



Elproduksjon basert på biobrensler

Teknisk/økonomisk potensial

Per F. Jørgensen, Peter Bernhard, KanEnergi AS

1
2004



OPPDRAGSRAPPORT A

Elproduksjon basert på biobrensler

TEKNISK - ØKONOMISK POTENSIAL

Oppdragsrapport nr 1/2004

Elproduksjon basert på biobrensler. Teknisk - økonomisk potensial

Oppdragsgiver: NVE

Forfattere: Per F. Jørgensen, Peter Bernhard, KanEnergi AS

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 50

ISSN: 1503-0318

Sammendrag: Rapporten er utarbeidet som en av flere underlagsrapporter for eventuell innføring av grønne sertifikater for elproduksjon i Norge. Den behandler mulig elproduksjon basert på biobrensler og avfall innen trelastindustri, fjernvarme, energigjenvinning av avfall mot industri, deponigass, biogass, mm. Treforedlingsindustrien er ikke tatt med da dette temaet er behandlet i NVEs Oppdragsrapport nr 1/2004.

I rapporten er ulike biobrensler fordelt i kostnadsklasser. Utviklingstrekk innen de ulike anvendelsesområdene som rapporten omhandler er beskrevet, og aktuell teknologi med kostnader og utviklingstrekk er omtalt.

Mulige nye prosjekter med tilhørende potensiell elproduksjon og investeringsbehov er gitt i diagramsform

Emneord: biobrensel, avfall, kraftproduksjon

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Februar 2004

INNHALDSFORTEGNELSE	SIDE
SAMMENDRAG	1
1 INNLEDNING	2
1.1 BAKGRUNN	2
1.2 OPPDRAGET	2
1.3 FORUTSETNINGER OG FORBEHOLD	2
2 BIOENERGIRESSURSER	3
2.1 INNLEDNING	3
2.2 BIOBRENSLERESSURSER FOR MULIG ØKT ANVENDELSE	3
2.3 BIOMASSEFLYT I NORGE	6
3 UTVIKLING I BRUK AV BIOMASSE TIL ENERGIFORMÅL	8
3.1 INNLEDNING	8
3.2 TRELASTINDUSTRI	8
3.3 MØBEL- OG TREVARE	9
3.4 FJERNVARME	10
3.5 ENERGIGJENVINNING AV AVFALL – VARME TIL INDUSTRIFORMÅL	12
3.6 NÆRVARMEANLEGG OG ANLEGG FOR ENKELTSTÅENDE BYGG	13
3.7 DEPONIGASS	13
3.8 BIOGASS	14
4 EKSISTERENDE ENERGISENTRALER	16
5 AKTUELLE TEKNOLOGIER	17
5.1 INNLEDNING	17
5.2 FORBRENNING RENE BIOBRENSLER	17
5.3 ENERGIGJENVINNING FRA AVFALL	17
5.4 GASSIFISERING	18
5.5 PYROLYSE	19
5.6 BIOGASSREAKTORER	19
5.7 DAMPTURBIN	20
5.8 DAMPMOTOR	22
5.9 GASSMOTOR	23
5.10 MIKROGASSTURBIN	25
5.11 GASSTURBIN	25
5.12 KOMBINERTE GASS- OG DAMPPROSESSER	26
5.13 ORC – ORGANIC RANKINE CYCLE	26
5.14 FLASH-BOX / DAMPGENERATOR	26

5.15	FREMTIDIGE SMÅSKALA PROSESSER	27
6	<u>ENERGIKOSTNADER FOR DE MEST AKTUELLE TEKNOLOGIER</u>	<u>29</u>
7	<u>POTENSIAL FOR ØKT ANVENDELSE</u>	<u>30</u>
7.1	INNLEDNING	30
7.2	MULIG NYE PROSJEKTER	31
7.3	MULIG NY ELPRODUKSJON	31
7.4	INVESTERINGSBEHOV	33
8	<u>KILDER</u>	<u>35</u>

SAMMENDRAG

Denne rapporten beskriver mulighetene for elproduksjon basert på biobrensler som kan finne sted i tilknytning til trelastindustri, avfallshåndtering (inkludert fjernvarme), landbruk og skogbruk i Norge. Den bør sees i sammenheng med en lignende rapport som Kjelforeningen Norsk Energi har laget når det gjelder elproduksjon i tilknytning til kraftintensiv industri. Tilgjengelige bioenergiressurser er fordelt i kostnadsklasser. Utviklingstrender for de ulike områdene er diskutert og aktuell teknologi for elproduksjon er beskrevet.

Innenfor de bransjene rapporten omhandler, benyttes i dag biobrensler til produksjon av ca 3 TWh, hovedsakelig varme. Det finnes imidlertid eksempler på elproduksjon i tilknytning til avfallsforbrenning, ved deponigassanlegg og ved kloakkrensaneanlegg med biologiske renseprosesser. Rapporten dokumenterer tilgjengelige bioenergiressurser (brenselressurser) tilsvarende ca 23 TWh, som kan tas ut til kostnader under 20 øre/kWh. Dette brenselvolumet kommer i tillegg til dagens forbruk, og kan tas ut over en tidshorison frem mot 2020.

Det er vurdert mulig elproduksjon mot 2010 innenfor følgende områder med tilhørende aktuelle teknologier:

- Nye avfallsforbrenningsanlegg med dampkjel og dampturbin eller dampmotor.
- Deponigassanlegg basert på dagens fakling og fremtidig fakling med gassmotorer.
- Biogass – kloakkrensaneanlegg samt anlegg for behandling av våtorganisk avfall med bruk av gassmotorer.
- Sagbruk - utskifting eksisterende fyrkjel til dampkjel og dampturbin eller dampmotor.
- Fjernvarme - nye anlegg og utvidelser av eksisterende anlegg samt etterhvert utskifting av eksisterende fyrkjel med dampkjel og dampturbin eller dampmotor.

Lønnsomheten varierer betydelig mellom områdene. Generelt reflekterer rekkefølgen av områdene over fallende lønnsomhet, men det finnes flere unntak.

Undersøkelsene viser at man med investeringer på omlag 1,7 – 2 mrd. kroner eks mva vil kunne skaffe tilveie en bioenergibasert elproduksjonskapasitet på 450-500 GWh. Produksjonskostnadene for elektrisitet for ulike teknologier vil variere fra vel 20 øre/kWh til vel 1 kr/kWh.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Stortinget har bedt Regjeringen om å ta initiativ til å etablere et grønt sertifikatmarked for elproduksjon i Norge. I den forbindelse er NVE tildelt oppgaver av forberedende art; bl.a. skal NVE klarlegge kostnader og potensialer for elproduksjon basert på nye fornybare energikilder. Aktuelle energikilder for slik produksjon er vannkraft, vindkraft, energigjenvinning i industrien og kraft generert med bioenergi (biokraft).

Denne rapporten inngår som en del av NVEs arbeid.

1.2 Oppdraget

KanEnergi AS er engasjert av NVE for å utrede teknisk økonomisk potensial for elproduksjon basert på biobrensler.

Arbeidet omfatter:

- Aktuelle teknologier, herunder kostnader
- Dagens forbruk av biomasse til energiformål
- Ressurser ordnet etter type og kostnadsklasse
- Kostnader for etablering av ny biobrenselbasert kraftproduksjon.

1.3 Forutsetninger og forbehold

Rapporten omhandler mulig elproduksjon innenfor sektorene trelastindustri, avfallshåndtering, landbruk og skogbruk, samt fjernvarme. Kjelforeningen – Norsk Energi utreder parallelt elproduksjon i kraftintensiv industri, herunder kjemisk industri, aluminiumsindustrien, treforedling samt ferrolegeringsindustrien.

Følgende forutsetninger ligger til grunn for vurderinger i rapporten:

- Alle priser og kostnader er eks. mva.
- Kostnader for investeringer er basert på budsjettpriser fra leverandører og på kostnader innhentet for realiserte anlegg i utlandet.

2 Bioenergiressurser

2.1 Innledning

I dag står bioenergi for en energiproduksjon tilsvarende ca. 16 TWh i Norge. Potensialet for mulig økt anvendelse er 27 – 31 TWh i hht. ”Bioenergiressurser i Norge” [1]. Mulig økt anvendelse har det teoretiske potensialet som utgangspunkt, men er redusert bl.a. av praktiske og miljømessige begrensninger.

Biomasseressurser til energiformål					
[TWh]	Avvirkning/ produksjon + Import		Biprodukter	Til energi- formål i dag	Mulig økt anvendelse
Trelast	6,4	1,9	4,6	0,9	3,7
Treforedling	10,0*	5,6	5,4	5,3	0,1
Møbel- og trevare	0,5	1,8	1,2	0,7	0,5
Husholdnings avfall	4,4	Utsortert: 2,0		0,9	1,5
Treavfall, BA	0,9			0,3	0,5
Deponigass	1,0			0,1	1,0
Annen biogass	3,0			0,1	3,0
Skogsbrensel	7,2	Hogstavfall, lauvtrevirke m.m		7,2	12-16
Halm og kornavrens	4,5			0,1	4,5
SUM				16	27-31

* Herav flis fra trelastind: 2,4 TWh, flis fra møbel- og trevareind: 0,3 TWh

Tabell 1: Dagens bruk og mulig økt anvendelse av biomasseressurser i Norge [1]

2.2 Biobrenselressurser for mulig økt anvendelse

I tabell 2 er ressursene i tabell 1 fordelt i kostnadsklasser under 20 øre/kWh. Mens det i tabell 1 ikke er angitt noe tidsperspektiv, viser tabell 2 tilgjengelige ressurser som forventes kan tas ut i tidsrommet frem mot 2020. Summen av tilgjengelige ressurser i tabell 2 er noe mindre enn i tabell 1 – redusert med skjønsmessige vurderinger (se nedenfor).

Med kostnader menes i denne sammenheng hva det vil koste brukeren eller kunden å ta ressursene i bruk. For å fordele ressursene i kostnadsklasser, er det tatt utgangspunkt i dagens kostnadsbilde. Avfallsressursene er samlet i en kostnadsklasse: < 0 øre/kWh – begrunnelse se nedenfor.

Det er ulike forhold som vil påvirke prisene på de ulike ressursene.

Markedet for skogsflis som brensel er i dag umodent. Det er få aktører som har stor innvirkning på prisene. Fremtidige priser på skogsflis avhenger av en rekke faktorer, i første rekke aktiviteten innenfor norsk skogbruk, sagbruks- og treforedlingsindustri.

For tynningsvirke, lauvtrevirke, hogstavfall og massevirke er kostnadene basert på egen markedskunnskap, og på diskusjoner med ulike personer i bransjen [27], [28], [29]. For tynningsvirke er motivene for avvirkning normalt andre enn å skaffe brensel, og prisene vil henge nært sammen med priser for massevirke. Massevirke omsettes i dag for priser, omregnet til energi, til under 10 øre/kWh. Likevel vil prisene for brensel basert på massevirke være høyere. Det skyldes flising- og transportkostnader. I tømmerprisene inkluderes ikke barken. Barken utgjør ca 11 % av volumet av tømmeret. Som brensel er imidlertid bark av interesse. Lauvtrevirke omfatter i tillegg til skogsvirke også virke fra rydding langs jord- og åkerkanter, etc. Her vil store deler av de angitte ressursene relativt enkelt kunne tas i bruk.

I dag er papir- og masseindustrien samt sponplateindustrien kjøpere av størstedelen av overskuddsflis fra sagbruk og trebearbeidende industri. Dette markedet er også umodent med få og dominerende aktører som har vært avtakere av flis fra disse bransjene i mange år. Etablering av flere brikett- og pelletsfabrikker kan presse prisene oppover. Ved strukturendringer i sponplate- og i treforedlingsindustrien, vil store mengder flis kunne frigjøres og prisene i markedet kan falle. Prisene for flis fra trelast-, møbel- og trevareindustrien er basert på egen markedskunnskap, og på diskusjoner med ulike personer i bransjen [3], [27], [28], [29]. Hva masse- og sponplateindustrien betaler for de ulike fraksjonene i dag, er det vanskelig å få innsyn i.

Kostnadene for avfall er negative, dvs. at mottakerne får betalt for å ta imot og behandle avfallet. Prisene vil styres av økt konkurranse på avfallet (eks. økt materialgjenvinning) samt endringer i offentlige avgifter. Dagens lovverk forbyr deponering av våtorganisk avfall. Det er forskjeller i mottakskostnader for avfall – både når det gjelder type avfall og fra sted til sted. Disse mottakskostnadene kommer i tillegg til de statlige avgiftene for sluttbehandling av avfall. For avgifter for sluttbehandling av avfall, se: http://www.toll.no/index_emne1.htm. Enkelte fraksjoner som f.eks. rent treavfall, kan sorteres ut og selges. Bildet er komplekst, og derfor er avfallsressursene samlet i kostnadsklassen ”< 0 øre/kWh”.

I dag benyttes svært lite halm og kornavrens til energiformål i Norge. Prisene på halm er hentet fra boka ”Bioenergi” [7], og priser på kornavrens er gitt i personlige meddelelser fra Årnes kornmølle [4]. Det er forutsatt samme brennverdi for kornavrens som for halm.

Deponigass og biogass omsettes ikke i et marked som de andre brenslene. For biogass vil kostnadene være avhengig av investeringskostnadene for teknologi for gassifisering av råstoffet. Kostnadene for deponigass vil avhenge av i hvilken grad kostnadene for gassoppsamling inkluderes eller om disse, ut fra pålegg om oppsamling pga. klimahensyn, vurderes separat.

