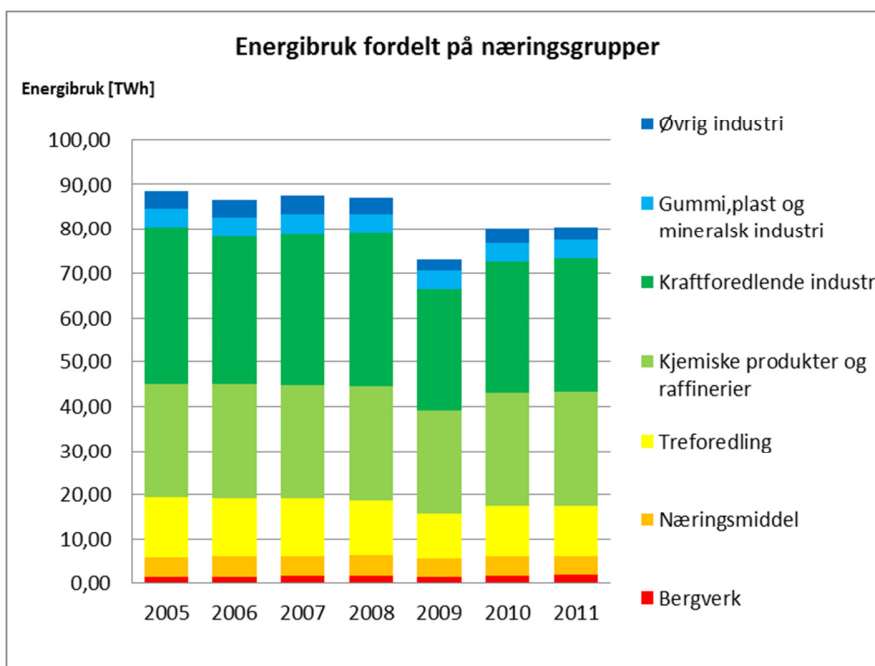
SSB antar en liten økning i energibruken på 0,7 prosent framover til 2020 når energibruken vil nå samme nivå som i 2008 før finanskrisen. (Bøeng, 2011)

I følge NVE forventer man at næringer som treforedling og produksjon av ferrolegeringer vil få det mer utfordrende framover, mens næringer som produksjon av silisiummetall vil vokse. Dette vil i sum gi en flat utvikling i energibruk i industrien fremover. (nve.no, 2011)

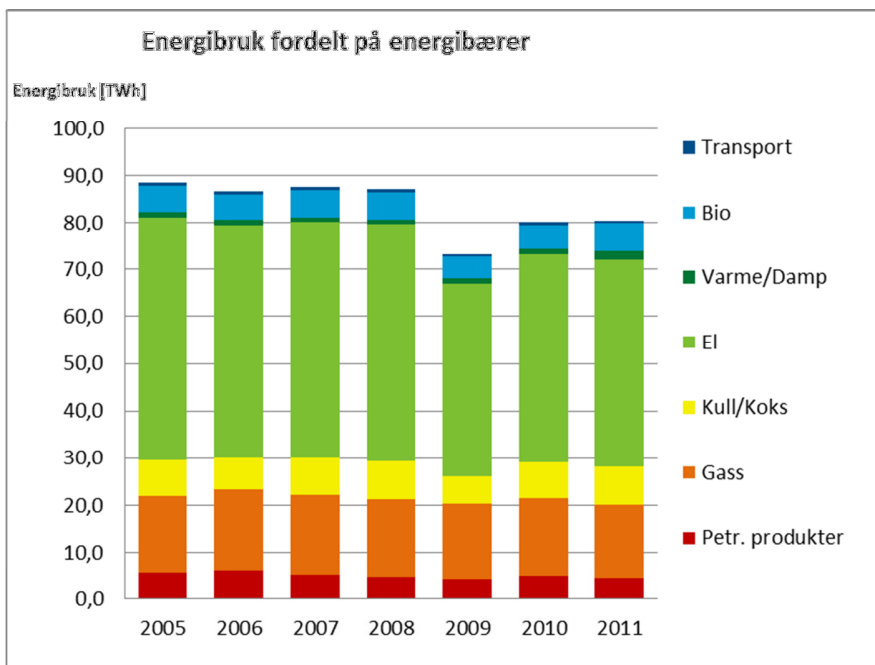
Energibruken til gass er betydelig lavere i Klimakur-framskrivingen i Figur 49 under enn de tallene som er vist for energibruk i Figur 47 og Figur 48, og for øvrig i denne rapporten. Dette skyldes at Klimakur-framskrivingen ikke inkluderer energibruk i raffineriene.

Det er tatt utgangspunkt i energistatistikken til SSB for industrien fra 2010 på bedriftsspesifikt nivå, for å beregne potensialet for bioenergi. På grunnlag av de beskrevne fakta og vurderinger i kapitlet ovenfor er det vurdert at tallene fra den bedriftsspesifikke energistatistikken fra 2010 vil være representative for forventet energibruk de neste årene, både fordelt over de ulike næringsgruppene og fordelt på de ulike energivarene, og dermed gir et godt bilde av potensialet for bioenergi i industrien. Det er gjort enkelte justeringer etter kjente forandringer på bedriftsnivå, som nedleggelsen av Norske Skogs fabrikk på Follum og Petersons på Moss.

Det er ikke gjort markedsmessige vurderinger av mulig oppstart av ny industri, utvidelser eller nedleggelse av eksisterende industri.

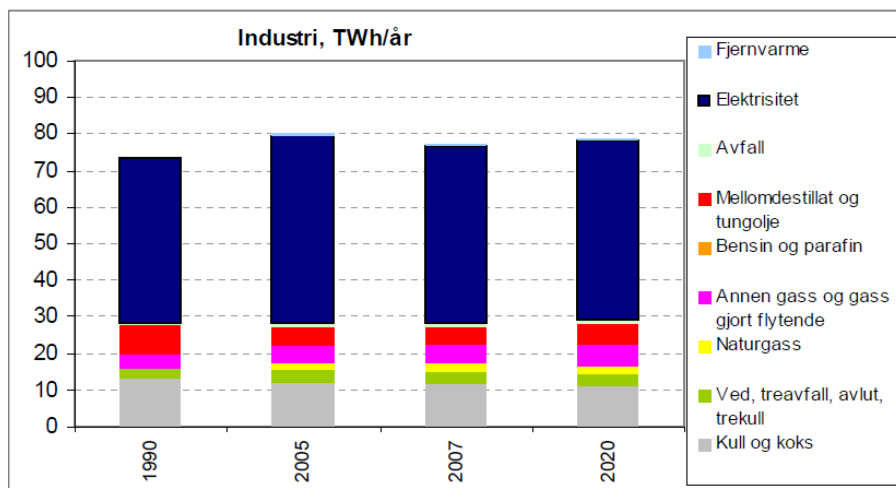
Figur 47 Energibruk fra 2005 til 2011 fordelt på de ulike næringsgruppene


Kilde: (SSB, NVE, 1998-2012)

Figur 48 Energibruk fra 2005 til 2011 fordelt på energibærere


Kilde: (SSB, NVE, 1998-2012)

Figur 49 Energibruk i industrien fordelt på energibærere i 1990, 2005, 2007 og framskrevet energibruk i 2020, gjort for Klimakur



Kilde: (KLIF, 2010)

Kjente endringer i energibruk i industrien siden 2010

Noen kjente endringer i energibruk i industrien vil ha påvirkning på potensialet. Det er tatt hensyn til følgende endringer i energibruken siden i beregningen av teknisk og økonomisk potensial:

- Tjeldbergodden luftgassfabrikk er planlagt nedlagt fra oktober 2012. En stor mengde innkjøpt gass til energiformål er registrert i SSB-statistikken. Denne gassen brukes i virkeligheten kun som råvare inn i prosessen for å produsere luftgass, og hadde ikke vært et potensial til bruk av bioenergi hvis produksjonen skulle fortsette.
- Peterson Linerboard i Moss, Østfold ble slått konkurs 11.april i 2012, og varmebehovet herfra er derfor ikke inkludert i teknisk potensial for konvertering av energibruk til bruk av varmeformål.
- Norske Skog ved Follum ble besluttet nedlagt i desember 2011, og sluttet å produsere fra april 2012.
- Hafslund startet i overgangen mellom 2010 og 2011 et avfallsforbrenningsanlegg som leverer varme fra bioenergi til Borregaard. Tiltaket har redusert oljeforbruket til Borregaard med 10.000 tonn.