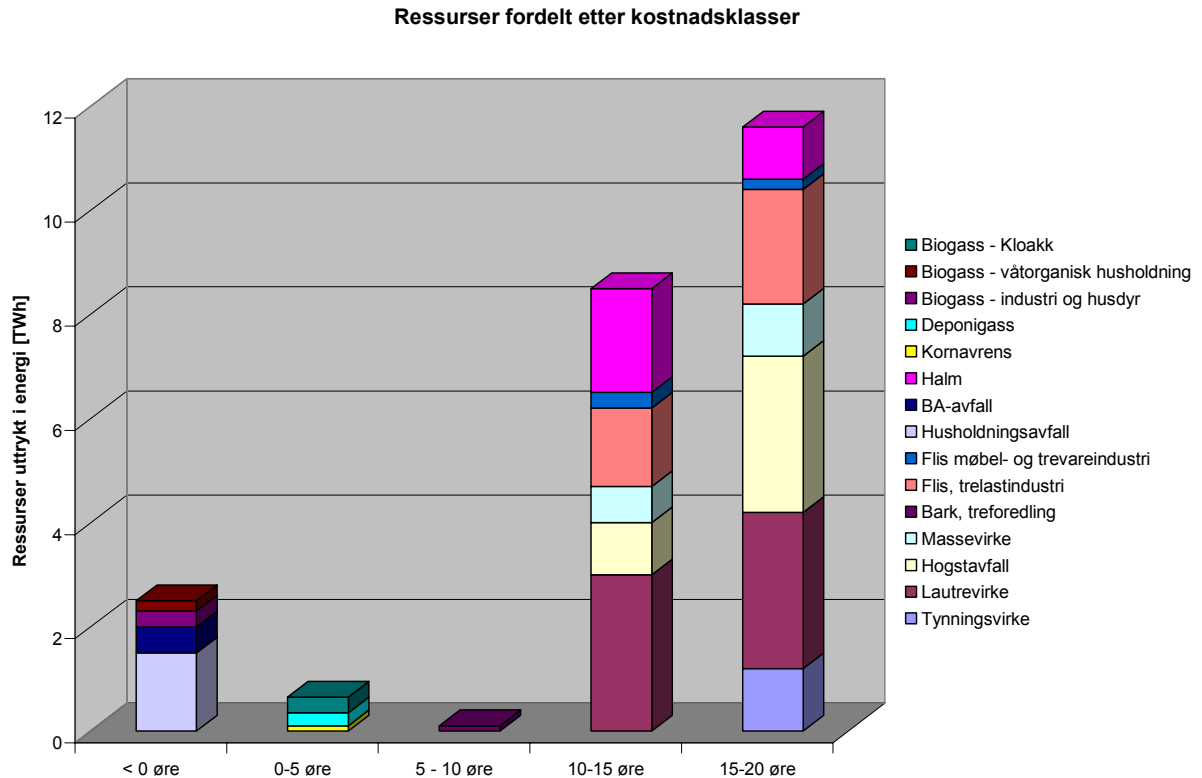
For deponigass viser [21] og [22] at ca. 0,25 TWh gass i dag fakles. Resten er fra deponier uten gassoppsamling og utslipp fra anlegg med oppsamling, men som ikke samles opp med dagens systemer. Oppsamling av deponigass kommer pga. pålegg fra myndighetene.

Mulig biogassproduksjon uttrykt i TWh er justert i forhold til rapporten ”Bioenergiressurser” [1]. Pga. mange små enheter for husdyrhold vil mulig økt anvendelse til energiformål reduseres betydelig [30]. Samtidig er mengden våtorganisk avfall fra husholdningene større enn det som er oppgitt i bioenergiressursrapporten. Se også kap. 3.7.

Ressurser uttrykt i TWh fordelt i kostnadsklasser					
	< 0 øre/kWh	0-5 øre/kWh	5 - 10 øre/kWh	10-15 øre/kWh	15-20 øre/kWh
Tynningsvirke					1,2
Lauvtrevirke				3	3
Hogstavfall				1	3
Massevirke				0,7	1
Bark, treforedling			0,1		
Flis, trelastindustri				1,5	2,2
Flis møbel- og trevareindustri				0,3	0,2
Husholdningsavfall	1,5				
BA-avfall	0,5				
Halm				2	1
Halm- og kornavrens		0,1			
Deponigass		0,25			
Biogass - industri	0,3				
Biogass – våtorganisk husholdningsavfall	0,2				
Biogass-kloakk		0,3			
SUM	2,5	0,65	0,1	8,5	11,6

Tabell 2: Ressurser uttrykt i TWh fordelt i kostnadsklasser.

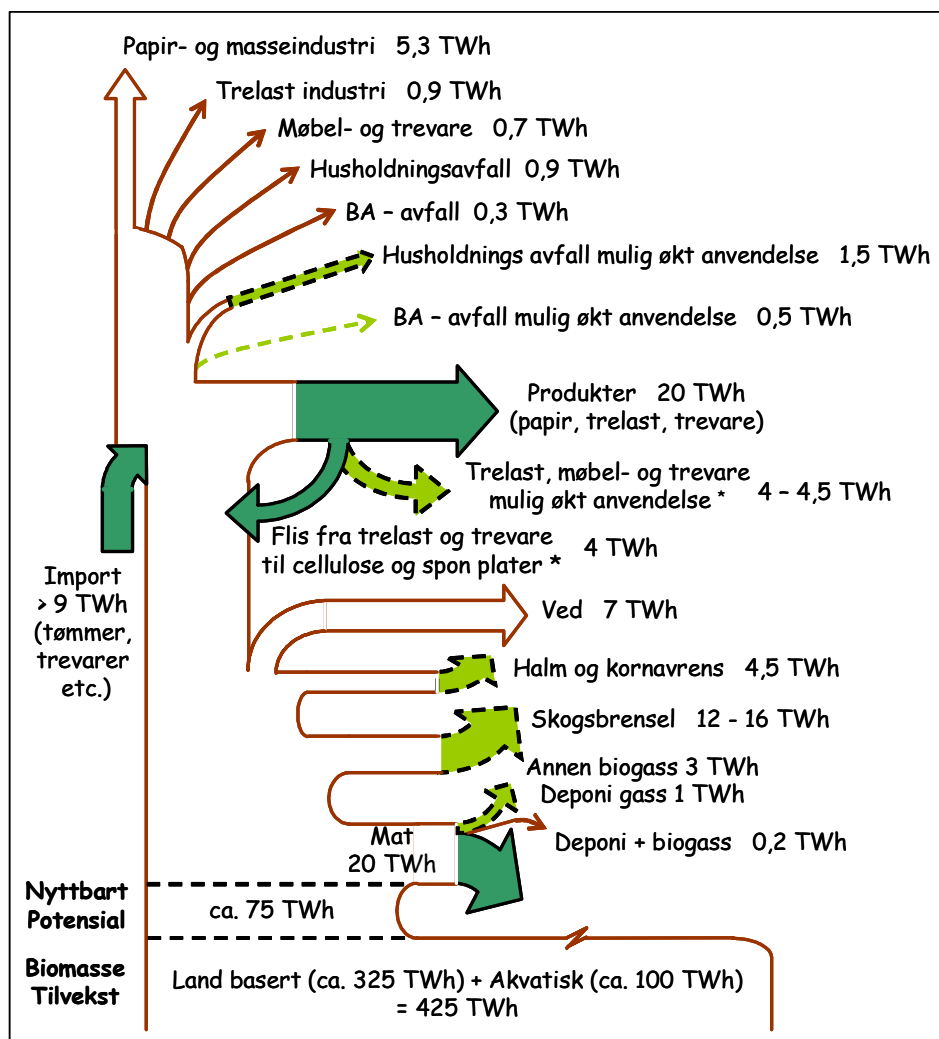
Det er tatt utgangspunkt i ressurser tabell 1 med noen reduksjoner i forhold til hva som kan forventes å bli tilgjengelig mot 2020.



Figur 1: Biobrenselressurser fordelt i kostnadsklasser

2.3 Biomasseflyt i Norge

Figur 2 viser biomasseflyten i Norge basert på tallmateriale fra 2001 og 2002. Hvite piler eller heltrukne piler angir dagens biomasse til energiformål. Lyse (grønne) piler gir mulig økt anvendelse. Mørke (grønne) piler angir produkter som mat, import av tømmer, trevarer etc, samt produkter fra norsk skogindustri som papir, trelast og trevarer.



Figur 2: Biomasseflyt i Norge i 2001 [1].

* Mulig økt anvendelse til energiformål fra papir og trelast, og møbel- og trevareindustri vil gå på bekostning av flis fra trelast og trevarer til cellulose- og sponplateindustrien.

3 Utvikling i bruk av biomasse til energiformål

3.1 Innledning

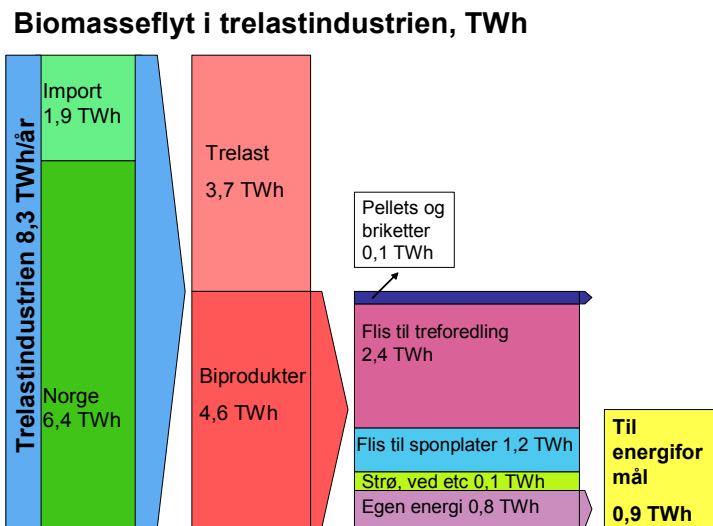
Tabellen nedenfor viser dagens bruk av biomasse til energiformål innenfor de områder rapporten omhandler. I forhold til tabell 1 er derfor vedforbruk på 7,2 TWh og bioenergianvendelser i treforedlingsindustrien tilsvarende ca. 5,3 TWh, ikke tatt med.

Område	Dagens bruk [TWh]
Trelastindustri	0,9
Møbel- og trevareindustri	0,7
Husholdningsavfall	0,9
Treavfall BA	0,3
Deponigass	0,1
Annen biogass	0,1
Halm og kornavrens	0,1
Skogsflis	0,0
SUM – dagens bruk	3,1

Tabell 3: Dagens bruk av biomasse til energiformål i TWh - innfyrte energimengde.

3.2 Trelastindustri

Industriutviklingen i Norge de senere år er preget av sammenslåing, utflytting og nedlegging innenfor de fleste bransjer. Blant årsakene er en globalisering av internasjonal økonomi, høyt norsk kostnadsnivå, mm. Tall fra SSB viser f.eks. at sysselsettingen innenfor trevareindustrien (inkludert sagbruk) falt fra nærmere 24 000 i 1980 til omlag 14 000 i 2000. Papir- og masseindustrien hadde samme utvikling omlag ti år tidligere. Produktivitetsøkning gjør imidlertid at produksjonsvolum ikke har falt tilsvarende. På denne bakgrunn er det liten grunn til å tro at det vil bli etablert mange nye sagbruk utenom de aktørene som finnes allerede i dag, snarere tvert i mot. Sannsynligvis vil man se færre og større enheter der de store vokser på bekostning av de middels store og små. Med større sagbruk vil installert effekt for fyringsanleggene bli større. I hht Norsk Treteknisk Institutt har ca. 50 sagbruk i dag fyringsanlegg basert på biobrensler [3].



Figur 3: Biomasseflyt i trelastindustrien 2001 [1]

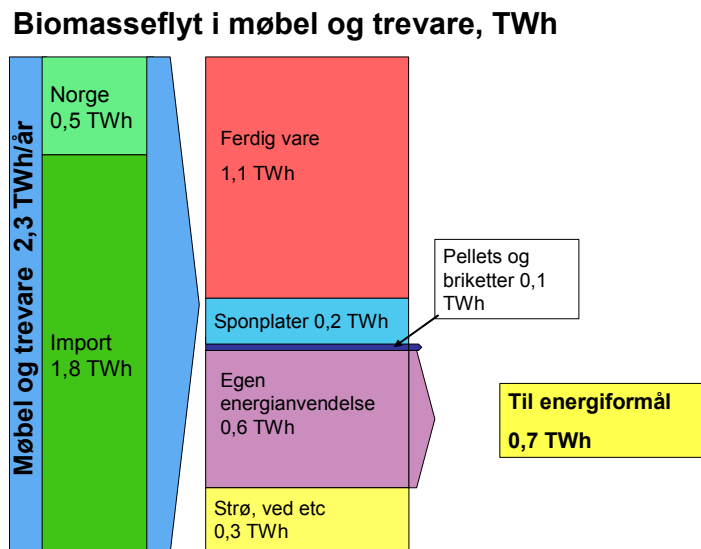
I trelastindustrien vil eventuell elproduksjon muliggjøres ved utskifting av eksisterende kjelanlegg. Basert på levetidsbetraktninger av de ca 50 biobrensleskjelene i sagbruksindustrien og på referanselister fra de mest aktuelle leverandørene, er det sannsynlig at 6 – 10 anlegg skiftes ut innen 2010. Pga. strukturendringer i bransjen er det sannsynlig at disse anleggene vil være noe større enn de eksisterende som blir skiftet ut.

Aktuelle teknologier for elproduksjon er dampturbin og dampmotor.

3.3 Møbel- og trevare

I møbel- og trevareindustrien er det stor utbredelse av flisfyringsanlegg. Det finnes sannsynligvis 200-300 slike anlegg i Norge. De fleste anleggene ligger i størrelsesorden 250-400 kW.

I dag leverer denne industrien flis tilsvarende 0,2 TWh til sponplateindustrien, og omlag 0,1 TWh til pellet- og brikettproduksjon. Flere av aktørene har overskudd av flis.

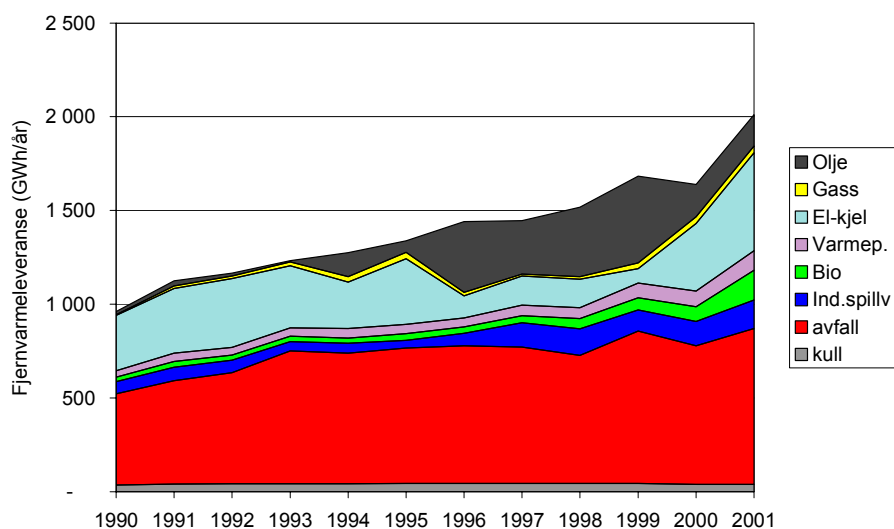


Figur4: Biomasseflyt i møbel- og trevareindustrien 2001 [1]

Disse anleggene ansees pga størrelse og lønnsomhet å være uaktuelle for kraftproduksjon innen 2010, og behandles derfor ikke videre.

3.4 Fjernvarme

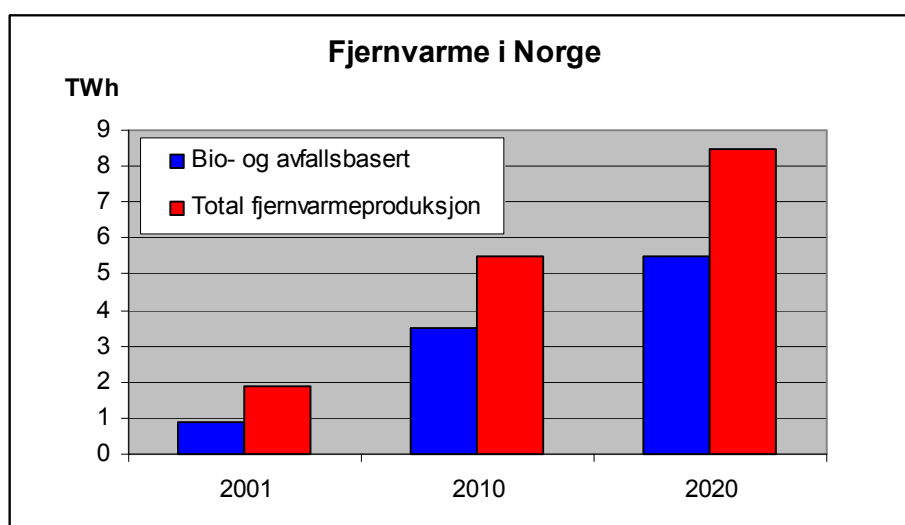
Fjernvarmeproduksjonen i Norge var i hht. Fjernvarmeforeningen ca 1,9 TWh i 2001, hvorav ca. 0,1 TWh er biobasert og ca. 0,8 TWh avfallbasert.



Figur 5: Fjernvarmeproduksjonen i Norge i 2001 [5] og [9]

Fjernvarmeforeningen har estimert utviklingen i fjernvarmeproduksjonen i Norge til å utgjøre 5,5 TWh i 2010 og 8,5 TWh i 2020. I 2010 er ca 3,5 TWh basert på biobrensel og avfall, og tilsvarende ca. 5 TWh i 2020.

I dag produseres det elektrisitet ved noen få anlegg, se kap 4..



Figur 6: Fjernvarmeforeningens forventede utvikling i fjernvarmeproduksjonen i Norge [5]. Bio- og avfallsbasert fjernvarme er beregnet basert på Fjernvarmeforeningens tall.

For biobrensel i fjernvarmesystemer ser Enova [9] for seg følgende utvikling mot 2010:

”Med utgangspunkt i dagens priser for nytt trevirke og hogstavfall til energiformål, forventes en økt varmeleveranse basert på denne energibærer på ca. 1,5 TWh. Omkring 1/3 av dette forventes realisert gjennom industri og fjernvarmeleveranser, mens resterende andel forventes realisert i forbindelse med mindre lokale varmesentraler.”

Og videre

”Energiutnyttelse fra rivningsvirke anslås å kunne utbygges til totalt 0,5 TWh. En vesentlig del av dette forventes realisert som fjernvarme.”

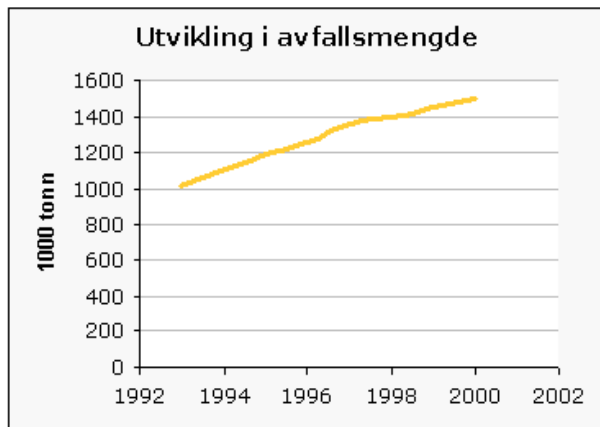
Elproduksjon basert på biobrenslar vil være aktuelt å vurdere ved ombygging/rehabilitering av de største biobrenselkjelene samt ved nye større biobrenselanlegg for fjernvarme. De fleste biobrenselkjelene for fjernvarme i Norge er etablert de siste 5-7 år. Levetiden for disse er minst 20 år. Det antas derfor liten eller ingen rehabilitering/utskifting for eksisterende biobrenselkjeler innen 2010.

For å nå Fjernvarmeforeningens forventede utvikling, må eksisterende anlegg utvides og det må etableres en rekke nye anlegg innen 2010. Prognosene er basert på en forventet utvikling for ca 40 store aktører (anlegg og varmeselskaper). I snitt må disse levere ca. 80 nye GWh for at prognosen skal slå til. Dersom ikke myndighetene innfører stimulerende tiltak (støtteordninger, avgifter, mm) i betydelig større omfang enn i dag, kan det synes som

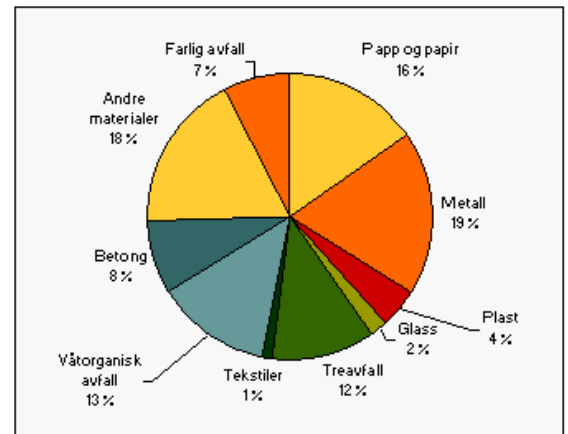
forventningene fra Fjernvarmeforeningen og Enova er noe optimistiske. I fremskrivninger kan det være hensiktsmessig å operere med en sannsynlighetsfaktor for realisering av prosjektene. I fremskrivningene i denne rapporten er det valgt en skjønsmessig sannsynlighetsfaktor for realisering av anleggene på 50 – 60 %.

3.5 Energigjenvinning av avfall – varme til industriformål

Avfallsmengdene har økt i hele perioden fra 1993 til 2000. Det samme gjelder for de fleste materialfraksjonene. Bare tre-, glass- og farlig avfall har gått ned eller hatt en ujevn utvikling. Husholdningene er den sektor som har hatt sterkest økning i avfallsmengdene. Mulig økt anvendelse av husholdningsavfall til energigjenvinning er 1,5 TWh [1].

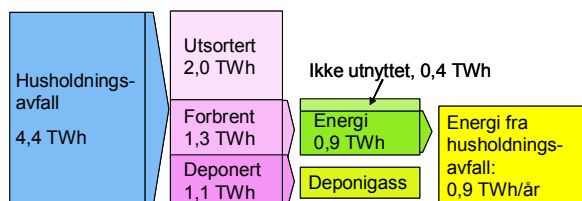


Figur 7: Utvikling i avfallsmengde.[15]



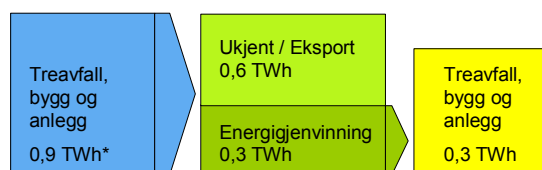
Figur 8: Prosentvis sammensetning av avfallet. [15]

Biomasseflyt, husholdningsavfall 2001, TWh



Figur 9: Biomasseflyt husholdningsavfall 2001, TWh

Biomasseflyt, treavfall fra bygg- og anleggsnæringen 2001, TWh



*1 tillegg kommer 395 000 tonn restavfall av ukjent sammensetning

Figur 10: Biomasseflyt, BA- treavfall 2001, TWh

Det er ca 20 anlegg for avfallsforbrenning i Norge, hvorav ca. 8 anlegg leverer damp eller varme til industrien [17] [18]. Det er planlagt i størrelsesorden 15 – 20 anlegg de nærmeste år [17] [18]. Av disse antas at ca. 5 er industrielle anlegg [17] [19].

Enova [9] antyder følgende utvikling for avfallsforbrenning innen 2010:

”En vesentlig del av dette forventes bygd ut ved mellomstore energigjenvinningsanlegg (ca. 10 anlegg i størrelsesorden 35 000 tonn pr. år og oppover) med en relativt stor andel varmeleveranse til

industrikunder. I markedet for energigjenvinningsanlegg med en kapasitet over 100 000 tonn avfall pr. år, antas oppbygging av to anlegg som sannsynlig. For mindre gjenvinningsanlegg er situasjonen mer uklar.”

Forventet utvikling mot 2010 – se kap 7.

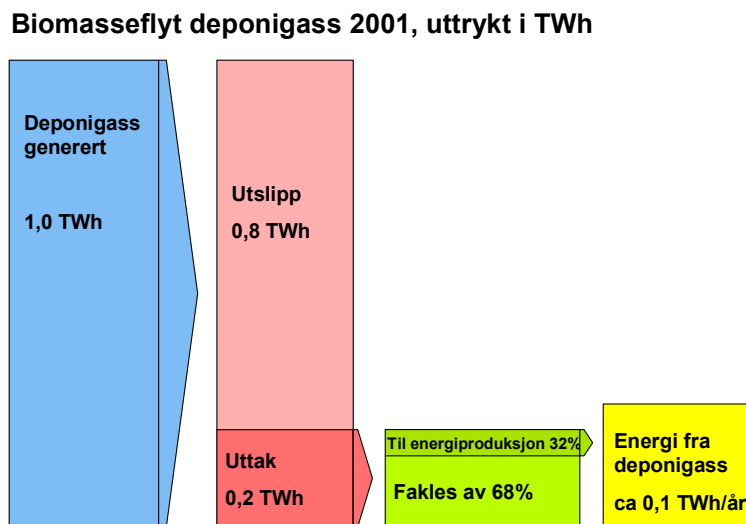
Aktuell teknologi for energiutnyttelse av BA-avfall er avfallsforbrenningsanlegg med damp turbin eller damp motor. For husholdningsavfall kan tilsvarende teknologi være aktuelt. En annen mulighet er utsortering av utsortert våtorganisk avfall med gassproduksjon i biogassreaktorer. Produksjon av elektrisitet og varme skjer da med gassmotorer, jf. kap 5.6.