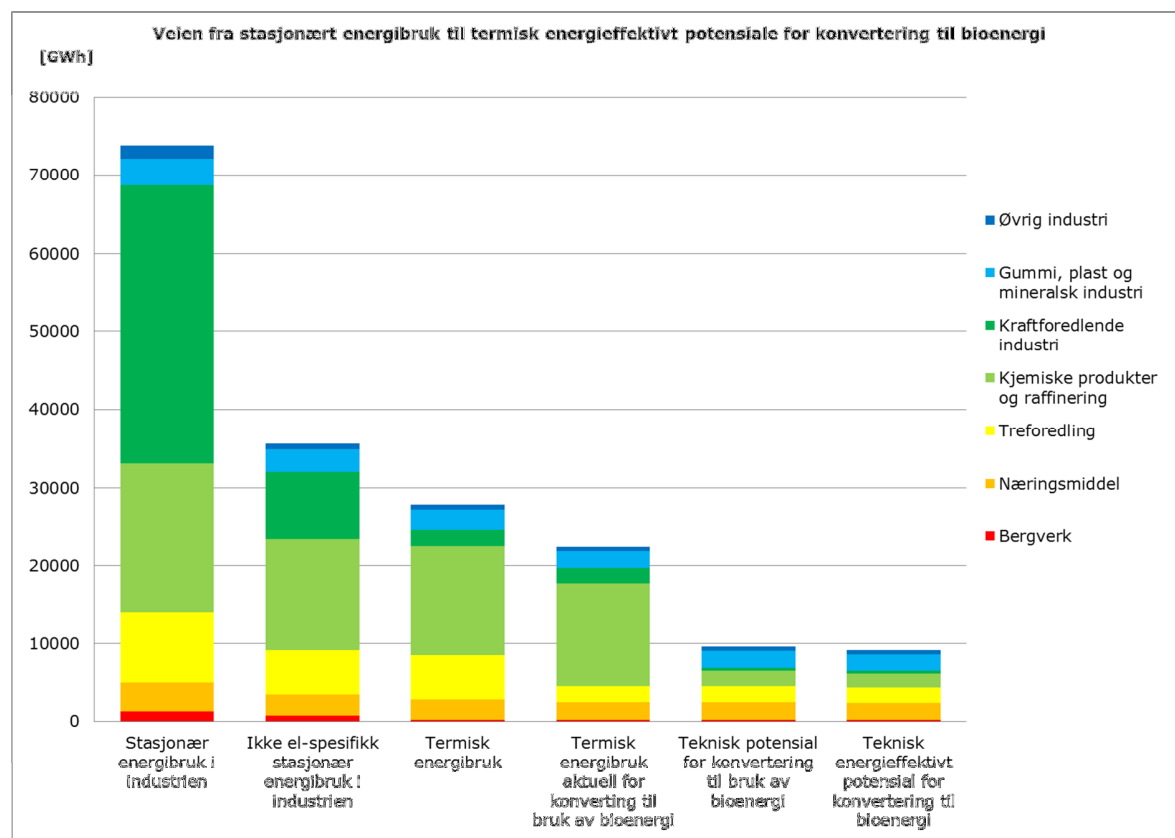
8.4.2 Teknisk energieffektivt potensial for bruk av bioenergi

Vi ser i denne studien på konvertering fra fossilt og el, til bruk av mer bioenergi til varmeformål i industrien. Det er i første omgang forbruk av olje, gass og kull og den delen av elektrisiteten som brukes til oppvarming som kan konverteres til bioenergi. Teoretisk kan forbrenning av bioenergi gi samme nødvendig temperaturnivåer eller evt. dampkvalitet, som ved bruk av fossile brenslers.

Men ikke all olje- og kullforbruk i industrien går til varmeproduksjon, og i noen industriprosesser kan det være tekniske utfordringer ved å konvertere direkte bruk av gass til bioenergi. Det er vurdert som lønnsomt med energieffektivisering framfor konvertering til bioenergi. Disse forholdene må tas hensyn til når vi skal finne det tekniske og energieffektive potensialet.

Figur 50 viser beregningspunktene når vi går fra totalt stasjonær energibruk i industrien til å finne det tekniske og energieffektive potensialet for konvertering til bruk av bioenergi til varmeformål i industrien. Videre følger en mer detaljert beskrivelse av beregningsmetodikken.

Figur 50 Veien fra stasjonær energibruk i industrien til teknisk energieffektivt potensial for bioenergi



Stasjonær energibruk i industrien:

= *Innkjøpt elektrisitet, innkjøpt petroleumsprodukter, innkjøpt gass, innkjøpt kull/koks, innkjøpt varme/damp, innkjøpt bioenergi/avfall, egenprodusert bioenergi/avfall, egenprodusert elektrisitet og egenprodusert gass. (Av egenprodusert energi er kun den som brukes internt inkludert.)*

Stasjonær energibruk i industrien er all energibruk som ikke går til transportformål. Det er sett på landbasert industri. Olje og gassnæringen offshore er ikke inkludert. Eventuell feilrapportering fra bedriftene til SSB kan gi en viss feilmargin her.

Ikke el-spesifikk, stasjonær energibruk i industrien:

= *Stasjonær energibruk i industrien*
minus den andelen av innkjøpt og egenprodusert elektrisitet som går direkte til el-spesifikke formål som belysning, teknisk utstyr, elektrolyseprosess etc.

Noe energiforbruk i industrien som for eksempel elektrolyseprosessen i aluminiumsproduksjon, pc-er, belysning, maskinell kraft, teknisk utstyr etc. krever bruk av strøm, og kan ikke erstattes med varme fra bioenergi. Det er ikke sett på produksjon av strøm fra bioenergi i denne studien.

Termisk energibruk:

= *Ikke elspesifikk stasjonær energibruk i industrien*
minus kull/koks som brukes som reduksjonsmiddel i industrien
minus avgiftsfri diesel som benyttes i anleggsmaskiner

I dette potensialstudiet er det sett på potensialet og barrierer for å konvertere termisk energibruk til bioenergi. Dette er all energien som brukes til varmeformål.

I kraftforedlende industri brukes store mengder kull og koks, forbruket var hele 6.5 TWh i 2010. Også i gummi, plast og mineralsk industri benyttes omtrent 1 TWh kull og koks årlig. Store deler av dette går ikke inn til varmeproduksjon, men benyttes som reduksjonsmiddel inn i selve industriprosessen. Kull og koks som reduksjonsmiddel kan ikke erstattes direkte og i sin helhet av bioenergi. (SINTEF, 2010) I Klimakur 2020 kartla Klima- og forurensingsdirektoratet (KLIF) et potensial på å konvertere 2 TWh koks i ferrolegeringsindustrien til bruk av trekull innen 2020. (KLIF, 2010) Og erstatte kull og koks som reduksjonsmiddel med trekull vil kreve andre tekniske løsninger og har en annen økonomi. Dette er derfor ikke inkludert som et potensial i denne studien.

Flere industribedrifter benytter avgiftsfri diesel i anleggsmaskiner til transport, graving, drift av maskineri etc. Det er et særlig stort forbruk i bergverksindustrien på 500 GWh, men også i kjemisk og kraftforedlende industri er forbruket betydelig på henholdsvis 260 og 120 GWh. Kun maskiner inne på området (trucker og annet), gravemaskiner og traktorer kan bruke avgiftsfri diesel. All transport fra fabrikk til et annet sted, for eksempel butikk, skal foregå ved bruk av avgiftspliktig diesel og bensin. Det er etter forespørsel til en del større bedrifter, antatt at all registrert avgiftsfri diesel går inn i maskiner, og at kun en neglisjerbar andel brukes til varmeformål. Et unntak fra dette er Syd-Varanger gruve, her diesel fortsatt brukes i et visst omfang til oppvarming. Det er i denne analysen kun sett på bioenergi til varmeformål og ikke til kjøretøy i industrien, og et totalt forbruk av avgiftsfri diesel på 1100 GWh er trukket ut. Et alternativ kan være å bruke biodiesel som erstatning for den avgiftsfrie fossile diesel, men dette er ikke vurdert i denne analysen.