3.6 Nærvarmeanlegg og anlegg for enkeltstående bygg

Med nærvarmeanlegg menes mindre varmeanlegg (ofte mindre enn 500 kW) som leverer varme til ett eller flere bygg. Skillet mellom nærvarme og fjernvarme er ikke tydelig og veldefinert. Det er estimert et antall på 70-80 eksisterende nærvarmeanlegg og anlegg for enkeltstående bygg i Norge i dag basert på biobrenslar. *Disse anleggene ansees pga. størrelse og dermed lønnsomhet å være uaktuelle for kraftproduksjon innen 2010, og behandles derfor ikke videre.*

3.7 Deponigass

Forskrift om deponering av avfall trådte i kraft 1. mai 2002. Forskriften inneholder krav om uttak av deponigass, forbud mot deponering av matavfall, dobbel bunntetting av deponier samt oppsamling og rensing av sigevann. Samlet metangassutslipp i 2001 var 18 200 tonn. Det ble tatt ut gass på 41 av 112 deponier som var i drift i 2001. Dersom nedlagte deponier tas med, er antallet ca. 55 [21]. Omregnet til energi ble 71 GWh innfyrt for elproduksjon, 21 GWh innfyrt for varmeproduksjon, mens hele 187 GWh ble faklet. 5 anlegg hadde ved utgangen av 2001 gassmotor og produserte elektrisitet. På deponier som i dag kun fakler metangassen, kan det være aktuelt å utnytte denne til elproduksjon. I tillegg vil det komme deponier som vil installere gassoppsamling. Av 112 deponier i drift, er det 71 som ikke har gassoppsamling.



Figur 11: Biomasseflyt deponigass 2001 [1]

Gjennom energi- og materialgjenvinning, og kompostering av våtorganisk avfall, har man i de senere år forsøkt å redusere deponeringsbehovet. På sikt betyr dette at nye deponier vil vokse i lavere tempo enn tidligere, samtidig som evnen til å utvikle metangass blir redusert. Til tross for dette har man sett at mer gass samles opp og at energiutnyttelsen av deponigass øker.

Dersom faking kombineres med energiutnyttelse av metangassen, kan følgende fordeling i størrelse antydes (oppgitt med innfyrt energimengde):

- 3 – 4 anlegg over 10 GWh
- 1 - 2 anlegg mellom 5 – 10 GWh
- ca. 5 anlegg mellom 3-5 GWh
- 20 - 30 anlegg under 3 GWh.

Gassmotor, og i fremtiden eventuelt mikrogassturbiner, er de mest aktuelle teknologier for produksjon av elektrisitet basert på deponigass.

3.8 Biogass

Våtorganisk avfall er en av de mest forurensende avfallstypene i det ordinære avfallssystemet, og omfatter organisk avfall fra næringsmiddelindustrien og matavfall fra privat- og storhusholdninger, samt avløpslam. Ved forbrenning av våtorganisk avfall oppstår blant annet utslipp av helse- og miljøskadelige kjemikalier, støv og stoffer som medvirker til sur nedbør.

I år 2000 var det registrert 1,1 millioner tonn våtorganisk avfall i Norge. Dette avfallet utgjorde ca. 13% av alt nærings- og husholdningsavfall. I tillegg kommer 320 000 tonn

fiskeavfall som dumpes i sjøen. De viktigste kildene til våtorganisk avfall er husholdningene og industrien – hhv. 43 og 40 % av den totale mengden [15]. Mere info www.mistin.dep.no.

I 2001 hadde . 35 av landets vel 2500 kloakkrensianlegg biologiske renseprosesser der forholdene lå til rette for produksjon av biogass. Det er i hht. www.nobio.no registrert 17 bioreaktorer for behandling av kloakkslam i rensianlegg, eksempelvis VEAS, se kap 5.9. Disse reaktorene produserer en gassmengde tilsvarende 80 GWh. Det er registrert to reaktorer i næringsmiddelindustrien, tre reaktorer i annen industri og to reaktorer for behandling av gjødsel i landbruket. Den samlede årsproduksjonen av husdyrgjødsel fra storfe, avlssvin, sauer og høner i Norge er 12-14 millioner m³ (1999). Dersom all gjødsla hadde blitt behandlet i biogassanlegg, ville det gitt en gassproduksjon tilsvarende 213 millioner m³ i året med et energiinnhold på rundt 1,2 TWh.

Det blir stadig færre, men større produksjonsenheter i landbruket. Opprettelse av fellesfjøs med flere bønder gir ofte nyinvesteringer i bygg inkludert gjødsellager, håndtering osv. Hestehold øker i popularitet. Hestemøkk regnes ikke for å være et gunstig gjødselalternativ i landbruket, og er ofte et problem i tett befolkede områder. Disse utviklingstrekk kan gi fremtidige muligheter for biogassproduksjon.

Aktuelle teknologier for elproduksjon er gassmotor - og på sikt mikrogassturbin.

4 Eksisterende energisentraler

Det er installert ca. 50 biobrenselkjeler i trelastindustrien, 200–300 i møbel- og trevareindustrien (de fleste < 500 kW), og ca. 20 anlegg for energigjenvinning fra avfall til fjernvarme og industri. Ca. 20-25 fjernvarmeanlegg basert på biobrenslar er i drift eller under bygging. Det finnes ingen statistikk på antall kjeler som betjener enkeltstående bygg eller nærvarmeanlegg. Et estimat er ca 70-80 anlegg (de fleste < 500 kW). I tillegg kommer flere hundre mindre anlegg på gårdsbruk (<100 kW). Anlegg under 500 kW ansees pga. lønnsomhet ikke aktuelle for elproduksjon og tas ikke med videre.

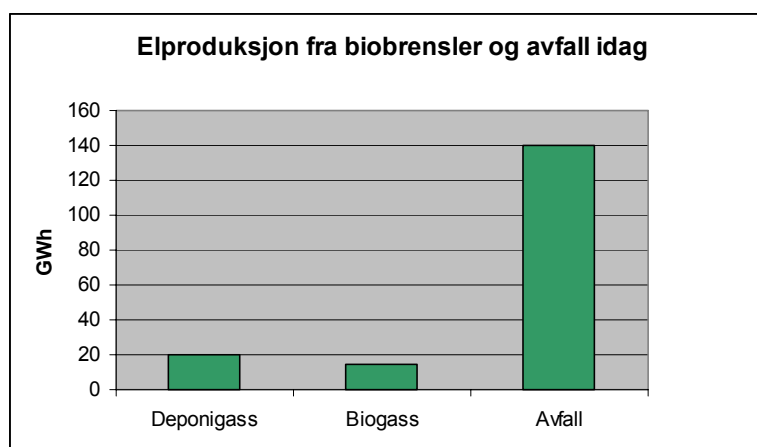
Kategori	0,5- 3MW	3-6 MW	6-10 MW	>10 MW
Trelastindustri	22	15	5	7
Fjernvarme	14	5	3	0
Avfallsforbrenning -industri	4	3	2	12

Tabell 4: Antall eksisterende kjeler fordelt i størrelsesklasser

Det produseres elektrisitet i tillegg til varme ved avfallsforbrenningsanleggene på Klemetsrud (fjernvarme), Bergen (fjernvarme), Averøya (industri) og Forus (industri) samt ved Frevar i Fredrikstad (industri).

Anleggene for trelastindustrien er av ulik alderssammensetning. For fjernvarme og avfallsforbrenning har de fleste anleggene blitt bygd de siste 5-10 år. Levetiden på avfalls- og biobrenselanlegg er minst 20-25 år.

Figur 11 viser dagens elproduksjon basert på biobrensel og avfall. Når det gjelder mulig utvikling mot 2010, henvises det til underkapitlene i kap. 3 og kap. 7.



Figur 11: Dagens elproduksjon fra biobrenslar og avfall i Norge

5 Aktuelle teknologier

5.1 Innledning

I dette kapittelet omtales aktuell teknologi for omvandling (forbrenning, gassifisering, etc.) av bioressursene og teknologi for produksjon av elektrisitet.

Det vektlegges teknologier som er naturlig å benytte innenfor de innenfor sektorene rapporten skal omhandle: trelastindustri, avfallshåndtering, landbruk og skogbruk, samt fjernvarme. Det er beskrevet utviklingstrekk for de ulike teknologier. Innenfor områdene gassifisering, pyrolyse og produksjon av biogass i bioreaktorer samt for elproduserende teknologier som mikrogassturbiner, Stirlingmotorer, etc. er det forventet teknologisk utvikling de nærmeste år. Disse områdene og teknologiene har i dag ulik teknologisk status eller modenhet, og de vil nødvendigvis konkurrere om det samme kundegrunnlaget den dagen de er fullt ut kommersialisert. Elvirkningsgraden vil bli større med teknologiene som i dag er under utvikling, sett i forhold til de teknologier som i dag er dominerende.

5.2 Forbrenning rene biobrensler

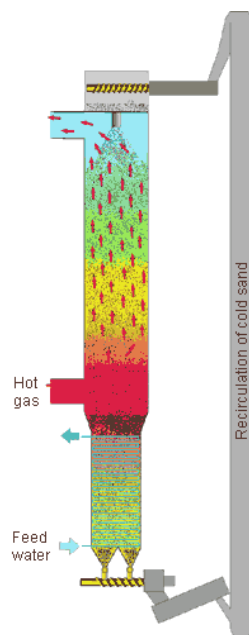
Energiomdanning av biomasse ved forbrenning ansees som kjent og omtales derfor kortfattet. Ristovn er den mest benyttede ovnstypen i den størrelsesorden som er aktuell for sagbruk og fjernvarme. Ristovnen kan være skrå eller vannrett med bevegelige eller faste rister. Brenselet beveger seg bortover eller nedover rista hvor det tørkes, forgasses og utbrennes. Forbrenningen kan skje i ett eller to kammer. To kammer er i dag mest vanlig på større anlegg. Røygassen føres deretter til kjel for produksjon av varmtvann eller damp.

Svenske selskaper som KMW energi, Järnforsen og Hotab samt danske Justsen og Danstoker er eksempler på leverandører av biobrenselanlegg til sagbruk og fjernvarme.

5.3 Energigjenvinning fra avfall

Avfallsforbrenning i små og mellomstore anlegg benytter ristovner med bevegelig eller fast rist. Større anlegg kan benytte fluidized bed løsninger.

I Norge leverer Energos ASA forbrenningsanlegg som kan forbrenne husholdningsavfall og produksjonsavfall med en effekt fra 6 MW og oppover. Anleggene er basert på ristovns-teknologi. Forbrenningen skjer i to trinn med optimal kontroll med forbrenningen og kvalitetskontroll av brenselet. På denne måten klarer man å oppnå lave emisjoner uten avansert rensing.



Med støtte fra Forskningsrådet har norske CARBO AS utviklet et nytt system for varmeoverføring i dampkjeler. Løsningen gjør det mulig å forbrenne et vidt spekter av avfall med reduserte driftstekniske problemer som følge av beleggdannelse og korrosjon på rørflatene. Med Carbos nye konsept vil dampen overhetes til en vesentlig høyere temperatur enn det som hittil har vært vanlig. Resultatet er et økt elvirkningsgrad på 40 – 50 % i forhold til konvensjonelle løsninger. <http://www.carbo.no>. Konseptet er nå kommersielt tilgjengelig.

Figur 12: Carbos varmeveksler

5.4 Gassifisering

Med økt elvirkningsgrad og renere forbrenning som motivasjon foregår det flere steder i verden utvikling av nye teknologier når det gjelder omdanning av trebrensel og avfall til gass. Gjennom gassifisering dannes det metan (CH_4), propan (C_3H_8), karbonmonoksid (CO) og hydrogengass (H_2) som kan benyttes i gassmotorer eller gassturbiner og på sikt også i brenselceller.

Utvikling i anvendelsen av brenngassen følger ulike spor. Noen eksempler er kombinerte gass- og dampprosesser (combined cycle), sambrenning med naturgass og såkalt dampgassifisering der resultatet er en meget hydrogenrik gass som kan benyttes i gassmotorer (som i dag), gassturbiner samt MCFC – og SOFC-brenselceller. For det sistnevnte finnes det et demoprojekt i Østerrike hvor bl.a en SOFC-brenselcelle er levert av norske Prototech. Anlegget skal i neste fase oppskaleres til 20 MW. Det forventes en langsiktig utviklingsbane på minst 10 år for denne teknologien. <http://www.ficfb.at/pub.htm>. [25].

Ved sambrenning med naturgass gassifiseres biobrensel, og gassen kjøres rett inn i dampkjel etter gassturbinen (som brenner naturgass). Biogass er da tilleggsfyring og utgjør 10-30 % av energien totalt. Biogassen får da tilgang på et mye større og avansert anlegg med kjel og damp turbin for naturgass. Elvirkningsgraden for bioandelen forventes å bli ca .50 %.

Gassifiseringsanlegg basert på flis gir energi til fjernvarmeanlegg og el

I Harbøre kommune i Danmark benyttes et gassifiseringsanlegg med flis som brensel. Fjernvarmeanlegget har vært i drift siden 1993 og fra 2000 produseres også elektrisitet med to gassmotorer. Anlegget består av en 4 MW gassifiseringskjel og gassmotorene har en samlet kapasitet på 1.3 MW med elvirkningsgrad på ca 32 %.

Tidligere var det en oljekjel som stod for nesten all varmeproduksjon til kommunens fjernvarmeanlegg, men i løpet av de siste 5 årene har en gasskjel drevet av pyrolysegass fra flis gradvis overtatt. I dag dekkes 95% av det årlige varmebehovet til de 560 tilknyttede husstandene av biogasskjelen. Nylig ble det også installert to gassmotorer for produksjon av el. Anlegget er i automatisk drift nesten 8 000 timer årlig med flis som energikilde. For denne typen anlegg regner en med en tilbakebetalingstid på ca 8 år.