Termisk energibruk aktuell for konvertering til bruk av bioenergi:

= *Termisk energibruk*
minus innkjøpt bioenergi/avfall
minus egenprodusert bioenergi/avfall
minus innkjøpt varme/damp.
minus termisk energibruk i industrien på Svalbard og Jan Mayen

Termisk energibruk er all energibruk til varmeformål. Deler av treforedlingsindustrien og enkelte andre bedrifter har allerede tatt i bruk bioenergi til dette. Noen steder benyttes også innkjøpt varme/damp fra

fjernvarmeselskaper eller nærliggende annen industri. Denne energibruken er ikke aktuell å konvertere til bioenergi. Varmegjenvinning internt i en bedrift er kategorisert som energieffektivisering, og er ikke inkludert som energibruk i industrien.

På Svalbard og Jan Mayen er det ikke tilgang på lokal bioenergi, som i resten av Norge. Det er mulig å frakte bioenergi hit med båt eller fly, men dette er ikke vurdert som aktuelt. Industrien på Svalbard har kun et minimalt termisk energibehov i bergverksindustrien. Dette ansees ikke som aktuelt å konvertere til bioenergi.

Teknisk potensial for konvertering til bruk av bioenergi:

$$= \textit{Termisk potensial for konvertering til bruk av bioenergi} \\ \textit{minus egenprodusert gass} \\ \textit{minus gass til metanolproduksjon} \\ \textit{minus gass til aluminiumsproduksjon og ferrolegering} \\ \textit{minus en andel kull/koks i sementproduksjon}$$

I raffinierene og kjemisk industri brukes det store mengder egenprodusert gass til varmeformål. Store deler av dette er spillgass, som per i dag ikke har alternativ utnyttelse og som ikke nødvendigvis er enkel eller lønnsom å raffinere til eksternt salg eller alternativ bruk. Dersom alternativet er og fakte spillgassen, er det en fordel heller å benytte denne til varmeformål enn å bruke bioenergi med alternativ verdi. Konvertering fra egenprodusert gass har også en annen økonomi og alternativkostnad. Noe egenprodusert gass kan være mulig og lønnsomt å konvertere til bioenergi, men dette vil kreve egne studier og økonomiske vurderinger for den enkelte bedrift. All egenprodusert gass er derfor ekskludert fra det tekniske potensialet.

Metanolproduksjonen på Tjeldbergodden er holdt utenfor det tekniske potensialet. Bruk av bioenergi til og dekke vertfall deler av varmebehovet i metanolproduksjonen vil være mulig, men kreve betydelige tekniske endringer og ombygginger. Eventuell konvertering av dette bør sees separat fra øvrig industri, da det vil kreve en mer omfattende analyse både av det tekniske systemet, eventuelle nødvendige ombygginger, samt en annen alternativpris og økonomisk vurdering enn det som er inkludert i denne analysen.

Innen kraftforedlende industri benyttes naturgass til smelting og oppvarming av smeltet metall og aluminium, før støping og legering. Dette forbruket er batchvis og skjer i flere bedrifter i dag med åpen flamme som varmer opp støpeformer og metallskjeer direkte. Konvertering til bioenergi ville her kreve en betydelig endring i prosess teknologi eller bruk av foredlet biogass eller biodiesel, av typen som er etterspurt i andre sektorer, og ikke vurdert som aktuelt for industrien i denne studien. Bruk av gass til aluminiumsproduksjon og ferrolegeringer er derfor holdt utenfor teknisk potensial for konvertering til bioenergi. Dette gjelder følgende bedrifter: Eramet, Elkem, Alcoa, Hydro aluminium, Norsk aluminium og Sør-Norge-Aluminium.

Innen sementproduksjon benyttes store mengder kull og koks inn til varmeformål. Store deler av dette er mulig å konvertere til bioenergi. Prosessen vil kreve en fortsatt viss innblanding av steinkull for å oppnå en tilstrekkelig høy brennverdi, med mindre biobrenslene som brukes er svært homogene og energiintensive. (Norcem, juni 2012) 15 prosent av dagens kullforbruk til sementproduksjon er trukket ut av det tekniske potensialet for konvertering til bioenergi.

Enkelte bedrifter kjøper også gass fra nabobedriftene. Det kan være avgass som ikke har alternativ utnyttelse, og ellers ville fakles. Et eksempel er bruk av CO-gass fra nabofabrikk til kalkproduksjon hos SMA Mineral. Det har ikke vært mulig å gå inn i hver enkelt bedrift og skille innkjøpt gass fra ulike leverandører, og dette er derfor ikke trukket fra.

Teknisk energieffektivt potensial for konvertering til bruk av bioenergi:

= *Teknisk potensial for konvertering til bruk av bioenergi*
minus prosentmessig forventet energieffektivisering

Det er fortsatt et betydelig potensial for energieffektivisering i norsk industri. Å ikke bruke energi i det hele tatt ansees som mer lønnsomt enn bruk av miljøvennlig bioenergi. Det er lagt til grunn en sannsynlig prosentmessig gjennomført energieffektivisering, basert på Enovastudiet utført i 2009 av Enova, som er trukket fra det tekniske potensialet. Det er forutsatt at denne energieffektiviseringen kan skje fra varmeforbruket i like stor grad som elektrisitetsforbruket.

8.4.3 Økonomisk potensial for bruk av bioenergi

Fastbrensel vs. biogass/bioolje

Det tekniske energieffektive potensialet er delt i to hovedgrupper, hvor økonomien er behandlet hver for seg:

- Potensial for fastbrensel
- Potensial for biogass/bioolje

Økonomien for bruk av fastbrensel og for biogass/bioolje er svært forskjellig. Fastbrensel brukes gjerne til å dekke grunnlast da investeringskostnadene er høye og derfor bør fordeles på et jevnt og høyt energiforbruk. Til gjengjeld er brenselkostnadene lavere.

Batchvis forbruk, svært varierende varmebehov eller spisslast kun korte perioder kan gjøre bruk av biogass/bioolje mer aktuelt. Investeringskostnadene for dette er lave, og kan være tilnærmet lik null dersom det kun må gjøres små tilpasninger på eksisterende oljekjeler. Derimot er brenselkostnadene høyere. Batchvis forbruk kan alternativt dekkes av pellets og trepulver. Det er i beregningene forutsatt kun bruk av bioolje.

Kostnads-case

Økonomien vil videre avhenge i stor grad av driftsmønster. Forutsetningene om andel fastbrensel og om driftsmønster er gjort prosentvis etter bransjenivå, og gjør at de funne kostnadene og det økonomiske potensialet ikke vil være direkte overførbare til de enkelte bedrifter.

De spesifikke kostnadene for et biobrenselanlegg er avhengig av:

- Nødvendig effektinstallasjon
- Nødvendig energi over året

Det tekniske energieffektive potensialet er delt i ulike kostnads-case avhengig av:

- Driftsmønster (døgnkontinuerlig produksjon, nattestengt produksjon, årsproduksjon, sesongproduksjon, fluktuerende varmebehov og varmebehov til bygg)
- Størrelse på anlegget (<5 GWh, 5-20 GWh, 20-50 GWh, 50-300 GWh, >300 GWh)
- Damp-produksjon/ikke damp-produksjon

7 alternative driftsmønster, 5 grupper for størrelse på anlegget samt 2 alternativer for damp/ikke damp-produksjon gir til sammen 70 ulike case for kostnader.

Det er beregnet kostnader per kWh for hvert av de 70 casene, avhengig av varmebehov og brukstid, forutsatt som gitt i kapittel 8.3. De ulike kostnadscasene er fordelt i åtte prisgrupper. >35 øre/kWh, 35-40, 40- 45, 45-50, 50-60,60-70,70-80 og over 80 øre/kWh.

Kostnadene vil i virkeligheten være prosjektavhengig og variere for hver enkelt bedrift. Enkelte bedrifter vil gjennomføre en konvertering, og enkelte vil ikke. Det er ikke gjort økonomiske vurderinger på bedriftsnivå eller sett på driftsmønster og økonomi for hver enkelt bedrift. Forutsetninger om kostnader er gitt i Tabell 16. Kostnadene vil i virkeligheten være prosjektavhengig og variere for hver enkelt bedrift.

Økonomisk potensial

Det tekniske potensialet som havner innenfor prisgruppe med en kostnad lavere enn alternativ energikostnad er satt lik det økonomiske potensialet.

Med økt energibehov og jevnere forbruk øker lønnsomheten. Det er i de økonomiske vurderingene ikke tatt hensyn til lokalisering av hver enkelt bedrift. Det betyr at det ikke er inkludert lønnsomhetseffekten ved at flere industribedrifter kan utnytte felles biobrenselanlegg eller der et slikt anlegg kan dekke andre varmebehov i nærheten.

Det er videre foretatt følsomhetsanalyser, der det er sett på hvordan det økonomiske potensialet varierer med brenselpriser på fastbrenselet og med ulike alternative energikostnader for industrien.

Potensial som krever investeringer og endringer i produksjonsutstyr til bruk av bioenergi:

I enkelte industriprosesser er det spesielle prosess tekniske utfordringer ved å konvertere gass- eller oljeforbruk til bioenergi. Kostnadene for dette er ukjent og dette er derfor holdt utenfor det økonomiske potensialet.

I fiskeforedlingsindustrien, som ligger under næringsgruppen næringsmiddel, benyttes en teknologi med gassørkere, der gassen er i direkte kontakt med fisken under tørkeprosessen. (MC A. o., 2012) Bruk av bioenergi til å erstatte dette energiforbruket direkte vil være uaktuelt, siden forbrenningen av biobrensel gir flere avfallsprodukter enn naturgass, og røykgassen fra bioenergi av helsemessige grunner ikke kan komme i kontakt med matproduksjonen.

I kalkproduksjon, som står for et høyt forbruk av energi i næringsgruppen gummi, plast og mineralsk industri benyttes olje direkte i kalkovnene. Å erstatte oljen med for eksempel bruk av flis ville her gi store problemer med askehåndtering i kalken. (Norfrakalk, 2012).

Konvertering til bruk av bioenergi av denne typen varmebehov i disse fiskeforedlings-industrien og kalk-industrien til bruk av bioenergi, vil være teknologisk mulig, men det vil kreve endret prosess teknologi og nytt produksjonsutstyr, eller bruk av foredlet ren biogass. Følgende bedrifter er kjent at krever prosess tekniske endringer, og investeringer i selve produksjonen for å ta i bruk bioenergi:

- Skretting
- Ewos
- Norfrakalk
- Verdalskalk

8.5 Innspill fra industrien

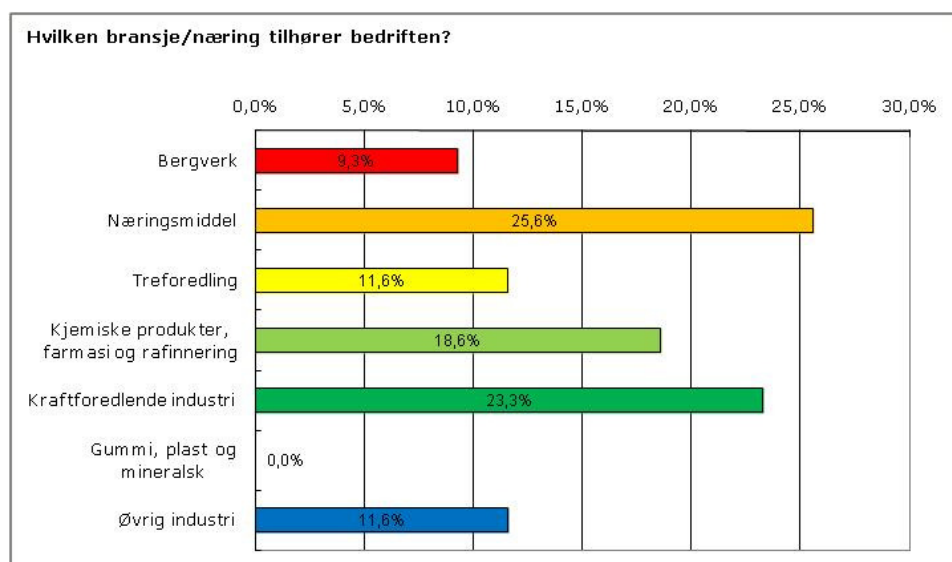
8.5.1 Spørreundersøkelse

Det er foretatt en spørreundersøkelse, mot noen utvalgte av Norges største industribedrifter, fordelt på ulike bransjer. Bedriftene er valgt ut etter hvem som har stort energibruk og samtidig kan sees som representative for sin næringsgruppe. De viktigste spørsmålene i undersøkelsen er presentert i Tabell 17.

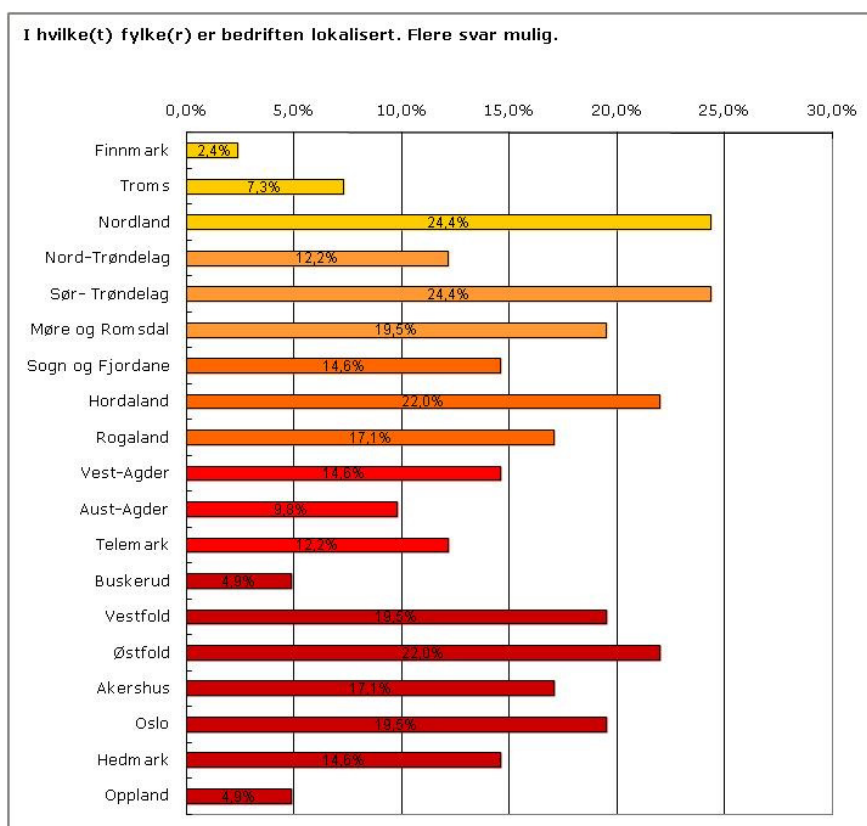
Undersøkelsen ble sendt ut til 74 respondenter i 60 ulike bedrifter. Det er kommet inn 43 svar fra ulike 34 bedrifter, hvorav 33 er helt komplette. Dette gir en svarprosent på 45 prosent.

Figur 51 og Figur 52 gir fordelingen over næringsgrupper og geografisk for de innkomne svarene på undersøkelsen.

Figur 51 Fordeling over næringsgruppe for respondenter på spørreundersøkelse



Figur 52 Fordeling geografisk over respondenter på spørreundersøkelse (Geografisk lokalisering i flere fylker er mulig).



Tabell 17 Spørsmål stilt i spørreundersøkelsen til industrien

Spørsmål stilt i spørreundersøkelsen:

- Brukes deler av den innkjøpte elektrisiteten i din bedrift til varme i produksjonsprosessen eller vannbåren romoppvarming?
- Av varmen til produksjonsprosessen, hvor stor andel av varmebehovet til industriprosessen har følgende temperatur- og spesifikasjonskrav?
 - Varme under 50 °C?
 - Varme over 50 °C?
 - Damp?
- Hvor stor andel av den totale energibruken til bedriften (totalt forbruk av elektrisitet, fjernvarme, olje, gass, bio eller andre varmekilder) går til varme i:
 - Produksjonsprosessen
 - Varme til vannbåren romoppvarming
- Hvor mange driftstimer i året er det et varmebehov til industriprosessen?
- Har bedriften bioavfall fra egen produksjon som ikke benyttes som ressurs/gjenbrukes i egen bedrift?
- Hva slags type avfall, og hva benyttes dette til?
- Bruker bedriften bioenergi til varmeformål i produksjonsprosess eller til romoppvarming i dag?
- Har bedriften vurdert å bruke bioenergi?
 - Nei
 - Ja, pellets
 - Ja, flis
 - Ja, bioolje
 - Ja, biogass
 - Ja, returvirke fra bygg
 - Ja, annen biomasse
- Er det tekniske grunner i den industrielle prosessen i din bedrift som gjør at prosessvarmen ikke kan dekkes fra bioenergi?
 - Nei
 - Ja, produktet er i direkte kontakt med brenngassen under tørke-/oppvarmings-/forbrenningsprosess.
 - Ja, på grunn av kjemiske prosesser
 - Ja, på grunn av asken fra biobrensel
 - Ja, krav til røykgassrensing
 - Ja, krav til høyt trykk eller temperatur på damp
 - Ja, av andre grunner
- Hvor stor andel av prosessvarmen kan ikke dekkes av bioenergi av tekniske grunner?
- Spørsmål om hvor avgjørende en rekke ulike barrierer er på en skala fra 1- 10, der 1 er lite viktig og 10 er svært viktig.