5.5 Pyrolyse

Pyrolyse karakteriseres ved at omdanningsprosessen skjer i en atmosfære uten oksygen. Råstoffet blir varmet opp til en temperatur der alle flyktige komponenter fordampes, og man står igjen med en tørr rest som består av karbon, metaller, metallsalter og andre stoffer som ikke brytes ned ved den temperatur som er valgt. Det foregår dessuten en lang rekke termokjemiske reaksjoner. De flyktige komponentene gjenvinnes dels som væske, dels som gass. Gassen fra pyrolyse egner seg normalt godt til brensel, enten i brenner, i gassmotor eller gass turbin. Ved fraksjonert destillasjon av væsken fra prosessen, er det mulig å utvinne verdifulle produkter som biodiesel, fyringsolje, tjørestoffer, løsemidler osv.

I Norge finnes det to selskaper som utvikler teknologi innenfor området. Det er EnviroArc AS og X Waste International AS. EnviroArc AS har et anlegg i drift på Østerøy ved Bergen og ett anlegg under planlegging. X Waste International AS hevder å ha 2-3 anlegg i kontraktsfasen. Begge selskaper vil kunne håndtere problemavfall. X Waste International AS [31] hevder at jomfruelig virke også er av interesse som råstoff i deres prosess. Gassen benyttes i gassmotorer for elproduksjon. Varme kan leveres i fjernvarmeanlegg.

5.6 Biogassreaktorer

I biogassreaktorer omdannes våtorganisk avfall til gass (CH₄ og CO₂) og stabilisert slam. Reaktoren som er gasstett varmes opp, og massen råtner (anaerob nedbrytning) uten tilgang på oksygen. Biogassen kan benyttes som brensel og slammet kan vanligvis spres på dyrket mark.

Avfall blir strøm i Mjøsanlegget

Selskapene Hias, GLT-Avfall og GLØR har gått sammen om å bygge Mjøsanlegget. Anlegget som er det første i sitt slag i Norge, skal ta imot 14 000 tonn matavfall fra ca 186 000 innbyggere i Mjøregionen. Avfallet går gjennom ulike behandlingstrinn, til sist pumpes avfallet inn i en stor råtnetank på 2 000 m³ for utråkning og produksjon av metangass, CH₄. Gassen fra matavfallet blir sammen med metangass fra selve søppeldynga brukt til å drive 2 gassmotorer på totalt ca 600 kW_e som produserer elektrisk kraft til drift av anlegget. Ved full drift vil strømsalget utgjøre ca 5 GWh/år. Matavfallet omdannes til smittefri kompostjord.

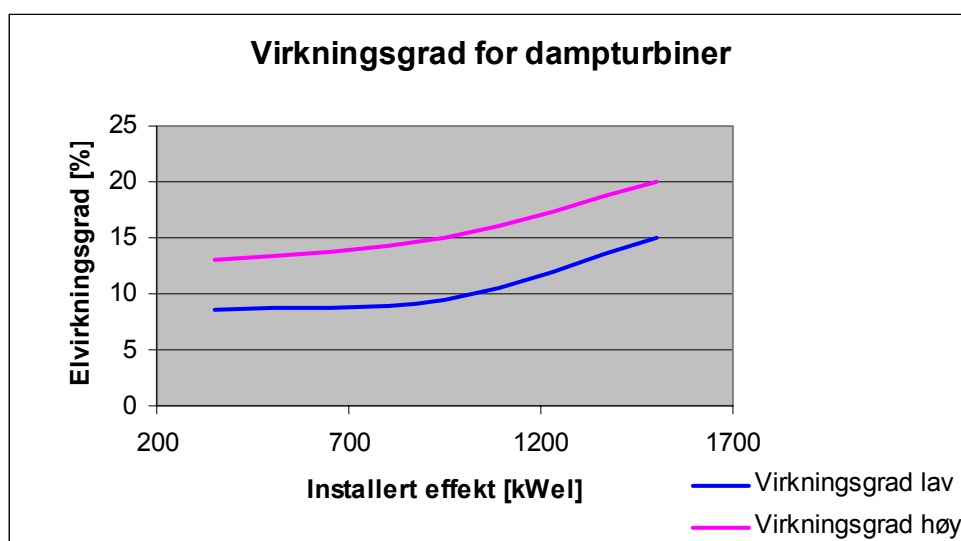
Investeringskostnaden var på 45 mill kr. Anlegget var ikke bedriftsøkonomisk lønnsomt. Derfor har NVE og SND støttet prosjektet. Mere info www.enova.no.

5.7 Dampturbin

Den vanligste måten å produsere el med biobrensel som energikilde, er dampturbin. Teknologien er basert på Rankine-prosessen med en eller flere trinn på turbinen. Dampturbin benyttes for damptrykk høyere enn 10 bar. For lavere trykk anvendes dampmotor, ORC, etc. Dampen produseres i dampkjel der forbrenning av biomasse er mest vanlig. Imidlertid er forbrenning av gass fra gassifisering av biomasse eller pyrolyseoljer også mulig.

Mottrykksturbin

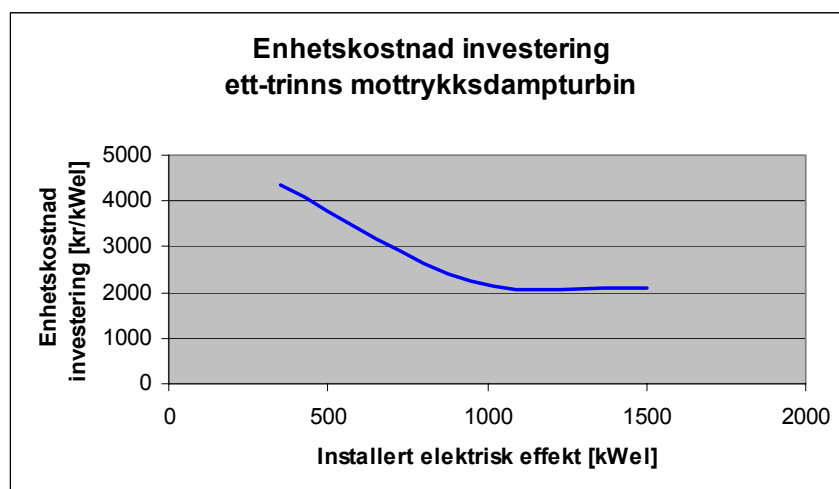
I en mottrykksturbin ekspanderer dampen til et trykk høyere enn atmosfæretrykk. Dampen anvendes deretter til industrielle prosesser eller til fjernvarme (hetvann), hvor den kondenserer og går tilbake til kjelen. Elvirkningsgrad blir da lavere enn for en kondenserende turbin der det tas ut mer energi til elproduksjon. For sagbruk og fjernvarme der de fleste kjelanleggene i dag er mindre enn 20 MW, vil elvirkningsgrad ved 16 bars trykk ligge i størrelsesorden 10 - 15 %. For større turbiner og med høyere trykk og temperaturer, kan el-andelen komme opp mot 20 %. I markeder med liten forskjell i prisene mellom el og varme velges ofte løsninger med lav elvirkningsgrad.



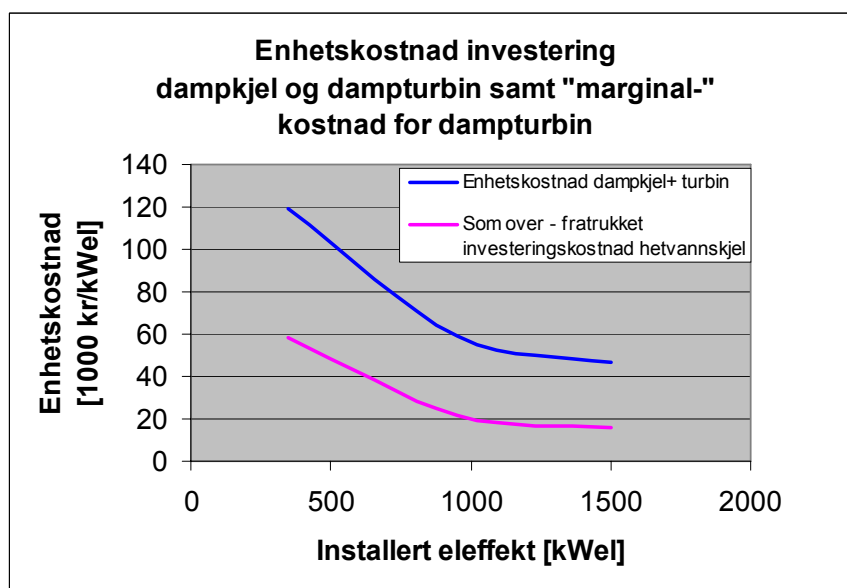
Figur 13: Elvirkningsgrad for dampturbin, 16 bars trykk

Kondenserende turbin

I en kondenserende turbin ekspanderer dampen i turbinen til et trykk lavere enn atmosfæretrykket. Deretter kondenseres dampen, varmen kan utnyttes i fjernvarmeanlegg med eks 80 °C turtemperaturer, og kondensatet ledes deretter tilbake til kjelen. For store anlegg kan elvirkningsgraden være opptil 20-30 %. For inntil 15 MW, kan elvirkningsgraden bli opp mot 15–18 % med 4-5 trinns turbiner. Dersom man har behov for damp, kan dette tappes av - noe som går på bekostning av elproduksjon.



Figur 14: Enhetskostnader investering for mottrykksdampturbin. Dampkjel, bygg, etc kommer i tillegg



Figur 15: Enhetskostnad investering for komplett anlegg med bygg, automasjon, rør, et .for dampkjel med dampturbin. Figuren viser også merkostnad ved komplett anlegg for elgenerering med dampturbin i forhold til investeringskostnad i et hetvannsanlegg.

Ved utskifting vil en sagbrukseier i dag normalt vurdere en hetvannskjel. Derfor viser figur 15 også marginal enhetskostnad for dampkjel og dampturbin, dvs. enhetskostnad for dampkjel og dampturbin med bygg etc., fratrukket investeringskostnad for hetvannskjel. Figurene 14 og 15 er basert på budsjettpriser fra leverandør.

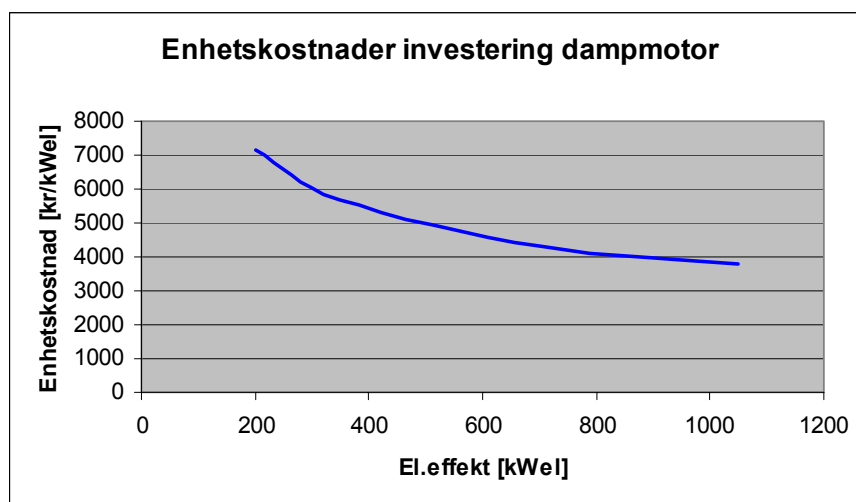
Industrielle dampturbinprosesser er moden teknologi. Selv om leverandørene har blitt færre, finnes det fortsatt et fungerende teknologimarked. Dermed er det liten grunn til å vente fall i enhetskostnader for slike produkter.

Et eksempel er et anlegg under bygging i Frankfurt i Tyskland, se <http://www.biomasse-rhein-main.de/oekostrom.html>. Dette anlegget er basert på returvirke med installert elektrisk effekt på 15 MW_{el}. Investeringskostnader er ca. 250 mill. kr.

5.8 Dampmotor

Dampmotoren er basert på velkjent teknologi. Dampmotorer krever ikke så høye trykk og temperaturer som dampturbiner. Dette medfører elvirkningsgrad på 8-13 %, som er dårligere enn for en dampturbin. Dampmotoren kan reguleres ned til 30 % last med nesten konstant virkningsgrad. Dette er en betydelig fordel.

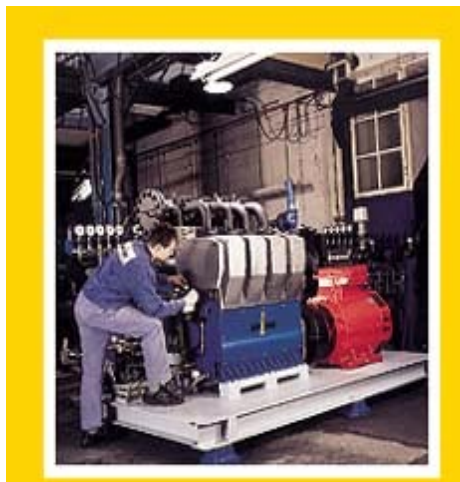
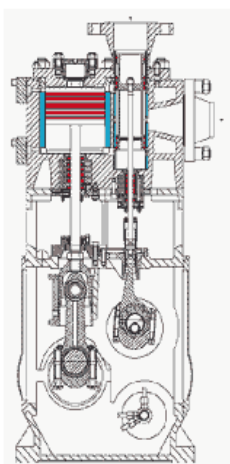
Det er ingen anlegg oss bekjent med dampmotor i Norge. I Sverige finnes 3 anlegg [11].