8.5.2 Workshop

Det ble gjennomført en workshop med deltakere fra industrien 3.mai.

Foreløpige resultater for teknisk, energieffektivt potensial ble presentert. Deltakerne ga tilbakemeldinger på forutsetninger om varmebehov, elektrisitetsandel som går til varme og energieffektivisering. Torbjørn Kvia, ved Tine presenterte et vellykket prosjekt for konvertering til bioenergi i deres meierier.

Ikke-økonomiske barrierer for hvordan varmebehovet kan møtes med bruk av bioenergi ble diskutert i plenum. Deretter ble økonomiske barrierer for hvordan vi skal få en fungerende og konkurransedyktig biobrenselmarked diskutert.

Deltakere fra alle næringsgrupper ble invitert. Deltakerne fra treforedlingsindustrien var best representert, som kan forklares ved at interessen og kompetansen er størst i denne industrien.

Deltakere fra industrien:

- Torbjørn Kvia, Tine
- Per Thoen, Kronos Titan
- Ole-Edvard Bakken, Moelven
- Kjetil Bjørlo, Norske Skog Saugbrugs
- Tuva Barnholt, Borregaard
- Jan Erik Edvardsen, Peterson

8.5.3 Telefonintervju

Det er foretatt flere telefonintervjuene til industriaktører med følgende to ulike hovedformål:

1. Kvalitetssikre forutsetninger om termisk energibruk og driftsmønster i bedriftene
2. Kvalitetssikre med bedrifter som gir betydelig potensial for bioenergi ut fra energistatistikken, og høre om evt. feilkilder i registrert energibruk, tekniske hindringer eller barrierer for bruk av bioenergi i denne bedriften.

Det er blant annet spurt om:

- Formål med den termiske varmen.
- Andel elektrisitet som brukes til varmeformål
- Temperaturbehov til bedriftene
- Variasjon i driftsmønster og energi- og effektbelastning over året og døgnet.
- Vurdering av aktuell spisslastandel ved innføring av et flisfyrt anlegg
- Tekniske hindringer for eksempel ved produksjonsutstyr som hindrer bruk av bioenergi og flisfyring
- Andre barrierer for konvertering til bioenergi.

Det er foretatt telefonintervju med følgende personer:

- Kari Hermansen, Syd-Varanger gruve
- Knut Grande, Statoil
- Kjartan Kramer, Ewos
- Tuva Barnholt, Borregaard
- Trygve Christophersen, Biopharma Norge
- Elin Duus, Tjeldbergodden luftgassfabrikk
- Lars Strøm, Norfrakalk
- Øyvind Sundberg, ExxonMobil/Esso Norge
- Per Brevik, Norcem
- Bård Aasrum, Eramet
- Steinar Onkelmoe, Alcoa
- Dag Willoch, Yara

9 Kilder

- Bernhard, P., & Bugge, L. (2006). *Biomasse- nok til alle gode formål?* NVE, KanEnergi.
- Bøeng, A. C. (2011). Hvordan kan Norge nå sitt mål om fornybar energi i 2020? *SSB Økonomiske analyser 6*.
- Econ Poyry. (2010). *Potensialstudie for flytende biobrensel*. Transnova og Enova.
- Energirapporten. (2012). *Energirapporten Nummer23*.
- Esso, S. Ø. (2012). Telefonintervju med Øyvind Sundberg, Exxon Mobil/Esso. (Multiconsult, Intervjuer)
- Ewos. (2012). Telefonintervju med Kjartan Kramer, Ewos. (Multiconsult, Intervjuer)
- H.L.Raadal, V.Schakenda, J.Morken, & UMB, Ø. A. (2008). *Potensialstudie for biogass i Norge*. Enova.
- Hamnaberg, H., & Sidelnikova, M. (2011). *Bioenergi i Noreg- Mot ein kostnadskurve for meir uttak*. NVE.
- Hargassner. (2012). *hargassner.no*.
- Heron Consultancy, & Challock Energy. (Mai 2011). *The analysis of the potential of high-efficiency cogeneration in Norway 2015-2020: draft report*. NVE, Heron Consultancy og Challock Energy.
- Hollensen Energy A/S, C. B. (2012). Epost fra Bjarne Christensen. *Hollensen*.
- Ingeberg, K., Lislebø, O., B.Langseth, & E.Trømborg. (2011). *Potensial for fornybar varme og kjøling i 2020 og 2030*. Xrgia og UMB for Enova.
- Institutt for Naturforvaltning. (juni 2012). *Bioenergiressurser i skog- kartlegging av økonomisk potensial- Utkast til rapport og foreløpige resultater*. UMB, NVE.
- K.E.Stensby, S.K.Mindeberg, & B.Fladen. (2011). *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*. NVE, Sweco.
- KanEnergi, & Norsk Energi. (2011). *Mulighetsstudie biokraft*. Enova.
- Kjølstad, C., & m.fl. (2011). *Veien til biovarme*. Nobio, Norsk bioenergiforening.
- KLIF. (2010). *Tiltak og virkemidler for å redusere klimagassutslipp fra norsk industri, Sektorrapport Industri Klimakur*. Klima og forurensningsdirektoratet.
- Klimakur2020. (2010). *Hovedrapport Klimakur 2020. Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020*. KLIF, NVE, Oljedirektoratet, SSB, Statens Vegvesen.
- L.N, B. m. (2003). *Bioenergiressurser i Norge*. NVE, L.N, Berg, P.F., Jørgensen; P.H, Heyerdal; G, Wilhelmsen.

- Landsbruks og matdepartementet. (2008). Klimautfordringene- landbruket en del av løsningen. *Stortingsmelding nr. 39 (2008-2009)*.
- MBP Group. (2012). Epost fra Hanne Kristoffersen, estimat på biofyringsolje. (Multiconsult, Intervjuer)
- MC. (2010-2012). Erfaringstall biobrenselanlegg og brenselspris, ulike prosjekt. *Multiconsult*.
- MC Industrirådgivning. (2012). Tor Ous Neple, Arild Haugene, Olav Dehli, Erfaring fra industriprosjekter. *Multiconsult Ekspertgruppe*.
- MC Tlf.intervjuer. (2012). Telefonintervjuer ulike aktører i industrien. (Multiconsult, Intervjuer)
- MC, A. o. (2012). Spørreundersøkelse om termisk energibruk og barrierer for bruk av bioenergi i industrien. *Questbackundersøkelse, gjennomført av Multiconsult og Analyse og Strategi*.
- McKinsey. (2009). Potensial for energieffektivisering i landbasert industri. *Enova*.
- Nobio. (2010). Bioenergi i Norge, Markedsrapport Pellets og briketter. *Nobio, Norsk bioenergiforening*.
- Norcem. (juni 2012). Telefonintervju med Per Brevik. (Multiconsult, Intervjuer)
- Norfrakalk. (2012). Telefonsamtale. (Multiconsult, Intervjuer)
- NVE. (2011). *Utforming av konsesjonssøknad for fjernvarmeanlegg*. NVE.
- NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge . (u.d.). *Fakta biobrensler*. Hentet 08 2012 fra Fornybar.no: <http://www.fornybar.no/>
- nve.no. (2011). *Norges vassdrags og energidirektorat, Mindre energi til oppvarming og industri, mer til transport*. Hentet fra nve.no: <http://www.nve.no/no/Nyhetsarkiv-/Nyheter/Mindre-energi-til-oppvarming-og-industri-mer-til-transport/>
- Opdal, O. A., & Andreassen, G. L. (2009). *Norges tilgang på sportbart biodrivstoff*. Zero.
- Parat Halvorsen. (2012). Erfaringstall prosjekt. (Multiconsult, Intervjuer) Parat Halvorsen.
- Rosenberg, M. (2010). *Status 2010: Kostnader for fjernvarmeutbygging*. Norsk Fjernvarme.
- Raadal, H. L., Schakenda, V., Morken, J., & UMB, Ø. o. (2008). Potensialstudie for biogass i Norge. *Enova*.
- SINTEF. (2010). Tiltak og virkemidler for reduksjon av klimagasser i norsk prosessindustri. *SINTEF, Monsen, Ratvik, Skybakmoen, Strøm, Kolderup, Kolbeinsen, Lindstad, Øye, Justnes*.
- SSB. (2011). *Redusert sal av petroleumsprodukt*. Hentet fra ssb.no, Statistisk sentralbyrå: <http://www.ssb.no/vis/emner/10/10/10/petroleumsalg/arkiv/art-2011-03-16-01.html>
- SSB Energibalansen. (2010). *Energibalanse for Norge*. Hentet fra ssb.no, Statistisk sentralbyrå: <http://www.ssb.no/energiregn/tab-2011-12-12-03.html>
- SSB Fjernvarmestatistikk. (2010). *Fjernvarmestatistikk*. Hentet fra ssb.no, Statistisk sentralbyrå: <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/fjernvarme/index.html>

- SSB Industriens energibruk. (Foreløpige tall 2011). *Små endringer i energibruken, Tabell 1 og 2*. Hentet fra [ssb.no](http://www.ssb.no), Statistisk sentralbyrå: <http://www.ssb.no/emner/10/07/indenergi/>
- SSB Vedstatistikk. (2010). Statistisk sentralbyrå. <http://www.ssb.no/magasinet/miljo/>.
- SSB, E. (2001-2010). Energibalansen. *Statistisk sentralbyrå*.
- SSB, NVE. (1998-2012). Hovedfiler energibruk i industrien. *SSB, Statistisk sentralbyrå, NVE*.
- SSB, NVE, & Enova. (2010). *Bedriftspesifikk energistatistikk*. Statistikk 2600 industribedrifter i Norge.
- Statoil. (2012, juni). Telefonintervju Knut Grande. (Multiconsult, Intervjuer)
- Sweco. (2007). *Forretningsutvikling og prosjektering av bioenergianlegg*. Enova og Nobio.
- Syd-Varanger gruve. (2012, juni). Tlf. intervju med Kari Hermansen. (Multiconsult, Intervjuer)
- Trømborg, E. (2012). *Erferingstall og anslag UMB v/Erik Trømborg, diverse prosjekt og rapporter*. UMB.
- Trømborg, E., Havskjold, M., & Lislebø, O. &. (2011). Projecting demand and supply of biomass for heating in the Norwegian. *Energy Policy 39 (2011)*, 7049–7058.
- U.Berge, O.A.Opdal, & M.Gjerset. (2007). Fra fossil fyringsolje til biofyringsolje: Et klimavennlig supplement i oppvarmingssektoren. *Zero*.
- Xrgia. (2010). *Markedsrapport: Pelletsmarkedet i Midt-Norge*. Enova.
- Yara. (juni 2012). Telefonintervju med Dag Willoch. (Multiconsult, Intervjuer)

10 Vedlegg

10.1 Om biobrensler

Flis er tre med eller uten bark som har blitt hugget opp til flis med en lengde under 150 millimeter. Flis produseres i dag i hovedsak av returvirke og rundtømmer (biovirke og energivirke) fra skog. Flis kan ha varierende foredlingsgrad og egenskaper, avhengig av treslag, utstyret som er brukt for flising, eventuell sortering og fuktinnhold. Ulike typer flis er stammevedflis, heltreflis og industriflis. Tørr flis er et lagringsdyktig brensel, men fuktig flis begynner å kompostere hvis man lar den ligge for lenge.

Pellets er sammenpresset tørket flis fra tre- eller returvirke, i små sylindre med mindre enn 25 mm lengde, standarddiameter er 6, 8 og 12 mm. Komprimeringen gjør pellets enkle å transportere, og gir høy energitetthet.

Biogass er organisk biomateriel som er omgjort til gassform ved hjelp av gassifisering (ved at det utsettes for høye temperaturer i en oksygenfattig atmosfære) eller ved anaerob gjæring. Det brukes gjerne våte substrater som husdyrgjødsel, matavfall, vekstrester, energivekster/gras, slam eller lignende. Det organiske materialet omdannes til biogass (CH₄ og CO₂) i en lukket biologisk prosess, ved hjelp av mikroorganismer uten tilgang på oksygen.

Det skilles gjerne mellom deponigass og reaktorbiogass. Biogass fra reaktor dannes hovedsakelig fra husdyrgjødsel, avløpsslam eller matavfall, og består hovedsakelig av metan (CH₄) og CO₂ i tillegg til noen sporgasser. Sammensetningen av gassene vil avhenge av substratet gassen er laget fra, samt oppholdstid og temperaturer i reaktoren. Når biogassen forlater reaktoren er den mettet med vanddamp, ved avkjøling kan dette kondensvannet bli kondensert. Biogassen er en høyverdig form for energi som kan benyttes til produksjon av strøm og varme. Biogass kan også oppgraderes til biometan ved at gassen renses slik at den oppfyller standard for naturgass, og kan da benyttes i transportsektoren som drivstoff.

Biofyringsolje er en type flyende biobrensel utvunnet fra vegetabilsk eller animalsk olje. Flytende biobrensler inkluderer førstegenerasjons etanol, biodiesel, biofyringsolje, cellulosebasert biodrivstoff, etanol fra cellulose, biodiesel fra cellulose og pyrolyseolje. Biofyringsolje har lavere kvalitet enn biodrivstoff, og kan brukes i vanlig oljekjeler med noe begrenset ombygging av kjelen. Krav til biofyringsolje er spesifisert i internasjonale standarder EN 14213/ 14214. Overgang fra fossil olje til biofyringsolje krever en del tekniske endringer. Bruk av ren biolje krever anlegg med forvarming, mens bruk av biodiesel i stor grad kan brukes direkte i mindre anlegg som bruker lett fyringsolje.

Lagring av biofyringsolje er mer komplisert enn lagring av vanlig råolje. Biofyringsolje kan lagres i inntil 6-12 måneder. Ved lagring brytes oljen ned og får høyere syretall, blir mer tyktflytende og det kan dannes bunnfall. Problemet kan imidlertid reduseres med tilsetning av additiver. Dagens biofyringsoljer har en garantert lagringstid på 6 måneder.

”Rene” restprodukter fra industrien kan være **returfiber, rivningsvirke, kornavrens** etc. Restprodukter blir brukt flere steder i industrien i dag, og har den fordelen at det har lave kostnader. Restproduktene er ofte lite kompakt og det er derfor lite hensiktsmessig å transportere dem over lange avstander. Det er derfor mest relevant å bruke restprodukter direkte inn i industrien der disse blir produsert eller i geografisk nærhet. Biproduktene i treforedlingsindustrien er i første rekke bark, avlut og sagflis som brennes og brukes til interne tørkeprosesser. Høvelspon og tørr sagflis fra trelastproduksjon er et viktig råstoff for produksjon av pellets.

Andre typer biobrensler som ikke er inkludert i denne studien kan være:

Briketter er sammenpresset flis i kubber eller sylindre, men med større diameter enn pellets på 25 – 70 millimeter. Briketter kan brukes på mange av de samme måtene som flis, og har tilnærmet like investeringskostnader for forbrenningsutstyr. Brenselskostnaden er noe høyere enn for flis. Briketter er en mellomting mellom flis og pellets, og potensialet for dette brenset ligger i denne analysen under pellets.

Trepulver er tørt trevirke som er malt til partikkelstørrelser under 1 mm. Trepulver brukes lite i Norge, men kan forbrennes med spesialbygde pulverbrennere i store kjelanlegg. Trepulver produseres gjerne fra pellets eller tørr flis. Potensialet for bruk av trepulver er derfor inkludert i potensialet for disse to typene brensel. Bruk av trepulver har fordelen til produksjon av spisslast, at energiproduksjonen kan varieres raskere.

GROT er grener og røtter, og restprodukter fra skogbruk. GROT har fordelen av at selve brenselet er svært billig. Derimot har det høy fuktighet og er et lite homogent brensel, slik at forbrenningsprosessen er komplisert og krever høye investeringskostnader. I tillegg kan transport av GROT og uttak fra skogen gi relativt høye kostnader. Teknologien for bruk av GROT er antatt å være for kostbar og komplisert, og gi for lang tilbakebetalingsperiode til å være relevant for direkte bruk i industrien. Det er også mulig å produsere flis fra GROT.

Biodrivstoff har høyere kvalitet enn biofyringsolje, og kan brukes som erstatning for drivstoff i transportsektoren. Biodrivstoff er vurdert å ha for høy kostnad og alternativ bruksverdi til å være relevant for bruk i industrien.