Figur 16: Enhetskostnader investering dampmotor.

Kostnader for dampproduksjon dvs. dampkjel, brensellager, transport, bygg, skorstein etc. kommer i tillegg til enhetskostnaden i fig 16. Dampmotorer tilhører en noe mer ”eksotisk” kategori enn dampturbiner, der den tyske produsenten Spilling Werke GmbH ser ut til å ha en betydelig markedsposisjon. Fravær av konkurrenter og teknologisk modenhet tyder ikke på fall i enhetskostnader. Spilling leverer dampmotorer i intervallet 0,5 til 40 tonn pr time med damptrykk mellom 6 til 60 bar og en elektrisk effekt i området 100 - 1500 kW.

Selv med høye priser for produsert el i Tyskland (88-102 øre/kWh) hevder Spilling [12] at det ikke er lønnsomt å etterinstallere dampmotor i eksisterende anlegg.

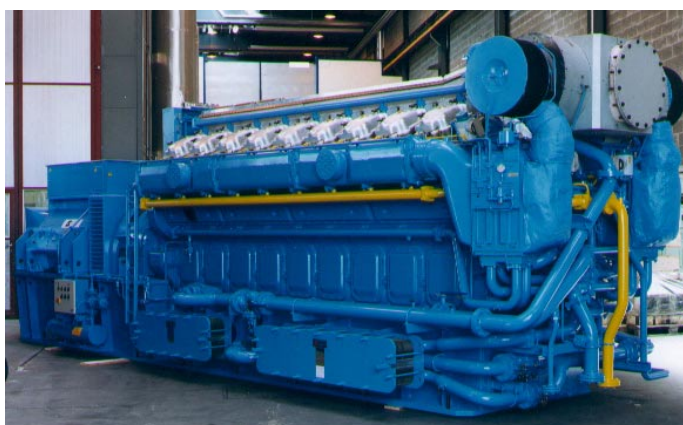


Figur 17: Snitt av dampmotor og bilde av Spilling dampmotor

5.9 Gassmotor

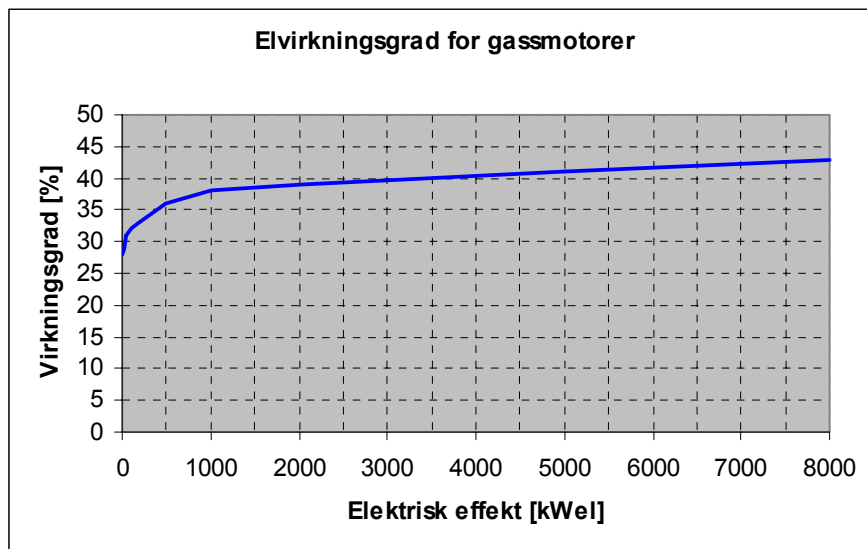
Gassmotorer leveres i størrelser opp mot 16 MW. Det vanligste størrelsesområdet for enkeltmotorer er under 5 MW. For å optimalisere driften blir ofte to eller flere motorer koblet i parallell. For installert effekt over 30 MW er gass turbine normalt mer konkurransedyktige.

Gassmotorer benyttes i dag hovedsakelig med naturgass som brensel. Med små modifikasjoner kan de også benyttes ved deponigassanlegg og i biogassanlegg, eksempelvis ved kloakkrensning. Gassrensing kan være nødvendig. Eksempler på dette er anleggene på Grønmo og hos Vestfjorden avløpsselskap (VEAS).

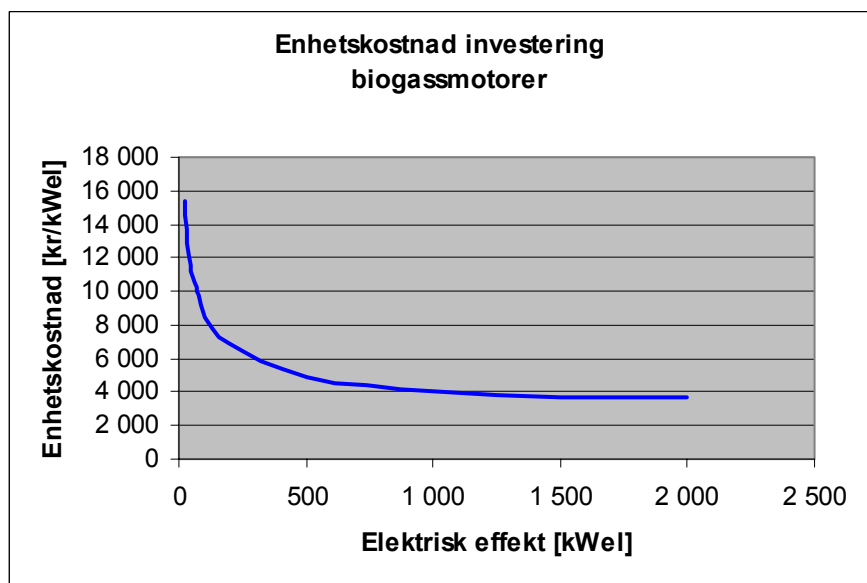


Figur 18: Rolls-Royce effekt el 2,2-3,3 MW – benyttet eksempelvis hos VEAS

På Oslos avfallsdeponi Grønmo har man hatt deponigassanlegg siden 1991. 4 gassmotorer omdanner energien i deponigassen til kraft og varme. Installert kapasitet er 3,6 MW el og 4,8 MW varme. VEAS tar imot kloakk fra 600 000 mennesker i Oslo, Asker og Bærum. Biogassen benyttes til å produsere 2 MW elektrisitet og 5 MW varme.



Figur 19: Elvirkningsgrad for gassmotorer avhengig av elektrisk effekt



Figur 20: Enhetskostnad, investering i biogassmotor som funksjon av elektrisk effekt

Enhetskostnadene i figur 20 inkluderer motoraggregatet, lyddemping, styring, ventilasjon, fjernovervåking, ventilasjon, montasje, idriftsettelse, men ikke bygg/maskinrom og gassrensing. Enhetskostnadene er basert på budsjettpriser fra leverandører samt fra ASUE (Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch). ASUE gjennomførte i 2001 en undersøkelse i Tyskland mht. investerings-/drifts- og vedlikeholdskostnader for kogeanlegg basert på gassmotorer. For bruk av biogass er datagrunnlaget på 95 aggregater fra 16 leverandører.

5.10 Mikrogassturbin

Gjennom mange år er det i flere land brukt store ressurser til utvikling av mikrogassturbiner, dvs. gassturbiner i effektområdet 30–300 kW. Eksempler på dette er OPRA med utspring i Kongsberg (nå i Nederland), Capstone i USA og Turbec i Sverige. Turbec leverer per i dag mikrogassturbiner med en elektrisk effekt på ca. 100 kW. Det er levert ca. 100 aggregater, hvorav 70 er i drift, de fleste utenfor Skandinavia (Irland, Tyskland, Italia og Japan). Det er også levert to anlegg til Statoil i Norge.

Investeringskostnad for en 100 kW turbin anslås til å være på ca. 0,75 mill. kr for drift med biogass. Budsjettpris for et nøkkelferdig aggregat er i størrelsesorden 1,2 – 1,3 mill. kr. Enhetskostnad investering: 12 – 13 000 kr/kW_{el}.

Elvirkningsgrad er på 30% . Totalvirkningsgrad er på ca. 78%.

Fordelene med denne teknologien i forhold til gassmotorer, er lavere støynivå og mindre vibrasjoner, lavere NOx utslipp og sannsynligvis lavere driftskostnader. Ulempene er at det foreligger lite langtidserfaringer og at elektrisk virkningsgrad er noe lavere enn for tilsvarende gassmotorer.



Effekt el: 105 kW
 Virkningsgrad el: 30%
 Virkningsgrad tot: 78%
 Turbin type: Radial
 Turtall: 70000 1/min
 Modulering: Ja (50%)
 Utslipp:
 NOx: 15 ppm/v = 32 mg/MJ
 CO: 15 ppm/v = 18 mg/MJ

Figur 21: Biogass anlegg basert på Turbec T100 mikrogassturbin.

5.11 Gassturbin

Gassturbin er relativt lite benyttet i anlegg med biobrensler, men har utbredelse i kraft-varme anlegg basert på naturgass. Selv om det leveres gassturbiner fra 1 MW og oppover, benyttes gjerne gassmotorer for de størrelser denne rapporten omhandler, jfr kap. 5.9. Gassturbiner ansees derfor lite aktuelt å beskrive nærmere.

Dresser-Rand og Alstom er eksempler på leverandører av gassturbiner.

5.12 Kombinerte gass- og dampprosesser

Dette er også prosesser som normalt benyttes for større anlegg. Etter gassifisering av biomasse produseres elektrisitet via gassturbin og generator. Restgassen føres videre til en dampkjel (hot recovery steam generator) som produserer damp som driver dampturbin med ytterligere elproduksjon. Et eksempel på anlegg er i Freiberg i Tyskland. Med 10 MW innfyrt effekt i gassifiseringsenheten produseres 1,3 MW_{el} i gassturbin og 1,7 MW_{el} i dampturbin. Dette gir en elvirkningsgrad på ca. 40 %.

5.13 ORC – Organic Rankine Cycle

Prosessen ble utviklet på begynnelsen av 70-tallet for å utnytte spillvarme fra industrien. Det finnes noen få prosjekter i Europa og et mobilt demoanlegg i Sverige. ORC-prosessen er en lukket prosess med trykksatt olje som arbeidsmedium. Oljen har typisk en temperatur på 350°C. Energien tilføres ved forbrenning i et utvendig brennkammer, tilsvarende som for Stirlingmotoren.

Ved bruk av teknologien i forbindelse med hetvannsanlegg, kreves kjeltrykk på 4-16 bar og vanntemperaturer på 100-200°C. Elvirkningsgraden er typisk 5-10 % for anlegg med termisk effekt på 1-10 MW.

Enhetskostnader investering er i litteraturen antydning til 17–28 000 kr/kW_{el} som inkluderer anlegget for elproduksjon, men ikke dampkjel, bygg, rørteknisk etc.

5.14 Flash-box / dampgenerator

Flash-box er et prinsipp for å produsere el med biobrensel via hetvannskjeler. Metoden er benyttet på 1-2 anlegg i Sverige. Hetvann produseres i en hetvannskjel ved 16 bars trykk og ledes til en flashbox (dampgenerator). Her senkes trykket og en del av vannet fordampes. Dampen som produseres føres til en ett-trinns turbin og deretter til en kondensator hvor varmen kan utnyttes f.eks i et fjernvarmeanlegg. Elvirkningsgraden er på 8-10 %.

Enhetskostnadene for investering angis av DESS - Delegationen för Energiförsörjning i Sydsverige [11] - å være 10 000–20 000 kr/kW_{el} i området 3-9 MW termisk effekt. Kostnadene gjelder kun elgenereringsdelen og inkluderer ikke kjelanlegg, bygning, rørteknisk etc.

5.15 Fremtidige småskala prosesser

Stirlingmotoren

Stirlingmotoren arbeider i en lukket kretsløpsprosess med eksempelvis luft eller helium som arbeidsmedium. Energien tilføres ved forbrenning i et utvendig brennkammer. Dette fører til fordeler som lavere utslipp, redusert støy, mindre vibrasjoner, etc. Derfor er ikke renheten på forbrenningsgassen like viktig som for gassmotor. Stirlingmotoren som prinsipp har en lang historie. Stirlingmotoren kan ha et bredt anvendelsesområde når den blir kommersielt konkurransedyktig.

Det har de siste 10-15 år vært utført utviklingsarbeid i mange land, deriblant Norge, Sverige, Danmark, Tyskland, USA, m.fl. for kraftvarmeanvendelser. I Norge har Sigma Elektroteknisk AS arbeidet med Stirlingmotorer basert på naturgass. I Danmark har DTU-MEK og Babcock & Wilcox Vølund RTD arbeidet med Stirlingmotorer basert på biobrenslar. Utviklingen for aggregater for biobrensel er fremdeles på prototypstadiet med størrelser opp mot 35 kW_{el} og med en elvirkningsgrad på 18 %. Elvirkningsgraden ventes med tiden å øke til 25-30 %. Totalvirkningsgraden kan bli over 90 %.