”Ikke-rene” restprodukter er plank og rivningsvirke som er behandlet, lakkert eller impregnert på et vis som gjør forbrenning uegnet eller komplisert, og krever tilpassede fyringsenheter og rensesystemer.

10.2 Forbrenningsteknologier

Det er i denne studien sett på velkjente og utprøvde teknologier med et kjent kostnadsbilde, da dette vurderes som det mest aktuelle for norsk industri.

Biobrensel forbrennes i en lukket ovn, i et forbrenningskammer eller på en rist og produserer varm røykgass. Varmen som oppstår benyttes til å varme vann eller produsere damp i en dampkjel. Det er også mulig å produsere strøm fra biobrensel, enten ved at den produserte dampen går inn i en dampturbin eller ved gassifisering av selve biobrenselet til en energigass som kan benyttes i en gassturbin eller gassmotor.

I denne analysen er det kun sett på potensialet for forbrenning av biobrensel til produksjon av termisk energi, dvs. varme eller damp. Strømproduksjon er ikke vurdert. Det er også mulig å benytte varmen til å dekke kjølebehov i en absorpsjonsvarmepumpe, men dette er ikke behandlet videre da teknologien ikke er lønnsom så lenge brenselskostnaden er i den størrelsesorden biobrensel antas å ha i overskuelig framtid.

Du kan oppnå høye temperaturer opp mot 500-600 °C på røykgassen for alle typer biobrensel, og dermed produsere damp eller strøm om ønsket. Fuktig flis kan gi noe lavere temperaturer enn tørr brensel. Forskjellige biobrensel vil ha ulik virkningsgrad avhengig av energitetthet og vanninnhold. Videre vil det kreves ulik forbrenningsteknologi og renseteknologi med varierende investeringskostnader.

Små biobrenselanlegg under 1,5 MW, har gjerne integrert brenner og kjel, mens større anlegg over 1,5 MW, består av en separat brenselenhet, en eller flere kjeler med rørsystem, et askesystem og røykgasssystem med rensing og skorstein. (Sweco, 2007)

10.2.1 Flisanlegg

Flis har en lavere energitetthet enn pellets, bioolje og biogass, og koster dermed mye å transportere og lagre. Til gjengjeld er brenselprisen lavere.

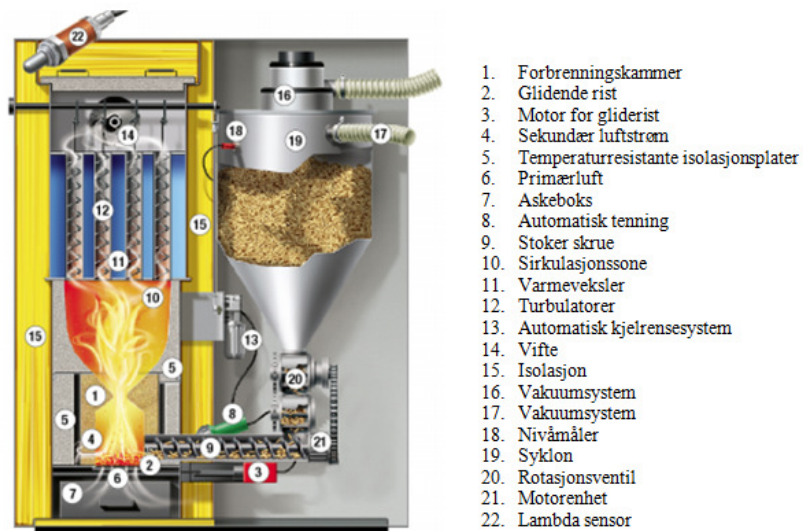
Størrelser	<p>Små integrerte fliskjeler med integrert forbrenningskammer og kjel kan leveres ned mot 150 kW, for flis med fuktighet på 20-40 %.</p> <p>Flisanlegg må være av en viss størrelse for at det skal være økonomisk, men denne grensen flyttes stadig nedover. Fliskjeler på størrelse fra 1-5 MW er vanlig i en del norske fjernvarmeanlegg, og ved dette effektnivået vil anlegg for fuktig flis kunne konkurrere. Anlegg for fuktig flis krever normalt en noe høyere investering i kjel og matesystemer enn anlegg for tørr flis, men for store anlegg over en viss størrelse gir fuktig flis en bedre lønnsomhet på grunn av lavere brenselpris.</p> <p>Forbrenning av flis krever større areal enn bruk av henholdsvis pellets, biooljer og biogass, ikke minst på grunn av lav energitetthet og store lagervolum.</p>
Forbrenning	<p>På rist i forbrenningskammeret eller i en fluidized bed.</p> <p>Risten kan være fast eller bevegelig avhengig av størrelsen på anlegget. Ristovner kan bruke brensel med høy fuktighet. I en fluidized bed tilføres og fordeles brenselet i en virvlende sandseng, slik at det blir en homogen blanding med sand og primærluft. Dette gir gode brenselvilkår og har fordelen at en kan benytte også inhomogene brensel med ulike fukt- og brenselverdier.</p> <p>Ved flere større anlegg installeres røykgasskondensering der røykgassen kjøles og kondenseres og kondensasjonsvarmen benyttes direkte som forvarming av returvannet innen det går inn i kjelen eller i en absorpsjonsvarmepumpe. Røykgasskondensering gir økt virkningsgrad på anlegget.</p> <p>Bruk av flis med høy andel fra GROT setter imidlertid bestemte krav til forbrenningsanlegget, både pga. varierende fuktighetsinnhold og relativt høyt askeinnhold.</p>
Brenselslager	<p>Lagerbygg med innmatingsmulighet. Innmatingsutrustning tilbys i mange kvaliteter, og det er viktig at dette er tilpasset det planlagte brenselet. Fuktig flis med fare for elementer utenfor ønsket dimensjon krever gjerne mer robust innmatingsteknologi. Tørr flis er mer stabil å lagre enn fuktig flis som kan gi varmgang og sporevekst samt en fare for innblanding av isklumper.</p> <p>3 - 7 dagers drift. (Hollensen Energy A/S, 2012)</p>
Drift/vedlikehold	<p>Regelmessig vedlikehold, inkludert feiling av kjel og kontroll og vedlikehold av innmater.</p>
Konvertering fra olje-/gass- kjeler	<p>Ikke mulig. Olje-, gasskjeler kan evt. beholdes som spiss- og reservelast.</p>
Erfaringer	<p>Velkjent teknologi.</p> <p>Totalt omtrent 100 MW effektinstallasjon basert på flis og rent returtre er installert og brukes i norske fjernvarmeanlegg. (NVE, juni 2011).</p>

Figur 53 Hovedkomponenter i et flisanlegg



Kilde: (Nobio, 2010)

Figur 54 Komponenter i en pelletsbrenner



Kilde: (Hargassner, 2012)

10.2.2 Pelletsbrennere

Pellets benyttes som grunnlast i mindre anlegg, og kan også benyttes som spisslast. Pelletsen er enklere å lagre og transportere enn flis på grunn av høyere energidensitet.

Størrelser	I alle størrelser fra små effekter på 10 kW tilpasset villaer og småbygg, opp til større effekter på 10-15 MW. Prisen gjør at pellets ofte ikke er konkurransedyktig i større anlegg. Den høye energitettheten og enkel lagring og mating gjør imidlertid pellets mer aktuell enn flis i mindre anlegg i urbane strøk. Pellets kan også males til trepulver og benyttes i pulverisert form som spisslast i større anlegg.
Forbrenning	For større pelletsanlegg benyttes stoker med brennerhode for montering i kjelen eller undermatstoker. Forbrenningsovn med fast eller bevegelig rist som ligner mer på flisanlegg kan også benyttes for store anlegg.
Brenselager	Silo
Drift/vedlikehold	Pelletskjelen må feies regelmessig på grunn av asken.
Konvertering fra olje-/gass- kjeler	Pelletsbrennere kan monteres på en eksisterende oljekjel, dersom denne har et stort brennkammer og er relativ enkel å feie. Kjelen vil ha en noe lavere ytelse etter en slik ombygging
Erfaringer:	Velkjent teknologi. Benyttes både i større varmesentraler og i enkeltbygg og husholdninger. I 2010 ble det solgt 58.500 tonn pellets i 2010, som tilsvarer en total energimengde på 275 GWh (Nobio). I Europa brukes pellets mye sammen med kull i kullkraftanlegg (co-firing). I Norge brukes pellets mest i pelletskaminer og mindre varmesentraler.