SOLO STIRLING GmbH i Tyskland har et 9 kW_{el} aggregat for naturgass og LPG som har vært kommersielt tilgjengelig siden 2002. Veiledende pris er ca. 200 000 kr, dvs. ca. 22 000 kr/kW_{el}. – kun for aggregatet. Elforsk i Sverige [14] hevder at Stirlingmotorer forventes å være kommersielt tilgjengelig rundt 2015 for naturgass - for biobrenslar sannsynligvis noen år senere.



TYPE:	SOLO Stirling 161 for naturgass og LPG
Elektrisk effekt:	2-9 kW
Termisk effekt:	8-26 kW
El virkningsgrad:	22-24%
Totalvirkningsgrad:	92-96%
Vekt:	460 kg
Slagvolum:	160 ccm
Arbeidsgass:	Helium (150 bar)

Figur 22: SOLO Stirling 161 for naturgass og LPG

Brenselceller

I brenselceller omdannes den kjemiske energien direkte til el og varme. Det arbeides med flere ulike prinsipper for brenselceller, eks:

- PEM-FC - Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell
- PAFC - Phosphoric Acid Fuel Cell
- MCFC - Molten Carbonate Fuel Cell
- SOFC - Solid Oxide Fuel Cell

MCFC ansees som den best egnete brenselcelleteknologi for bruk av biogass. Dette skyldes lavere krav til biogassens renhet og lavere kostnader, spesielt mht. materialbruk til bl.a. katalysatorer.

MTU-CFC solutions, regnes for tiden som den ledende europeiske leverandør av denne teknologien. Bedriften tilhører DaimlerCrysler konsernet.

Systemet består i prinsippet av tre hovedkomponenter: Brenselcelle aggregat, gassrensing og automasjon, dvs styring av anlegget, og DC-AC omformere.

Ifølge MTU er det installert et 10 talls demoanlegg. Anvendelsesområder varierer fra biogassfyrte anlegg i et bryggeri i Japan, til naturgassbaserte kogenanlegg på sykehus. En modul har en elektrisk effekt på 250 kW. Arbeidstemperatur er ca. 650°C . Elektrisk virkningsgrad er på 55% for brenselcellemodul og på ca. 48% for anlegget. Beregnet levetid for anleggene er for tiden ca. 20 000 timer.

Investeringskostnadene anslås til å være større enn 40 000 kr/kW_{el}. Tallene gir en pekepinn på hvor langt utviklingen av brenselcelleteknologien er kommet.

Som nevnt i kap. 5.4, skal en SOFC fra norske Prototech AS benyttes i et demoanlegg i Østerrike. I kombinasjon med en gassturbin forventes det med SOFC å kunne oppnå en virkningsgrad for elproduksjon på over 70 %.

6 Energikostnader for de mest aktuelle teknologier

Slik det fremgår av de foregående kapitler, er dampturbin og dampmotorer samt gassmotorer i dag de mest aktuelle teknologiene. Nedenfor er det beregnet energikostnader for disse. Det er benyttet 7 % rente og 15 års teknisk økonomisk levetid for anlegg basert på deponigass og biogass fra kloakk. For dampturbin og dampmotor er det benyttet 7 % rente og 20 års teknisk økonomisk levetid. For begge figurer er brenselkostnaden satt til 0 øre/kWh. For å få energikostnad inkludert brenselkostnad: legg til aktuell brenselkostnad (evt trekk fra ved avfall). Kapitalkostnader for selve forbrenningsanlegget er ikke inkludert.

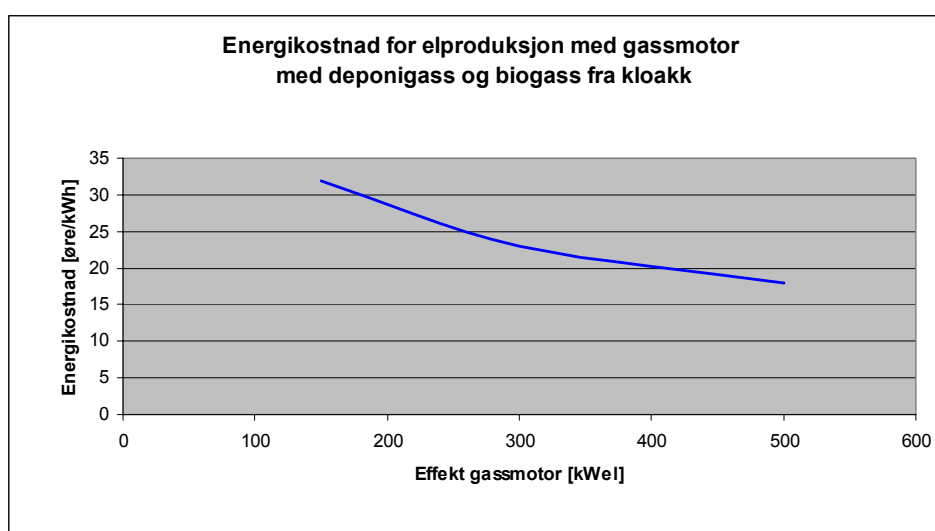


Fig. 23 Energikostnad for kraftproduksjon med gassmotor basert på deponigass og biogass fra kloakkrenseanlegg. Brenselkostnad satt til 0 øre/kWh.

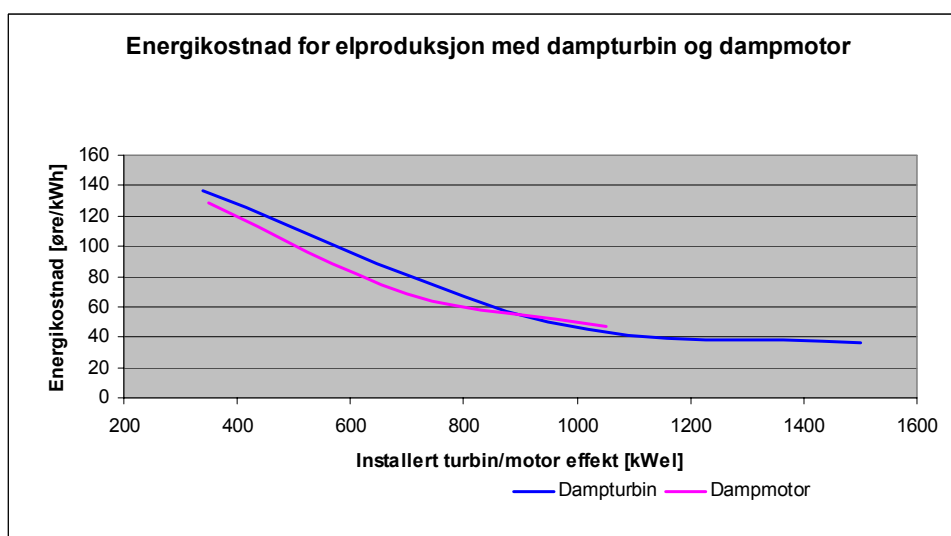


Fig. 24: Energikostnad kraftproduksjon basert på dampkjel med dampturbin og dampmotor.

7 Potensial for økt anvendelse

7.1 Innledning

I dette kapitlet er det gjort fremskrivninger om mulig utvikling i investeringer innenfor de ulike markedsområder. Med potensial menes produksjonsvolum som kan utløses som funksjon av endringer i produksjonsforutsetninger, f.eks. knyttet til fallende enhetskostnader for teknologi, endringer i rammebetingelser osv.

Det er tatt utgangspunkt i utviklingstrekk beskrevet i kap. 3 for å estimere antall anlegg pr. år samt størrelse på disse.

De områder som er inkludert i fremskrivningene er:

- Sagbruk - utskifting eksisterende fyrkjel der dagens aktuelle teknologier for elproduksjon er dampturbin eller dampmotor.
- Nye mindre og middels store avfallsforbrenningsanlegg der dagens aktuelle teknologier for elproduksjon er dampturbin eller dampmotor.
- Nye store avfallsforbrenningsanlegg der dagens aktuelle teknologier for elproduksjon er dampturbin eller dampmotor.
- Deponigass - utnyttelse av deponigass som i dag blir faklet og fremtidig oppsamlet deponigass med elproduksjon via gassmotorer.
- Fjernvarme basert på rene biobrensler - nye anlegg og utvidelser av eksisterende anlegg der dagens aktuelle teknologier for elproduksjon er dampturbin eller dampmotor.
- Fjernvarme - utskifting eksisterende fyrkjel der dagens aktuelle teknologier for elproduksjon er dampturbin eller dampmotor.
- Biogass – på kloakkrenseanlegg med elproduksjon via gassmotorer.
- Biogass - våtorganisk, industri og husholdning med elproduksjon via gassmotorer.

Utviklingen fremover vil være avhengig av ulike forhold, i første rekke økonomiske konjunkturførhold som påvirker investeringsklimaet i industrien, markedene for trelast, cellulose/papir (massevirke) og produksjon av sponplater som vil påvirke markedet for biobrensel, utvikling av etablert og ny teknologi med konkurransedyktige enhetskostnader og endring i rammebetingelser.

Det er ikke tatt hensyn til ev. ny teknologi i fremskrivningene i dette kapitlet.

7.2 Mulig nye prosjekter

Figur 24 viser en samlet oppstilling over mulige prosjekter basert på vurderingene i kap. 3. Videre er det med utgangspunkt i dagens fordeling i av anlegg i ulike størrelser, se tabell 4 kap 4, gjort en skjønsmessig fordeling i ulike størrelsesklasser.

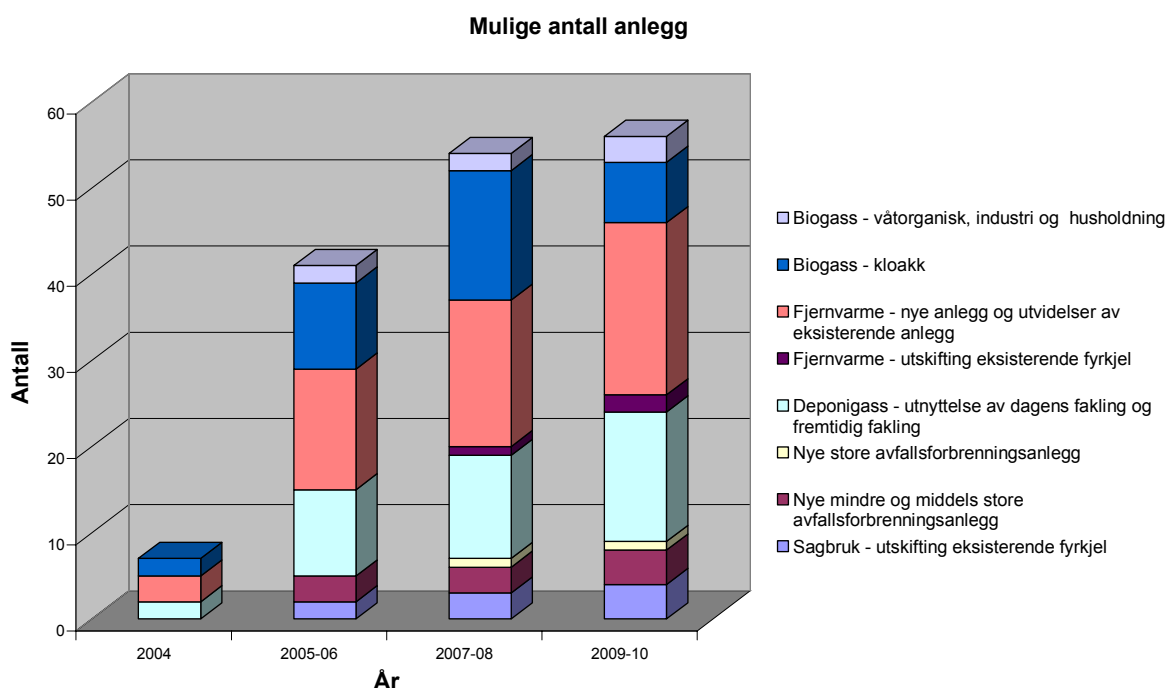


Fig. 24: Mulige nye prosjekter innen 2010

7.3 Mulig ny elproduksjon

For å beregne mulig ny elproduksjon, er det tatt utgangspunkt i mulige prosjekter som vist i figur 24. Det er utført gjennomsnittsbetraktninger, dvs. utviklingen er basert på et vektet snitt mhp. effekt. Mulig ny elproduksjon fremkommer ved å multiplisere effekten med forventet fullasttid for hver installasjon.

Antall fullasttimer for fjernvarmeanlegg i Norge normalt ligger i området 1700–2300 timer i året. Derfor er utstyr for elproduksjon her sjablonmessig tilpasset ca. 50 % av biobrenselanleggets maksimale effekt. Dette fører til vesentlig redusert investeringsbehov, mens elproduksjonen ikke reduseres tilsvarende. Fullasttiden for damp turbin- eller motor kan da bli ca. 5000 timer pr. år.

For de andre områdene er det forutsatt en fullasttid på mellom 6000 – 8000 timer pr. år.

Det gjøres oppmerksom på at installert effekt på konkrete anlegg må tilpasses brukstider og varighetsdiagram for de enkelte anlegg.

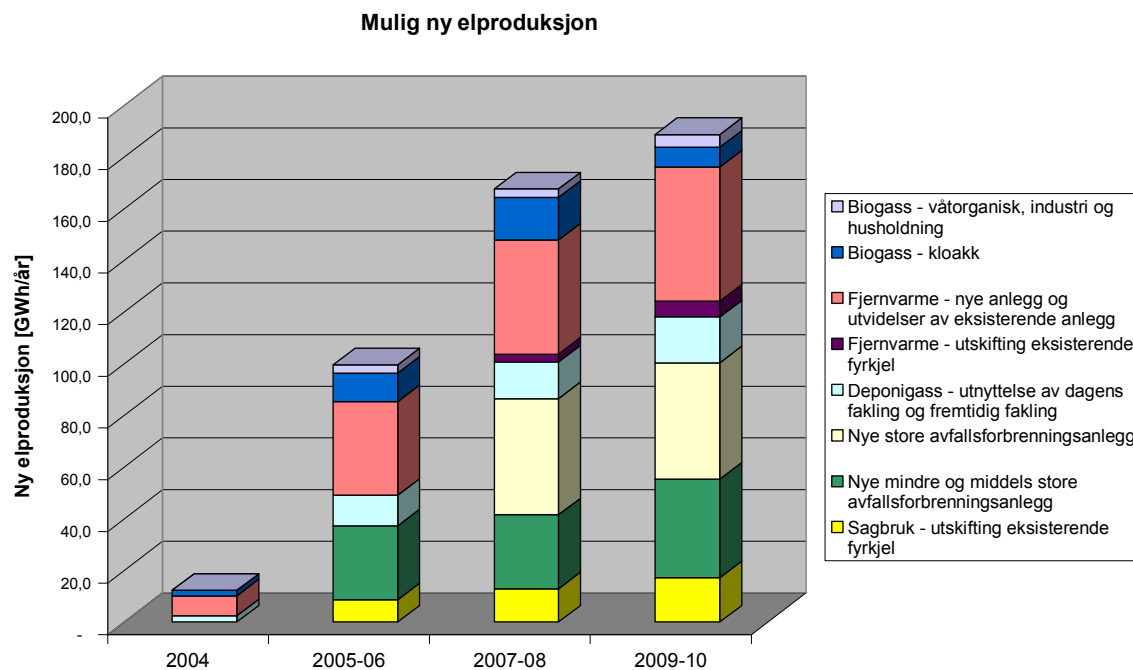


Fig. 25: Mulig ny elproduksjon innen 2010 uttrykt i GWh. For årene 2005 – 2010 er to og to år slått sammen.

Akkumulert ny elproduksjon i 2010 er 450 – 500 GWh, jf fig 25.

Figur 26 viser mulig ny elproduksjon frem mot 2010 basert på biobrensler som funksjon av produksjonskostnad.

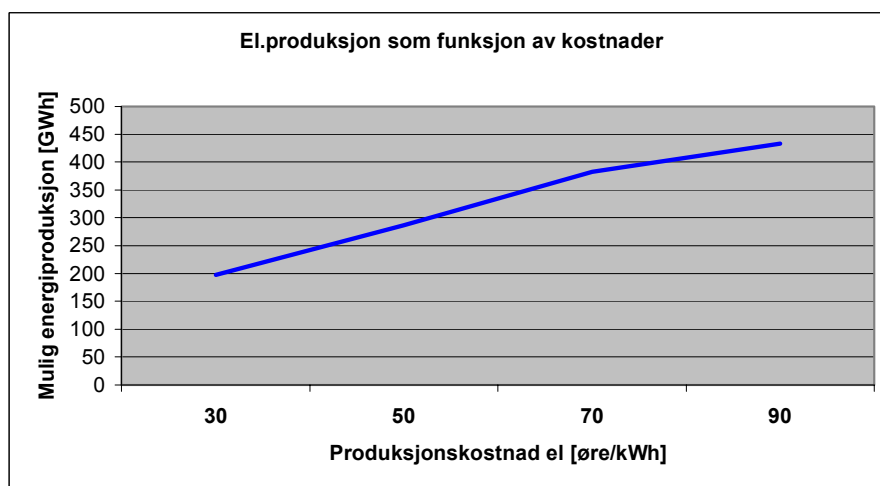


Fig. 26: Mulig ny elproduksjon som funksjon av produksjonskostnad for el frem mot 2010

7.4 Investeringsbehov

For å beregne investeringsbehovet i ny elproduksjon, er det tatt utgangspunkt i figur 24. Det er utført gjennomsnittsbetraktninger, dvs. utviklingen er basert på et vektet snitt, dvs innfyrt effekt multiplisert med forventet antall anlegg i størrelsesklassen samt enhetskostnader for investering. På konkrete anlegg må man optimalisere størrelsen på det elproduserende utstyret i forhold til variasjoner i behov for både el og varme.

For sagbruk, avfallsforbrenningsanlegg og fjernvarme – både nye anlegg, utvidelser og utskifting av eksisterende anlegg – er det merkostnaden for å produsere elektrisitet som er benyttet. Det er inkludert kostnader for rør, elektro, automasjon, bygg, prosjektering etc. For deponigass og biogass er kun investering i utstyr for elproduksjon tatt med. Investeringskostnader for oppsamlingssystem for deponigass og biogassreaktor er ikke tatt med.

Figur 27 viser at man må investeres i størrelsesorden 1,7 – 2,0 mrd kr eks mva for å skaffe tilveie en elproduksjon tilsvarende 450 – 500 GWh pr år, jf. figur 25.

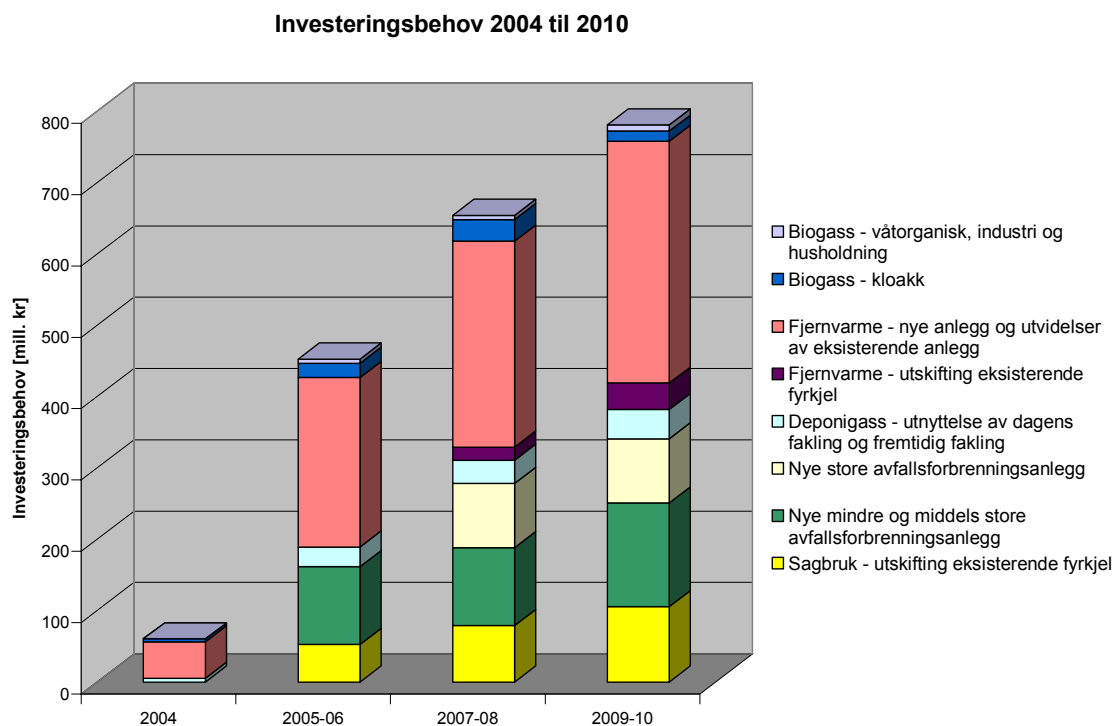
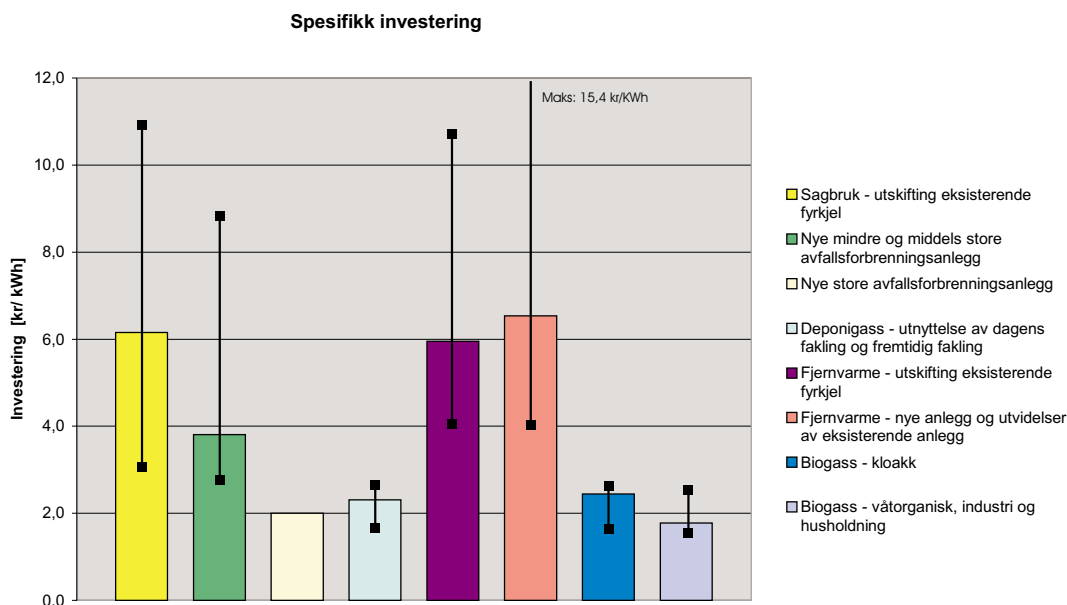


Fig. 27: Investeringsbehov innen 2010. For årene 2005 – 2010 er to og to år slått sammen.



Figur 28: Spesifikk investering i elproduksjon [kr/kWh]

Stolpediagrammene i fig. 28 viser gjennomsnittlig kostnad for investering i ny elproduksjon. Det er også illustrert innenfor hvilke områder investeringsnivået kan variere. Tallene i fig 28 bør benyttes med skjønn. Spesielt dersom tallene sammenlignes med kraftproduksjon basert på andre energikilder. Det er forskjell i teknisk-økonomisk levetid for de ulike teknologiene. Samtidig vil man ved kun å sammenligne investeringskostnadene, se bort fra brensels-, drift- og vedlikeholdskostnader. Disse kostnadene utgjør for biobrenselanlegg store deler av de samlede energikostnader.

8 Kilder

1. Bioenergiressurser i Norge – NVE rapport. Utført av KanEnergi AS og NLH.
2. Nye fornybare energikilder – Norges forskningsråd og NVE, redaktør KanEnergi AS - 2001
3. Kjersti Folvik og Per Skogstad, Norsk Treteknisk Institutt, personlige meddelelser
4. Trond Sørensen, Årnes kornsilo og Mølle AL, personlige meddelelser
5. Heidi Juhler, Fjernvarmeforeningen, personlige meddelelser
6. Bioenerguiden, NoBio 1999
7. Bioenergi – Miljø, teknikk og marked – Erik Eid Hole 2001
8. Info fra KMW Energi AB samt hjemmesider www.kmwenergi.se
9. Varmestudien 2003 Enova
10. Biomasse, kraftvarme utviklingkortlægning - 2001 SPOK ApS.
11. Elproduktion från biobränsle – 2002 DESS (Delegationen för Energiförsörjning i Sydsverige)
12. Div. info samt hjemmesider www.spilling.de
13. Teknisk og økonomisk potensial for elkraft-generering basert på biobrensel og andre brensel IFE 1996
14. El från nya anläggningar 2003, Elforsk, Sverige
15. Miljøstatus i Norge www.mistin.dep.no
16. Hjemmesider www.enova.no
17. Energiutnyttelse fra avfall i Norge – potensialer og anleggskapasitet. Rapport for PIL 2001 – Kjelforeningen Norsk Energi.
18. Einar Kjerskow, Kjelforeningen Norsk Energi. Personlige meddelelser
19. Hjemmesider www.energoss.com samt personlige meddelelser tekn. dir Petter Lundstrøm.
20. Per Morten Lefdal, EnviroArc AS. Personlige meddelelser
21. SFT –rapport Gjennomgang av økte metanuttak
22. SFT hjemmesider www.sft.no samt personlige meddelelser SFT.
23. Hjemmesider Norsk bioenergiforening www.nobio.no
24. Div SSB statistikk
25. Personlige meddelelser prof Johan Hustad.
26. Wood-fueled combined heat and power plant of new type in Siebenlehn Freiberg District Saxony. Project Tu Bergakademie Freiberg.
27. Erik Eid Hohle Energigården, personlige meddelelser
28. Erik Nilssen Bioenergi AS, personlige meddelelser
29. Håvar Risnes Enova, personlige meddelelser
30. John Morken ITF NLH, personlige meddelelser
31. Tore Audunson og Kjell Ivar Kasin X Waste International AS, personlige meddelelser.
32. Cogeneration, technology portrait. Inst for Thermal Turbomachinery and Machine Dynamics Grax University of Technology 2002.

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Oppdragsrapportserie A i 2004

Nr.1 Per F. Jørgensen, Peter Bernhard, KanEnergi AS: Elproduksjon basert på biobrensler. Teknisk/økonomisk potensial (s.)