10.2.3 Forbrenning av biofyringsolje

Det finnes mange typer biofyringsoljer. Egenskapene til vegetabiliske biooljer vil variere en del basert på hvilket råstoff den er laget av. Valg av olje vil styre krav til kjelinstallasjon, og være en avveining mellom kvalitet og pris.

Størrelser	I alle størrelser fra små effekter på 10 kW tilpasset villaer og småbygg, opp til større effekter på 20-30 MW som spisslast i industri eller fjernvarme.
Forbrenning	Trykkforstøvnings- eller rotasjonsbrennere
Brenselager	Tank
Drift/vedlikehold	Biofyringsolje har dårlige lagringsegenskaper enn fossil fyringsolje, og må skiftes ved lagring over 6 måneder.
Konvertering fra olje-/gass- kjeler	En vanlig oljekjel kan som regel konverteres fra fossil olje til bruk av biofyringsolje ved å gjøre noen tilpasninger. Biofyringsolje har dårligere kuldeegenskaper, blir mer tyktflytende ved lave temperaturer og er mer korrosivt enn lett fyringsolje. Sammenlignet med tungolje er disse egenskapene ikke noe problem.

	<p>For de fleste biofyringsoljer vil det være nødvendig med forvarming. Animalske oljer har høy viskositet og krever mye forvarming. Vegetabilske oljer har lavere viskositet og krever mindre forvarming.</p> <p>Oljekjeler som er brukt til tungolje har allerede forvarmer installert, og biofyringsoljer kan tas i bruk uten større tilpasninger. Siden biofyringsolje er mer korrosivt må tilførsel fra oljetank til kjel skje via et syrefast distribusjonssystem. Man må unngå at oljen kan sette seg fast og stivner noe sted. Kopper og messing må ikke forekomme, da disse oksiderer brenselet. Det beste er om rørene sveises sammen. Pakninger, pumper og ventiler må gjerne byttes ut, byttes ut til mer korrosjonsbestandige komponenter og høyere trykk. (Bio8, 2010). Luftmengden i brenneren bør også justeres.</p> <p>Et alternativ til tilpasning av fyringsanlegget er en prosentvis innblanding av biofyringsolje i den lette fyringsoljen. Det er ansett som trolig at man kan blande inn opp mot 20 – 30 prosent av biofyringsoljen, uten at fyringsanlegget må tilpasses, dersom oljen har en høy kvalitet. (ECON- potensial flytende biobrensel).</p>
Erfaringer:	<p>Velkjent teknologi. Erfaring med noe varierende kvalitet og leveringsdyktighet for biofyringsoljen. Det er ingen oversikt over antall oljekjeler som er blitt tilpasset bruk av bioolje eller som kjøres med en viss innblanding av bioolje.</p> <p>Oslo kommune har benyttet bioolje i flere av sine bygg i sin målsetning om å fase ut alle oljekjeler. Tveita borettslag i Oslo tok i februar 2012 i bruk to nye kjeler på 1,2 MW fyrt på bioolje i tillegg til varmpumper, i stedet for tradisjonell oljefyr. Hafslund benytter bioolje inn som topplast i sitt fjernvarmeanlegg i Oslo. I 2011 ble det tilført 112 GWh bioolje i Hafslunds anlegg.</p>

10.2.4 Forbrenning av biogass

Biogass kan benyttes direkte i gasskjeler ment for naturgass, uten særlig stor grad av tilpasning. Ved montering av gasskjeler er sikkerhet og eksplosjonsfare svært viktig. Et gassanlegg blir delt i ytre forsyningsanlegg, indre forsyningsanlegg og gassforbrukende utstyr.

Størrelser	I alle størrelser fra små effekter på 10 kW tilpasset villaer og småbygg, opp til større effekter på 20-30 MW som spisslast i industri eller fjernvarme.
Forbrenning	<p>Direkte bruk til varme- eller elektrisitetsproduksjon krever ingen oppgradering eller rensing av gassen. Skal den brukes i forbrenningsmotor som drivstoff kreves oppgradering eller rensing for å fjerne uønskede komponenter som hydrogensulfid, vanddamp og/eller karbondioksid.</p> <p>Biogass består i hovedsak av metan og CO₂, og forbrennes på lik måte som naturgass. Sammensetningen og brennverdien varierer avhengig av produksjonsmåte. Biogass deles gjerne i biogass fra reaktor og fra deponi.</p>
Brenselager	<p>På tank eller distribuert i rørsystemer.</p> <p>Biogass kan enten distribueres på et separat lokalt gassnett eller blandes inn på et gassnett med fossil gass. Lagring og distribusjon på tank er mest aktuelt for drivstoffkvalitet som komprimert gass eller avkjølt i væskeform.</p>
Drift/vedlikehold	Lite.

	Krav til sikkerhet tilsvarende som for gasskjeler.
Konvertering fra olje-/gass- kjeler	Eksisterende oljekjeler kan som regel brukes også for naturgass og biogass. Ved nye installasjoner bør det vurderes kombibrennere for gass og olje, med mulighet for automatisk veksling mellom disse. Dette øker driftssikkerheten med biogass som primær energikilde. Biogass kan oppgraderes til å ha like egenskaper som naturgass.
Erfaringer:	Velkjent teknologi. Det er ingen oversikt over antall gass- og oljekjeler som er blitt tilpasset bruk av biogass eller som kjøres med en viss innblanding biogass. Noen eksempler: Fra deponigassanlegget på Klemetsrud leveres det varme ut på Oslos fjernvarmenett. Øvre Romerike Avfallsselskap leverer deponigass til et drivhus. Lyse Neo benytter 30 GWh biogass fra kommunalt avløpsslam fra Sentralrenseanlegget. På Jæren leveres biogass inn på gassnettet i Stavangerområdet i tillegg til fossil gass fra Kårstø. Biogassdistribusjonen her er planlagt økt til 55 GWh i 2012.

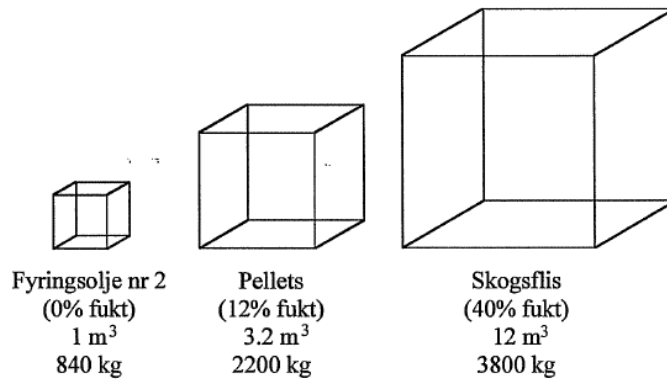
10.2.5 Forbrenning av restprodukter

Forbrenningen av restprodukter, skjer i stor grad på samme måte som forbrenning av flis. Dersom restproduktet er relativt homogent sammensatt, skaper det lite tekniske og drifts -utfordringer. Dersom restproduktene består av et sammensatt og varierende brensel, som for eksempel treavfall fra byggeplass, er det en fordel å benytte en innmater som mikser brenselet før forbrenning og bruk av fluidized bed.

Valgt teknologi og investeringskostnadene vil i stor grad avhenge av forventet sammensetning på brenselet, brennverdien og fuktinnholdet.

10.3 Egenskaper for ulike biobrensler

Figur 55 Tetthet for ulike biobrensler for 10 MWh varmeleveranse



Figur 56 Typiske data og egenskaper for de viktigste biobrensene

Brensel	Aske	Vann	Spesifikk vekt	Effektiv brenn-verdi	Effektiv brenn-verdi
	% av tørrvekt	% av totalvekt	(kg/lm ³)	(MWh/tonn)	(MWh/lm ³)
Ved, bjørk	0,8	20	430	4,1	1,76
Ved, gran	1,3	20	345	4,1	1,41
Skogsflis, furu	1,5	55	390	1,9	0,73
Skogsflis, gran	2	55	355	1,9	0,69
Industriflis, rå	1,8	55	300	1,9	0,55
Industriflis, tørr	0,3	20	200	4,1	0,82
Høveflis	0,5	15	100	4,6	0,46
Sagflis	0,5	44	230	2,7	0,63
Bark, nåletrær	3	50	280	2,3	0,65
Returvirke	15-20	20	265	3,8	1
Pellets	1	8-12	650	4,8	3,1
Briketter	0,7	10-12	600	4,3	2,6
Trepulver	0,5	5	280	4,9	1,4
Bark	2,5-3,0	55	280	2,1	0,6

Kilde: (NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge)