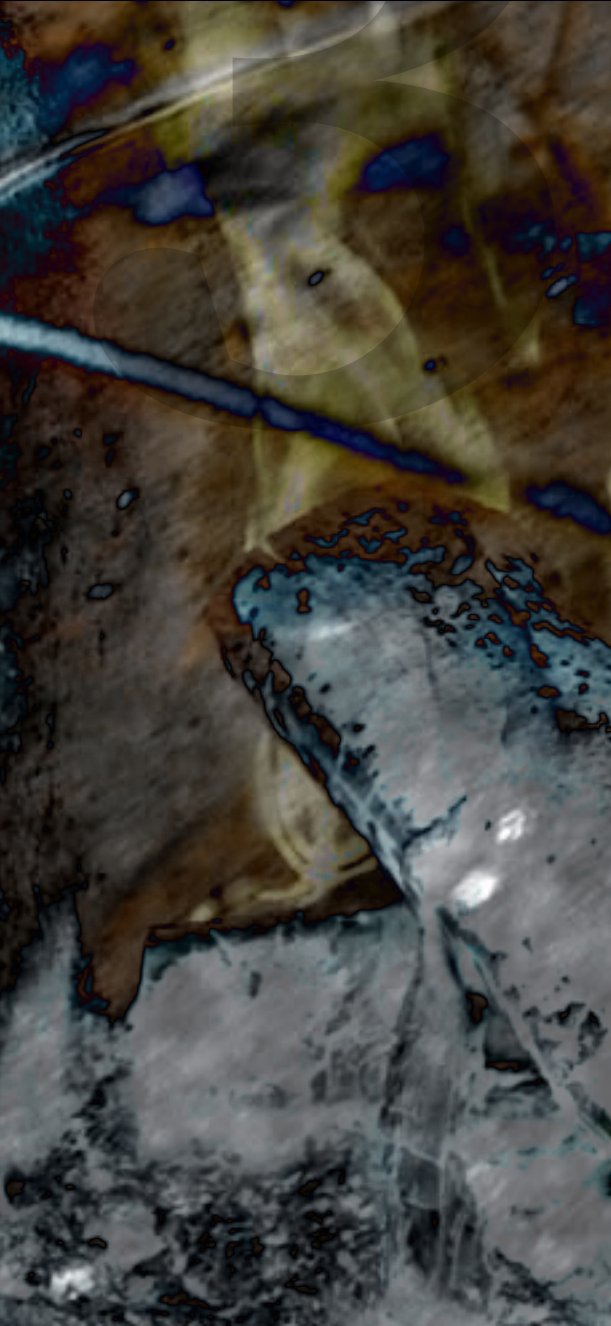


# 3: Energibruk og varmeproduksjon



## 3.1 Energibruk

### 3.1.1 Faktorer som påvirker utviklingen i energibruken

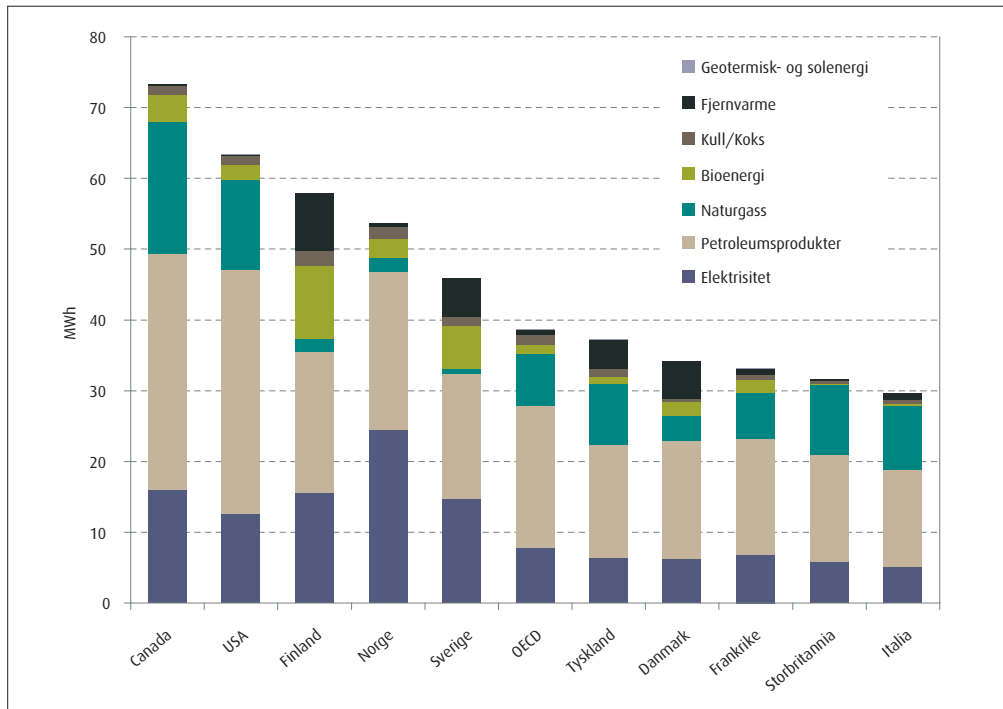
Det vil normalt være en nær sammenheng mellom et lands energibruk og de materielle levekårene. Energibruken stiger erfaringsmessig med den økonomiske veksten fordi økt produksjon av varer og tjenester øker behovet for energi. Økt verdiskaping betyr økte inntekter for både privat og offentlig sektor. Inntektsøkningen benyttes delvis til økt forbruk, også av energi.

Virkningen av den økonomiske veksten på energibruken vil avhenge av hvilke sektorer i norsk økonomi som vokser. Det er store for-

skjeller mellom de ulike næringene, både i sammensetningen av energibruken og i energiintensiteten i produksjonen.

Bruken av ulike elektriske apparater har økt betydelig både i husholdningene og i næringslivet siden elektrisitet ble alminnelig tilgjengelig. Synkende priser på produktene kombinert med økt disponibel inntekt har ført til at slike produkter har blitt lett tilgjengelig for alle.

Demografiske forhold som folketallet, befolkningens alderssammensetning, bosetningsmønsteret og antall og størrelsen på husholdninger, har betydning for etterspørselen etter energi. Befolkningsvekst bidrar til vekst i energibruken ved at det bygges flere boliger, skoler og forretningsbygg som skal varmes opp og belyses. Befolkningsvekst fører også til



Figur 3.1 Energibruk per innbygger i OECD-land i 2005.

Kilde: Energy balances of OECD Countries, IEA/OECD Paris

større konsum av varer og tjenester som produseres ved hjelp av energi.

Samlet energibruk blir høyere når samme antall personer fordeler seg på mange små husholdninger enn på store. I Norge har utviklingen de senere årene gått i retning av flere husholdninger med færre personer.

Energibruken vil også avhenge av energipri-sene. Høyere energipriser gir høyere produk-sjonskostnader i industrien, og bruk av elek-trisitet og andre energibærere i husholdnin-gene blir dyrere. Dette bidrar normalt til å begrense forbruket.

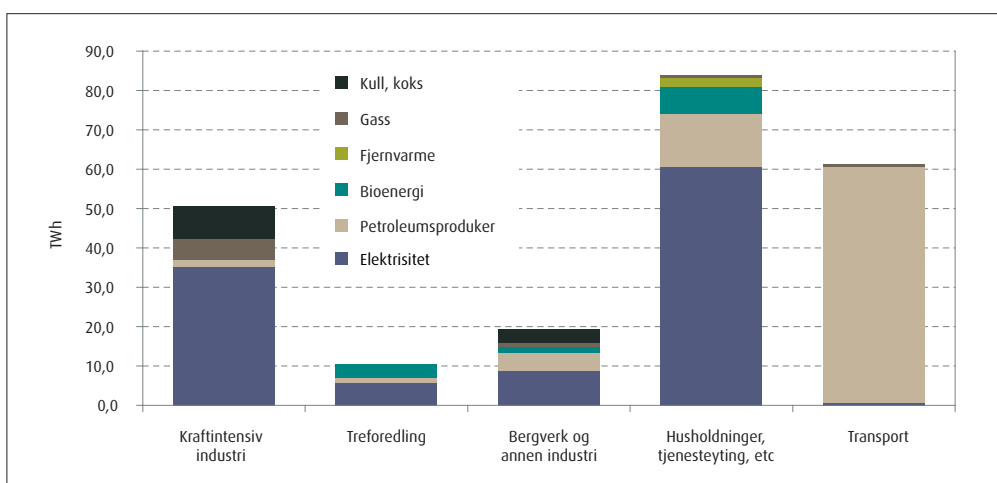
### 3.1.2 Utviklingen i energibruken

Den norske energibruken per innbygger ligger noe over gjennomsnittet i OECD-landene, jf. figur 3.1. Elektrisitetens andel av energibruken er imidlertid betydelig høyere enn i andre land. En hovedårsak til den høye bruken av elektrisitet er at Norge har en stor kraftintensiv industri. I tillegg benyttes elektrisitet i større grad enn i andre land til oppvarming av bygninger og tappevann.

Netto innenlands energibruk i Norge i 2007 var 225 TWh. Dette er omtrent like mye som året før. Figur 3.2 viser hvordan energibruken fordelte seg på ulike energibærere og ulike forbrukergrupper i 2007.

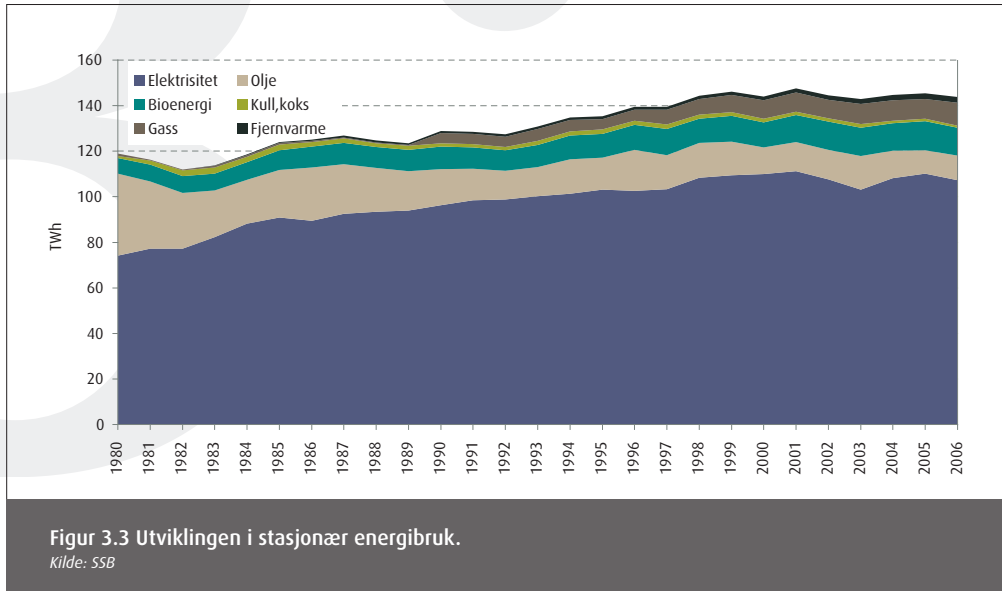
Den stasjonære energibruken defineres som netto innenlands energibruk fratrukket bruk av energi til transportformål. I 2006 var den stasjonære energibruken i Norge 143,9 TWh. Dette var noe lavere enn året før. Figur 3.3 viser utviklingen i den stasjonære energibruken fordelt på energibærere fra 1980–2006.

Elektrisitet er den energibæreren som brukes mest. I 2006 var det stasjonære elektrisitetsforbruket om lag 107 TWh. Oljeprodukter, ved og avfall (bioenergi) er også betydelige energibærere i den stasjonære energibruken i Norge. Det stasjonære forbruket av oljeprodukter var i overkant av 10 TWh og forbruket av ulike typer gass var 10 TWh. Den registrerte bruken av bioenergi var 12,2 TWh. Bruken av fjernvarme var 2,6 TWh. I tillegg brukes kull og koks.. For en oversikt over total netto innenlands energibruk, se vedlegg 3.



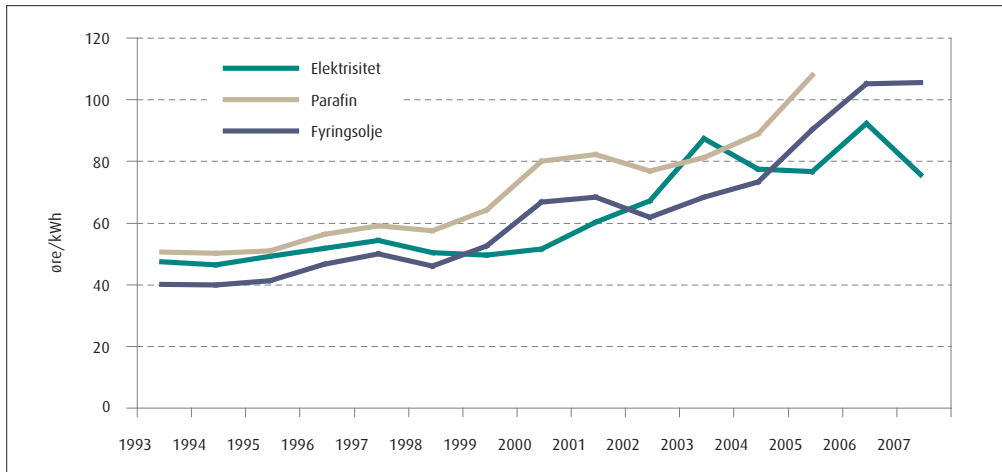
Figur 3.2 Energibruk i 2007 fordelt på energibærere og sektorer.

Kilde: SSB, Energifalansen



I løpet av de siste tjuefem årene har det skjedd en sterk overgang fra bruk av oljeprodukter til bruk av elektrisitet. Elektrisitetsforbruket har økt med nær 50 prosent siden 1980, mens det

stasjonære oljeforbruket ble redusert med om lag 70 prosent i den samme perioden. Blant annet på grunn av tilsigssvikten i elektrisitetsforsyningen og høye elektrisitetspriser var



imidlertid bruken av fyringsoljer høyere enn vanlig i 2002 og 2003.

Overgangen fra bruk av fyringsoljer til elektrisitet skjedde hovedsakelig fram til begynnelsen av 1990-tallet. Figur 3.4 viser prisutviklingen på fyringsolje og elektrisk kraft til husholdningene.

### 3.1.3 Stasjonær energibruk etter sektor

Når en ser på fordelingen av den stasjonære energibruken på ulike forbrukergrupper, er det vanlig å skille mellom industri og bergverk, husholdninger og andre forbrukere, hvor sistnevnte hovedsakelig består av privat og offentlig tjenesteyting. Industrien inndeles vanligvis i kraftintensiv industri, treforedling, og annen industri og bergverk.

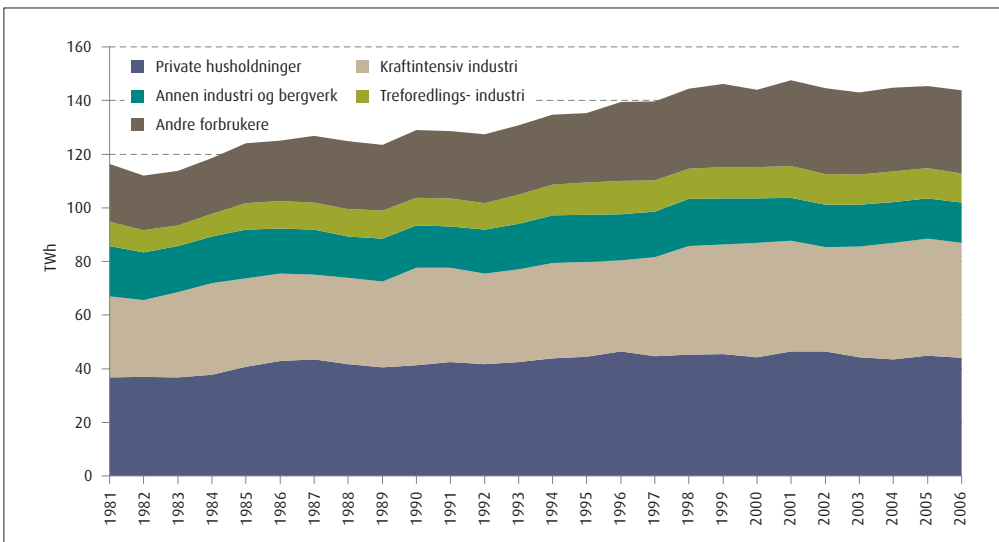
Figur 3.5 viser utviklingen i den stasjonære energibruken fordelt på sektorer. Det er innenfor gruppen «andre forbrukere» den stasjonære energibruken har økt mest i perioden fra 1980

til 2006. Energibruken økte med 47 prosent i sektoren i denne perioden. Også i de andre sektorene har det vært en betydelig vekst i energibruken. Veksten i perioden var henholdsvis 37 prosent i kraftintensiv industri, 19 prosent i treforedlingsindustrien og 19 prosent i husholdningene. Energibruken i annen industri og bergverk ble redusert med 26 prosent.

Figuren viser at den totale stasjonære energibruken økte frem til slutten av 1990-årene. De senere årene har imidlertid forbruket flatet ut, og stabilisert seg på om lag 145 TWh.

I 2006 var energibruken i den kraftintensive industrien på 42,8 TWh, mens treforedling brukte 10,9 TWh. Kraftintensiv industri og treforedlingsindustrien skiller seg fra andre forbrukergrupper ved at forbruket er forholdsvis jevnt over døgnet og over året. Kraftintensiv industri er spesiell også ved at den tar ut kraften fra nettet på høye spenningsnivåer.

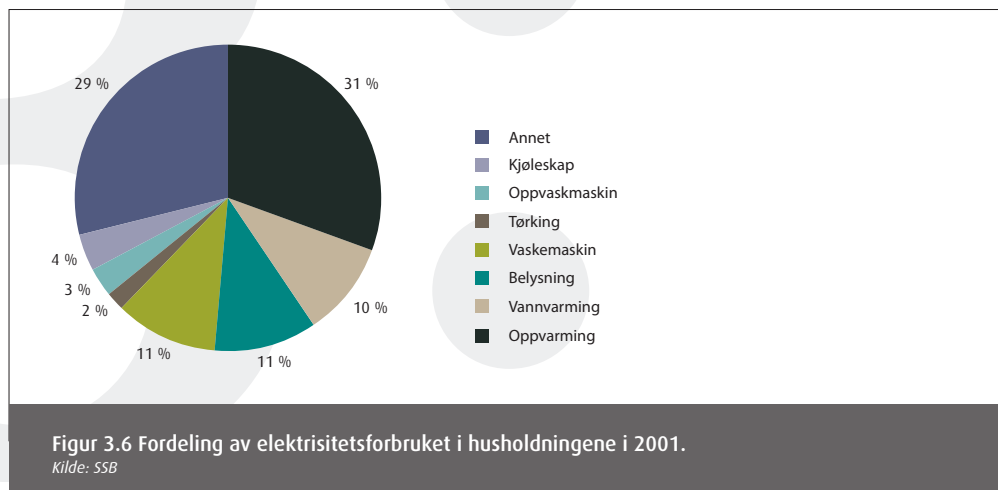
Statkraft SF har kraftkontrakter på myndig-



Figur 3.5 Stasjonær energibruk fordelt på sektorer.

Kilde: SSB





hetsbestemte vilkår med den kraftintensive industrien og treforedlingsindustrien på om lag 8,5 TWh/år. Kraftkontraktene løper i all hovedsak ut ved utgangen av 2010. I tillegg disponerer industrien om lag 4 TWh/år knyttet til avtaler fra 1960-tallet om foregrepet hjemfall, som løper helt frem til 2030. Industriens kraftforbruk dekkes for øvrig i stor grad av produksjon i egne kraftverk, i tillegg til kontrakter med andre kraftleverandører og kjøp av kraft i spotmarkedet.

Husholdningenes energibruk var i 2006 på 44,1 TWh, og har vært tilnærmet stabilt siden midten av 1990-tallet.

Annen industri og bergverk brukte om lag 15 TWh i 2006. I andre næringer var samlet energibruk 31,1 TWh i 2006. I alle sektorene er elektrisitet den dominerende energibæreren.

### 3.1.4 Stasjonær energibruk etter formål

I industri og bergverk var energibruken på om lag 70 TWh i 2006. Av dette utgjorde elektrisitet knappe 50 TWh. Industrien bruker energi i vesentlig grad som en innsatsfaktor i industrielle prosesser. Det foreligger ikke statistikk over formålsfordelingen av industriens energibruk.

Basert på SSBs husholdningsundersøkelser ble det foretatt et studie av fordelingen av energibruken på formål i norske husholdninger i 2001. Samlet forbruk av energi i husholdningene var i 2001 om lag 45 TWh. Anslagsvis 46 prosent av den samlede energibruken i husholdningene gikk til romoppvarming og 8 prosent til oppvarming av tappevann, såkalt termiske formål.

35 TWh av forbruket i husholdningene var elektrisitet. Av dette gikk 41 prosent til termiske formål. Det øvrige forbruket ble brukt til hvitevarer og andre elektriske artikler og kunne bare dekkes av elektrisitet. Figur 3.6 viser elektrisitetsforbruket fordelt på formål i husholdningene.

Forbrukerne kan benytte ulike energibærere til varmemål. Mulighetene for å veksle mellom ulike oppvarmingsmåter er av stor betydning for forsyningssikkerheten i et vannkraftbasert system. For å bytte energibærer på kort sikt er en avhengig av å ha installert flere typer oppvarmingsutstyr, se også kapittel 3.2.

Etter 1970 har det vært en betydelig nedgang i andelen parafin- og oljebrennere i norske husholdninger. Disse har i stor grad

## Eksempler på oppvarmingssystemer

### Elbaserte varmesystemer

I elbaserte varmesystemer omformes elektrisk energi til varme når strøm ledes gjennom en elektrisk motstand, for eksempel en glødetråd. Vanlige elbaserte varmesystemer er panelovner, varmekabler, frittstående vifte- og stråleovner, og elektriske varmtvannsberedere.

### Vannbaserte oppvarmingssystemer

I vannbaserte oppvarmingssystemer benyttes en sentral varmekilde til å varme vann som sirkuleres i et rørsystem (radiatorer, konvektorer eller rørsøyfer i gulv) som avgir varme til omgivelsene. Et vannbasert oppvarmingssystem kan utnytte ulike varmekilder. Mest vanlig er olje, elektrisitet, biomasse, varmepumper og fjernvarme, men også gass, sol og geotermisk varme kan benyttes.

### Luftbaserte oppvarmingssystemer

Det finnes ulike systemer for distribusjon av varme ved hjelp av luft. Varm luft kan sirkuleres gjennom et lukket rørsystem som avgir varme eller varm luft kan blåses direkte inn i rommene. I utgangspunktet kan en rekke varmekilder benyttes til oppvarming av luften i slike systemer, på samme måten som i vannbaserte varmesystemer beskrevet over.

### Punktvarmekilder

Punktvarmekilder, som for eksempel vedovner, peiser og parafinkaminer, er svært utbredt i Norge. Vedovn er den mest utbredte punktvarmekilden.

blitt erstattet med elektrisk oppvarmingsutstyr. SSBs forbruksundersøkelse fra 2006 viser at 98 prosent av husholdningene har utstyr for elektrisitet til oppvarming.

Om lag 35 prosent av husholdningene har bare én oppvarmingskilde. Det er mest vanlig i små boliger eller blokkleiligheter hvor dette gjelder hele 71 prosent. 20 prosent av husholdningene bruker kun elektrisk oppvarming, mens rundt 10 prosent har egen/felles sentralvarme eller fjernvarme. I boliger med to eller flere oppvarmingskilder er en kombinasjon av elektrisitet og ved mest vanlig.

I undersøkelsen oppga rundt 8 prosent av husholdningene at de hadde varmepumpe i 2006, noe som er en fordobling fra 2004. Varmepumper bruker energi i form av elektrisitet, men utnytter varme fra omgivelsene og gir på denne måten mer energi enn de bruker. Dette vil kunne føre til et lavere elektrisitetsforbruk. Varmepumper kan imidlertid også brukes til kjøling om sommeren, noe som kan dempe denne effekten. 25 prosent av hus-

holdningene oppga at de brukte varmepumpen til kjøling. Undersøkelsen konkluderer med at det er vanskelig å si noe om effekt på elektrisitetsforbruket, og at det trengs data for de samme husholdningene over en lengre tidsserie for å kunne gi noe klarere svar.

I følge tidligere undersøkelser<sup>1</sup> utgjorde energibruken til drift av næringsbygg 35 TWh, hvor om lag 85 prosent var elektrisitet. Om lag 18 TWh gikk til oppvarming. Av energibruken til oppvarming utgjorde elektrisitet om lag 12,5 TWh. Fordelingen av energibruken til ulike formål i næringsbygg varierte betydelig mellom ulike bygningskategorier, og også mellom de enkelte bygninger innen samme kategori. For eksempel var andelen energi til romoppvarming vel 5 prosent i dagligvareforretninger, mens for skoler var andelen over 50 prosent. Energi til vifter og pumper varierende fra vel 5 prosent i sykehjem til nær 25 prosent i universiteter og høyskoler.

<sup>1</sup> Enovas statistikk fra bygningsnettverket i 2001

### 3.1.5 Tiltak for å begrense bruk av energi

Virkemidler for å begrense energibruken har vært en del av den norske energipolitikken siden 1970-tallet. Flere tiltak finansieres i dag gjennom Enova, jf. kapittel 3.4.4. Også bestemmelsene i energiloven, plan- og bygningsloven, krav til merking og standarder for elektrisk utstyr, ulike støtteordninger innen andre forvaltningsområder og skatter og avgifter påvirker bruken av energi.

Det er innført et system med informative strømregninger i Norge. Alle kunder med et forventet årlig forbruk på over 8 000 kWh mottar en regning fra nettselskapet hvor det faktiske forbruket faktureres, jf. kapittel 7.2.4. Tidligere betalte man i forhold til et beregnet forbruk. I tillegg skal det framgå hvordan kundens bruk av strøm har utviklet seg i forhold til forrige år. På regningen står det også hvor man kan få rådgivning om energisparing. Formålet er å bevisstgjøre kundene i forhold til strømbruken. Ytterligere tiltak for å bedre forbrukernes stilling er utarbeidet. Dette gjelder blant annet redusert tid for gjennomføring av leverandørskifter og regulering av ventetariffer. Det arbeides i tillegg med innføring av nye strømmålere som etter planen skal være installert innen 2012/2013. Den nye teknologien vil muliggjøre flere kontraktstyper enn det som tilbys i markedet i dag, kunne bidra til økt bevisstgjøring rundt eget strømforbruk og gjøre det enklere for forbrukerne å kontrollere effekten av energisparing.

Statens bygningstekniske etat (BE) forvalter byggeforskriftene. Teknisk forskrift til plan- og bygningsloven regulerer krav til energibruk i bygninger. Nye krav til energibruk og en ny metode for beregning av energibruk i nybygg er under utarbeidelse. Samtidig skal det innføres et opplegg for energimerking av nye bygg og bygg som enten leies ut eller som selges.

Gjennom EØS-avtalen deltar Norge i internasjonalt samarbeid om energimerking av flere forbruksprodukter. I dag er både kjøleskap, fryserer, oppvaskmaskiner, vaskemaskiner, tørketromler og belysningskilder merket. Merkingen skal hjelpe forbrukerne til å velge de mest energieffektive apparatene. Det eksisterer planer om å merke også klimaanlegg, komfyrer og varmtvannsberedere.

Avgifter og avgiftsfritak påvirker pris- og kostnadsforhold mellom ulike energibærere. Dette påvirker igjen energibruken. De viktigste avgiftene er elavgiften, jf. kapittel 2.6, og ulike avgifter på fyringsolje, jf. kapittel 3.3.2.

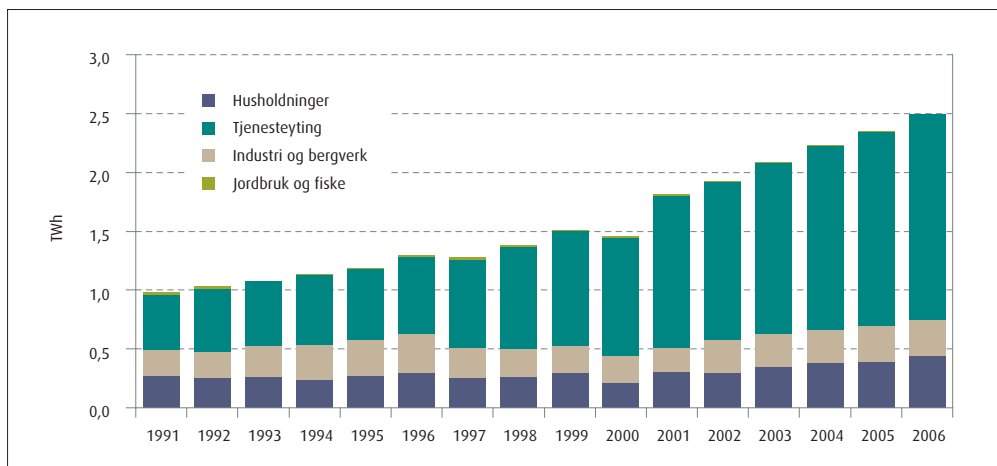
## 3.2 Varmeproduksjon

Energikilder som olje, naturgass og biomasse brukes i Norge vesentlig til å produsere varmeenergi. Energien kan transporteres i rør som fjernvarme eller forbrukes på stedet. Varmeenergien benyttes hovedsakelig i husholdninger, næringsbygg og industri. I husholdninger og næringsbygg benyttes den til oppvarming av bygninger og tapeevann og i industrien til ulike prosesser som krever varme.

Olje og i noen grad naturgass og bioenergi bidrar i dagens situasjon med fleksibilitet i det norske energisystemet, og kan lette tilpasningene i tørrår og ved forbrukstopper. Det er mulig å øke forbruket av disse energikildene både i næringslivet og i husholdningene når dette måtte være påkrevd. I for eksempel anlegg som har kombinerte olje- og elkjeler er det mulig å raskt skifte mellom ulike energibærere.

Forbrukstallene for olje, naturgass og bioenergi som presenteres i de etterfølgende underkapitlene viser tilført energi. Virkningsgraden varierer med ulike energikilder og forbrenningsprosesser.





Figur 3.7 Forbruk av fjernvarme i ulike forbrukergrupper.

Kilde: SSB

### 3.2.1 Fjernvarme

Teknologien for å forsyne varmt vann eller damp til husholdninger, næringsbygg og andre forbrukere fra en sentral varmekilde kalles fjernvarme. Varmetransporten skjer gjennom isolerte rør, og varmen benyttes hovedsakelig til oppvarming av bygninger og tappevann.

Fjernvarmeanlegg kan utnytte energi som ellers ville gått tapt, og som utvinnes fra avfall, kloakk, overskuddsvarme og overskuddsgass fra industrien. Varmt vann eller damp i fjernvarmeanlegg kan også produseres ved hjelp av varmepumper, elektrisitet, gass, olje, flis og kull. Nærmere 40 prosent av nettoleveransen av fjernvarme blir produsert i avfallsforbrenningsanlegg.

Tall for 2006 viser at forbruket av fjernvarme var på 2,5 TWh, jf. figur 3.7. Dette er en økning på 6,2 prosent i forhold til 2005. I 2006 ble drøyt to tredeler av fjernvarmen benyttet innen tjenesteytende sektorer, mens husholdninger sto for om lag 18 prosent og industri 12 prosent.

Fjernvarme er mest utbredt i de store

byene. I 2007 var det i underkant av 50 fjernvarmeverk i drift i Norge. Sammenlignet med andre skandinaviske land utgjør fjernvarme en liten andel av energibruken til oppvarming. Enkelte fjernvarmeanlegg kan også levere kjøling.

Fjernvarmeanlegg er regulert gjennom energiloven, jf. kapittel 4.3.7. Leverandør av fjernvarme fra anlegg med tilknytningsplikt kan ikke ta høyere pris enn prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde.

Myndighetene har siden 1997 gitt støtte til utnytting av bioenergi og andre nye fornybare energikilder til produksjon av varme. Det er Enova som forvalter økonomisk støtte til fjernvarmeanlegg. Se for øvrig kapittel 3.4 om Enova.

### 3.2.2 Olje til stasjonær forbrenning

Det totale forbruket av oljeprodukter til stasjonære formål tilsvarte 10,7 TWh i 2006. Dette er 0,4 TWh mer enn i 2005. Utviklingen de senere årene viser imidlertid at det stasjo-

nære oljeforbruket har avtatt, jf. figur 3.3 og figur 3.8.

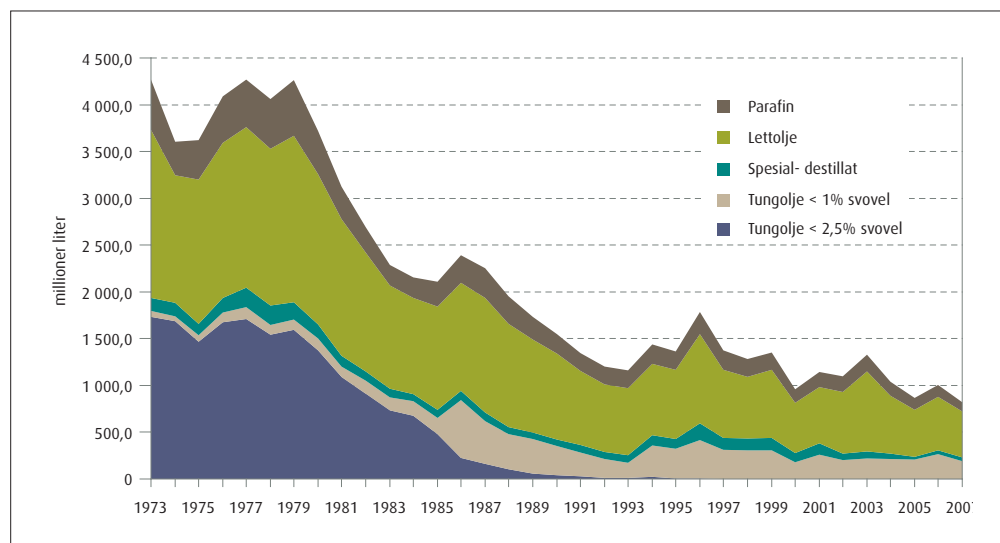
I hovedsak brukes olje til stasjonær forbrenning til oppvarming av bygninger og tappevann, og til produksjon av varme til ulike formål i industrien og annen virksomhet. Industrien brukte i 2006 oljeprodukter til stasjonære formål tilsvarende 5 TWh, hvorav 1 TWh ble brukt i kraftintensiv industri, 1,6 TWh i treforedling og 2,4 i bergverk og annen industri. Husholdninger, tjenesteytende sektorer, bygg og anlegg, og jordbruk og fiske brukte 5,7 TWh til stasjonære formål.

Salget av olje til stasjonær forbrenning fordeler seg på produktene fyringsparafin, lett fyringsolje, spesialdestillat og tungolje. Forskjellen er knyttet til tetthet og svovelinnhold. Figur 3.8 angir utviklingen i forbruk (salg) av fyringsolje til stasjonære formål målt i millioner liter. Som det fremgår av figuren er det bruken av de mest svovelholdige produktene som har hatt størst reduksjon. Svovelinnholdet

det i de fleste oljeproduktene er samtidig sterkt redusert de siste 10 årene.

Fyringsparafin benyttes i hovedsak i kaminer i private hjem. Lett fyringsolje benyttes både i mindre anlegg i private hjem og i større anlegg i næringsbygg og industrien. Det alt vesentlige av forbruket av lett fyringsolje skjer i anlegg tilknyttet vannbåren varme. Tunge fyringsoljer med et høyere svovelinnhold har lavere pris enn lette fyringsoljer, og benyttes i større forbrenningsanlegg med høyere krav til rensing av utslipp. Også disse anleggene bruker oljen til å produsere varmtvann/damp. Virkningsgraden for parafin- og oljefyringsanlegg varierer mellom gamle og nye anlegg. For eksisterende anlegg ligger gjennomsnittlig virkningsgrad på rundt 80 prosent. For nye anlegg kan virkningsgraden komme helt opp mot 95 prosent.

Oljebasert oppvarming er for en stor del knyttet til vannbårne oppvarmingssystemer. Slike systemer legger til rette for å kunne ta i



Figur 3.8 Forbruk (salg) av fyringsolje til stasjonære formål.

Kilde: Norsk petroleumsinstitutt

bruk fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme.

### 3.2.3 Biomasse

Omforming av biomasse ved forbrenning, gjæring eller kjemiske prosesser gir bioenergi. Biomasse omfatter brenselved, avlut<sup>2</sup>, bark og annet treavfall, samt kommunalt avfall fra husholdninger og næringer som brukes i produksjon av fjernvarme. Brensel som gass, olje, pellets og briketter kan fremstilles fra biomasse.

Den registrerte bruken av bioenergi var på om lag 11,5 TWh i 2007. Industrien sto for noe over en tredjedel av dette med 4,6 TWh. De resterende 6,9 TWh er vesentlig brukt i husholdninger. I tillegg kommer biomasse brukt til produksjon av fjernvarme.

Anvendelse og bruksområde for biobrensel avhenger av forhold som tilgang og kvalitet på brenselet og krav til rensing av utslipp. Treforedlings- og trevareindustrien har et stort behov for varme til ulike tørkeprosesser, noe som gjør det mulig å utnytte energien i restprodukter som bark og flis i store forbrenningsanlegg uten videre bearbeiding. Deler av avfallet i større avfallsdeponier kan forbrennes, og forbrenningsvarmen kan utnyttes direkte eller til varmekraftproduksjon. Biobrensel som benyttes i husholdningene og i mindre forbrenningsanlegg krever ofte noe mer bearbeidelse på grunn av transport, lagring og håndtering.

I de senere årene har det vært økt aktivitet innen bearbeidelse og videreforedling av biobrensel. Trepellets og -briketter er godt egnet for lagring, transport og bruk i automatiserte forbrenningsanlegg.

<sup>2</sup> Avlut er et restprodukt fra celluloseproduksjon, og består av tre-masse og lut.

### 3.2.4 Innenlands bruk av naturgass

Innenlands bruk av naturgass i 2007 utgjorde 306 millioner Sm<sup>3</sup>, tilsvarende i underkant av 3,4 TWh tilført energi. Det er 13,2 prosent høyere enn året før. I tillegg ble 1 TWh naturgass omvandlet til andre energibærere i fjernvarme- og kraftvarmeverk. Bruk av propan og butan kommer i tillegg til dette.

Naturgass er tatt i bruk i Norge de ti siste årene og har først og fremst erstattet tyngre fyringsoljer i industrien. Kjemisk industri brukte 1,1 TWh til energiformål i 2007. Metallindustrien brukte 0,7 TWh, mens nærings- og nytelsesmiddelindustrien brukte naturgass tilsvarende 0,4 TWh til energiformål. Husholdninger brukte naturgass tilsvarende 46 GWh i 2007.

Naturgass består for det meste av metan og kan distribueres i rør, eller som CNG eller LNG. Se egen boks på side 45 for nærmere forklaring av disse betegnelsene. Av innenlands forbruk av naturgass i 2007 utgjorde leveranser gjennom rør 60,3 prosent, mens LNG og CNG sto for henholdsvis 36,8 og 2,9 prosent.

Størst bruk av gass finner vi i områdene rundt ilandføringsstedene for naturgass. Det er per i dag fem gassterminaler i Norge; Kårstø, Kollsnes, Tjeldbergodden, Nyhamna og Melkøya.

Gasnor er markedets største leverandør av naturgass innenlands. I 2007 leverte Gasnor om lag 178 millioner Sm<sup>3</sup> naturgass. I Hauge-sundsområdet har Gasnor bygget et rørnett for distribusjon av naturgass. Gasnor har tre produksjonsanlegg for CNG og LNG. LNG distribueres i trailere og en spesialbygd kysttankbåt.

I Stavanger-området har Lyse Gass bygget en høytrykksrørledning fra Kårstø i Nord-Rogaland til Risavika i Sola kommune. Fra Risavika er det lagt et distribusjonssystem som dekker store deler av Jæren-regionen.

## Naturgass

### Naturgass

Naturgass fra norske felt kalles rikgass og består vanligvis av 60–95 prosent metan. Gassen separeres i NGL (Natural Gas Liquids) og metan på ilandføringsstedene. NGL kalles gjerne våtgass og består av etan, propan, butaner, naturbensen og kondensat. En undergruppe av våtgassen er LPG (Liquefied Petroleum Gas). Metan omtales gjerne som tørgass eller naturgass. Propan og butan skipes til kundene, både i Norge og utlandet, med tankbåt, mens tørgassen i all hovedsak sendes til kontinentet gjennom rørledning. Eksporten foregår fra Kårstø og Kollsnes via de store rørledningssystemene Europipe, Statpipe, Zeepipe og Frangepipe. Distribusjon av gass i rør er forbundet med høye investeringskostnader. Jo større volum som transporteres gjennom et rørsystem, jo lavere blir kostnaden per enhet transportert gass.

CNG (Compressed Natural Gas) er naturgass som lagres med et trykk på 250 til 300 bar (250–300 ganger atmosfærisk trykk). CNG er en form som passer for distribusjon av relativt små gassmengder over korte avstander. Transporten kan skje med bil eller båt. LNG (Liquefied Natural Gas) er gass kjølt ned til minus 162 °C slik at den blir fly-

tende og deretter lagret i isolerte tanker ved atmosfærisk trykk. Energiinnholdet i 1 kubikk LNG er mer enn 600 ganger så høyt som 1 kubikk naturgass i gassform. Fordi LNG har høyere energitetthet enn CNG, vil transport av LNG over lengre avstander med bil, båt eller tog ha lavere kostnader enn CNG. LNG kan lagres eller regassifiseres og transporteres videre til sluttbruker som CNG eller gjennom gassrør.

### Liquefied Petroleum Gas (LPG)

LPG består av en blanding av propan og butan. LPG er flytende ved moderat trykk og temperatur. LPG utgjør en del av våtgassdelen av naturgass, eller produseres som et produkt i raffineringen av råolje. Det er lettere å lagre og transportere propan enn naturgass. LPG kan brukes av industrien til oppvarmings- og prosessformål eller av private kunder til oppvarming av både bolig og tappevann.

Miljøregnskapene til LPG kan sammenlignes med de for naturgass, men LPG har om lag 10 prosent høyere utslipp av CO<sub>2</sub>.

Kilde: Norsk Petroleumsinstitutt

Naturgass blir brukt som drivstoff i busser i flere byer. Størst er omfanget i Bergensregionen hvor om lag 80 busser bruker naturgass. Naturgass blir også brukt i forsyningskip til oljeinstallasjoner i Nordsjøen og i bilferger. På Tjeldbergodden ble 503 000 tonn rikgass brukt til produksjon av 855 000 tonn metanol i 2006. Det ble også produsert 15 200 tonn LNG årlig på Tjeldbergodden. Dette tilsvarer i underkant av 21 millioner Sm<sup>3</sup> naturgass.

Flere mindre naturgasselskaper er etablert de senere år, blant annet i tilknytning til de nye ilandføringsstedene og etablering av nye LNG-mottaksterminaler. Ved årsskiftet 2005–2006 var det om lag 20 LNG-mottaksterminaler i drift i Norge, og flere nye er under bygging og planlegging.

## 3.3 Miljøvirkninger knyttet til bruk av energi

På grunn av den utstrakte bruken av vannkraftbasert elektrisitet er det lave utslipp til luft fra stasjonær energibruk i Norge. Miljøvirkninger ved stasjonær bruk av energi er stort sett knyttet til forbrenning av energivarer. I tillegg til utslipp til luft fra stasjonær forbrenning, kommer utslipp til luft fra mobil forbrenning og prosessutslipp.

Stasjonær forbrenning har i hovedsak vært direktefyrte ovner der energivarer blir forbrent for å skaffe varme til en industriprosess, fyrkjeler der energivarere blir brukt til å varme opp vann til damp, og småovner der olje eller ved forbrennes til oppvarming av

bolig. Etter 2007 vil produksjon fra gasskraftverk også kunne gi utslipp av klimagasser. Dette vil avhenge av hvor mye gasskraftverket produserer i løpet av et år. Reduksjon av utslipp fra gasskraftverk ved hjelp av CO<sub>2</sub>-håndtering er gitt i kapittel 3.3.3.

Inngrepsrelaterte miljøkonsekvenser ved utbygging av vannkraft og vindkraft omtales i kapittel 2, og miljøkonsekvenser ved utbygging av kraftlinjer er omtalt i kapittel 6.

### 3.3.1 Utslipp til luft fra stasjonær forbrenning

Utslippene fra stasjonær forbrenning kommer fra mange ulike energikilder i mange ulike anvendelser. For eksempel benyttes søppel, fyringsolje, biomasse og gass i fjernvarmeanlegg. I industrien brukes tungolje, fyringsolje, naturgass, kull og koks, mens blant annet treforedling bruker mye treavfall og avlut i sin virksomhet.

De viktigste energibærerne som blir benyttet til oppvarmingsformål ved siden av elektrisitet er biomasse (ved, treavfall og avlut) og ulike typer fyringsolje.

Forbrenning av biomasse gir utslipp av polysykliske aromatiske hydrokarboner (PAH), partikler (PM), nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>), karbonmonoksid (CO) og benzen. Med biomasse menes primært ved, treavfall, bark og avlut, samt kommunalt avfall fra husholdninger og næringer som brukes i produksjon av fjernvarme. Hvor mye som slippes ut, og skadevirkningene av utslippet, avhenger av flere faktorer. De viktigste faktorene er om brenslet er vått eller tørt, type ovn, og om man fyrer med mye eller lite trekk.

Siden 2005 har det blitt gjennomført kvartalsvise spørreundersøkelser om vedforbruk, ildstedstype og alder på ildsted, rettet mot husholdningene, se figur 3.9. Spørreundersøkelsen viser at 38 prosent av veden brennes i rentbren-

nede ovner (ovner produsert etter 1998). Dette er en økning på 20 prosentpoeng siden 2002. Nye ovner har høyere virkningsgrad enn de gamle. Det vil si at vi får mer varme ut av hver kilo ved. Omfanget av vedfyring varierer stort mellom fylkene, fra under 100 kg per innbygger i Oslo til over 500 kg i Nord-Trøndelag, Hedmark og Oppland. I gjennomsnitt brant nordmenn 300 kg ved hver i 2006.

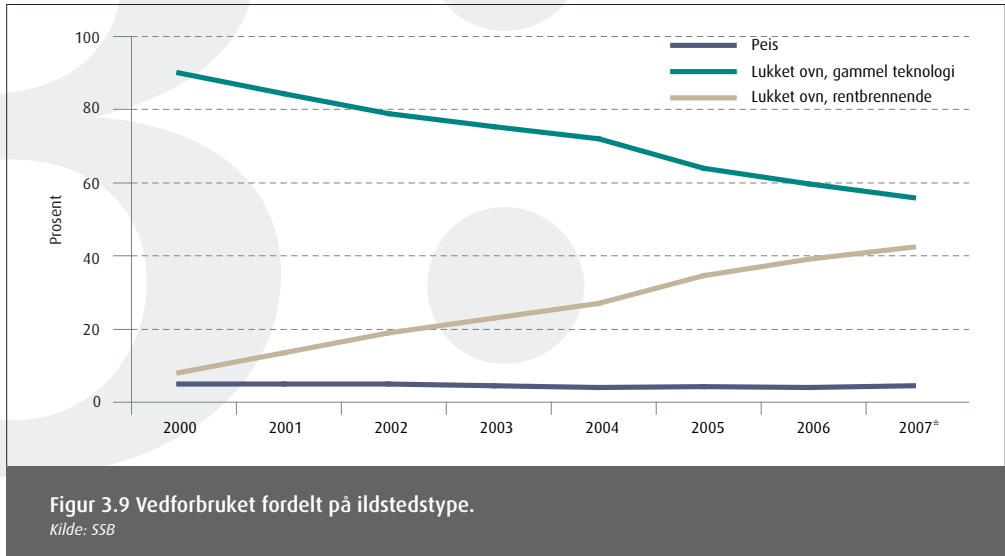
Oljefyring gir utslipp av svoveldioksid (SO<sub>2</sub>), karbondioksid (CO<sub>2</sub>), nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>), samt noe svevestøv/partikler (PM). Utslipp fra oljefyring er avhengig av hvilke teknologier og brensler som benyttes. Størrelse og alder på fyrkjelen og kvalitet på brenselet er viktige faktorer.

Fyringsolje stod for om lag 7 prosent av de totale CO<sub>2</sub>-utslippene i 2006. Utslippene av svoveldioksid i 2007 var 6 prosent lavere enn året før. Nedgangen skyldes først og fremst reduserte utslipp fra fyring med olje og annen stasjonær forbrenning, men utslippene fra industriprosesser gikk også ned. Dette fremgår av de foreløpige beregningene gjort av Statistisk sentralbyrå (SSB) og Statens forurensningstilsyn (SFT) juni 2008. Fra 1990 er utslipp av SO<sub>2</sub> fra stasjonær forbrenning redusert 55 prosent. Nedgangen kan tilskrives lavere svovelinnhold i oljeprodukter, og lavere forbruk av olje. Tall fra utslippsregnskapet til Statistisk sentralbyrå og Statens forurensningstilsyn viser at totalt 54 600 tonn svevestøv (PM10) ble sluppet ut i 2006. Av dette stammet 62 prosent, eller 33 700 tonn fra vedfyring (inkludert vedfyring i fritidsboliger).

De totale klimagassutslippene fra fyring og annen stasjonær forbrenning var på knappe 2 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2007, og har vært på omtrent samme nivå siden 1990, jf. figur 3.10. Dette tilsvarte i 2007 om lag 3 prosent av Norges totale klimagassutslipp.

Tabell 3.1 viser de totale utslippene av CO<sub>2</sub>,

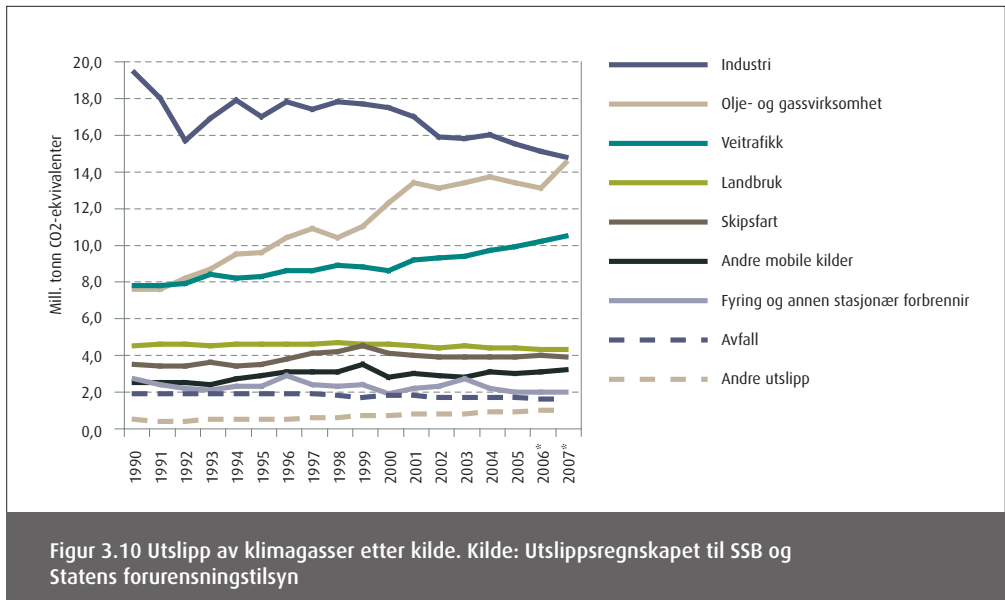




NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub> i 2006 fordelt på de tre viktigste utslippskildene mobil forbrenning, prosessutslipp og stasjonær forbrenning. Statistikken for stasjonær forbrenning inkluderer, i motsetning til energistatistikken for øvrig, utslip-

pene fra olje- og gassvirksomheten på kontinentalsokkelen.

Norge har påtatt seg flere internasjonale forpliktelser for å redusere utslippene av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, nmVOC og SO<sub>2</sub>.



**Tabell 3-1 Utslipp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub> i 2006.**

Kilde: SSB

	CO <sub>2</sub> 1000 tonn	SO <sub>2</sub> tonn	NO <sub>x</sub> tonn
Utslipp til luft	43278	20939	190755
Stasjonær forbrenning	19140	5772	54178
Prosessutslipp	7610	10863	8400
Mobil forbrenning	16527	4304	128177

Global klimaforurensning er internasjonalt regulert under FN's Klimakonvensjon. Norges forpliktelse i henhold til Kyoto-protokollen medfører at utslippene i gjennomsnitt for årene 2008-2012 ikke må øke med mer enn 1 prosent i forhold til utslippsnivået i 1990. I forhold til dagens nivå innebærer dette en reduksjon på om lag 8 prosent. Denne forpliktelsen kan innfris gjennom reduksjoner nasjonalt, og i andre land ved bruk av Kyoto-mekanismene (internasjonal kvotehandling, den grønne utviklingsmekanismen og felles gjennomføring). En nærmere omtale av dette er gitt i St. meld. nr. 34 (2006–2007) Norsk klimapolitikk.

Utslipp som gir regionale miljøkonsekvenser er regulert i ulike protokoller under Konvensjonen for langtransportert luftforurensning (LRTAP-konvensjonen fra 1979). Sammen med USA, Canada og andre europeiske land, undertegnet Norge i 1999 Gøteborgprotokollen som søker å løse miljøproblemer forsurening, overgjødning og bakkenær ozon. Gøteborgprotokollen trådte i kraft 17. mai 2005, og er foreløpig siste protokoll under LRTAP-konvensjonen. En nærmere omtale av protokollen er gitt i St. mld. nr. 26 Regjeringens miljøpolitikk og rikets miljøtilstand.

### 3.3.2 Virkemidler for å begrense utslipp av forurensende stoffer og klimagasser

Det er satt i verk omfattende tiltak for å begrense utslippene av forurensende stoffer og klimagasser. I dag er om lag 68 prosent av CO<sub>2</sub>-utslippene avgiftsbelagt. Det er CO<sub>2</sub>-avgift på bruk av mineralolje (blant annet fyringsparafin, tung og lett fyringsolje, autodiesel), bensin og koks. De ulike mineralske produktene har imidlertid forskjellige avgiftsatser. I 2008 er CO<sub>2</sub>-avgiften på mineralolje 0,55 kroner pr. liter, noe som tilsvarer henholdsvis 207 kr per tonn CO<sub>2</sub> for lett fyringsolje, og 175 kr per tonn CO<sub>2</sub> for tunge fyringsoljer. CO<sub>2</sub>-avgiften på innenlands bruk av naturgass i 2007 var 0,47 kroner pr. Sm<sup>3</sup> for naturgass og 0,60 kroner pr. kg for LPG. Dette tilsvarer om lag 200 kr per tonn CO<sub>2</sub>.

For å redusere klimagassutslippene er det i tillegg til CO<sub>2</sub>-avgiften innført et nasjonalt kvotesystem for handel med CO<sub>2</sub>-kvoter. Formålet med loven er å begrense utslippene av klimagasser på en kostnadseffektiv måte gjennom et system med kvoteplikt for utslipp av CO<sub>2</sub> og fritt omsettelige utslippskvoter. Fra 2008 omfatter det norske kvotesystemet utslipp av CO<sub>2</sub> som får obligatorisk kvoteplikt i henhold til EUs kvotedirektiv, jf. Ot.prp. nr. 66 (2006–2007) Om lov om endringer i klimakvoteloven m.m. Det norske kvotesystemet blir tilknyttet EUs kvotesystem og kvotedirektivet har blitt tatt inn i EØS-avtalen. Det

norske kvotehandelssystemet er dermed utvidet sammenlignet med kvotesystemet som gjaldt for perioden 2005–2007. Det utvidede kvotesystemet innebærer at utslippskilder som i dag er ilagt CO<sub>2</sub>-avgift, blir ilagt kvoteplikt. Det dreier seg om bruk av mineralolje i treforedlingsindustrien og i energianlegg over 20 MW, samt utslipp i olje- og gasssektoren. For en nærmere omtale av CO<sub>2</sub>-avgiften vises det til i St.prp. nr. 1 (2008–2009) Skatte-, avgifts- og tollvedtak.

Svovelavgiften på mineralske produkter ble innført i 1970. Avgiften er miljømessig begrunnet og skal bidra til å redusere utslippene av svovel. Avgiftsplikten omfatter mineralolje. Som mineralolje anses bl.a. parafin, fyringsparafin, gassolje, dieselolje og fyringsolje. I 2007 var svovelavgiften 7 øre pr. liter mineralolje for hver påbegynt 0,25 prosent vektandel svovel i olje som inneholder over 0,05 prosent vektandel svovel. Dette svarer til om lag 17 kroner per kg SO<sub>2</sub>. Det ilegges ikke avgift for olje som inneholder 0,05 prosent vektandel svovel eller mindre. Denne ordningen har ført til at flere produktgrupper har fått redusert sitt svovelinhold til under 0,05 prosent vektandel, og er dermed blitt fritatt for avgift. Svovelavgiften kan også refunderes helt eller delvis ved dokumentert rensing.

NO<sub>x</sub>-utslipp avhenger i stor grad av forbrenningsteknologi og brensel. Store utslippskilder må ha utslippstillatelse etter forurensingsloven. Stortinget vedtok høsten 2006 å innføre en avgift på utslipp av NO<sub>x</sub> fra 1. januar 2007. Avgiften er på 15 kroner per kilo utslipp av NO<sub>x</sub>. Den omfatter skip, fiskefartøy, luftfart og dieseldrevet jernbane, samt motorer, kjeler og turbiner i energianlegg i industrien. Bare store enheter (definert som en kapasitet på mer enn 10 MW for fyrkjeler) omfattes av avgiften. Det er etablert et avgiftsfritak for avgiftspliktige virksomheter som inngår avtale med staten om konkrete mål om NO<sub>x</sub>-reduksjoner.

Utslipp av partikler kan reduseres ved at avgassene renses. Det er per i dag kun større forbrenningsanlegg som har pålegg etter forurensingsloven om å rense utslipp av PM<sub>10</sub>.

Utslipp fra mindre fyringsanlegg er ikke pålagt krav om rensing, men kan i henhold til forskrift om lokal luftkvalitet bli gjort økonomisk ansvarlig i henhold til sin andel av bidraget til dårlig luftkvalitet. Det er i dag krav om at alle nyinstallasjoner av vedovner i bolighus skal være rentbrennende. Problemet knyttet til høye partikkelkonsentrasjoner er størst i byene.

### 3.3.3 Nærmere om CO<sub>2</sub>-håndtering som tiltak for å redusere klimagassutslipp

Kraftproduksjon og annen bruk av fossil energi er den største kilden til utslipp av klimagasser globalt. Utvikling av teknologi for fangst og lagring av CO<sub>2</sub> i olje-/gassreservoarer og geologiske formasjoner, særlig fra kullkraftverk, peker seg ut som ett viktig tiltak for å redusere globale utslipp, og har i mange år vært gjenstand for stor internasjonal oppmerksomhet. Det foreligger planer for CO<sub>2</sub>-håndteringsprosjekter av ulik form og skala i både Norge, EU, USA og Japan. Det internasjonale energibyrået hevder i sin rapport, "Energy Technology Perspectives" (2008), at lagring av CO<sub>2</sub> kan utgjøre mellom 10–19 prosent av utslippsreduksjonene i 2025. Teknologi for fangst og lagring av CO<sub>2</sub> er imidlertid relativt umoden og det er ikke erfaring med fangst av CO<sub>2</sub> fra store kull- og gasskraftverk. Norsk forskning og utvikling har gjennom flere år ligget langt fremme på dette området, og staten har gitt høy prioritet til arbeidet med å etablere fangst og lagring av CO<sub>2</sub> som et akseptabelt og attraktivt klimatiltak.

## Ulike metoder for fjerning av CO<sub>2</sub>

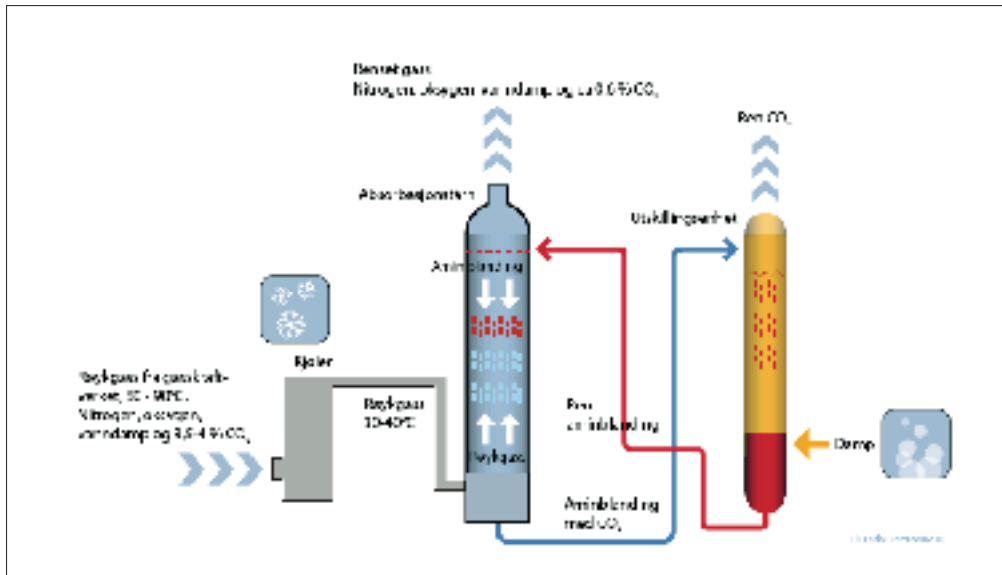
CO<sub>2</sub> kan fjernes på tre prinsipielt forskjellige måter: CO<sub>2</sub> fanges etter forbrenning i kraftverket (post-combustion, illustrert i figur 3.11); CO<sub>2</sub> fanges før forbrenning i kraftverket (pre-combustion); eller naturgassen brenner i gassturbinen med rent oksygen (oxy-fuel). Post-combustion er den metoden som er enklest å ta i bruk siden fangstanlegget kan benyttes uavhengig av kraftverket. Et post-combustion fangstanlegg tar stor plass; et fangstanlegg for et gasskraftverk på 420 MW vil dekke 10–12.000 m<sup>2</sup>. Pre-combustion metoden reformerer naturgassen eller kullet til en såkalt syntesegass som består av karbonmonoksid og hydrogen. CO omdannes så til CO<sub>2</sub> ved hjelp av

damp og varme som fanges ved absorpsjon, mens hydrogenet forbrennes i gassturbinen. Et slikt anlegg vil kunne være både mindre og billigere enn det forrige, men brenning av hydrogen ved høy temperatur er samtidig utfordrende. Metoden er aktuell når operatøren vil produsere både kraft og hydrogen til for eksempel transportformål. Den tredje metoden, oxy-fuel, separerer oksygen fra lufta som blandes med naturgassen i gassturbinene. Det gir en nesten ren forbrenning, der eksosgassen er CO<sub>2</sub> og vann. En slik prosess er imidlertid energikrevende og kostbar. Oxy-fuel anses dessuten å være en lite moden teknologi som ikke er klar for markedet på flere år.

### Fangst, transport og lagring av CO<sub>2</sub>

Vi bruker begrepet CO<sub>2</sub>-fangst fordi CO<sub>2</sub> tas ut av eksosgassen eller brenselet og lagres. CO<sub>2</sub> kan fjernes på tre prinsipielt forskjellige

måter, se boks 3. 1. I alle tilfeller er fangst av CO<sub>2</sub> energikrevende. FNs klimapanel anslår i sin rapport «Carbon Dioxide Capture and Storage» (2005), at dersom 90 prosent av CO<sub>2</sub>



Figur 3.11 Illustrasjon av post-combustion. Kilde: Gassnova

fra et kraftverk fanges, vil elektrisitetsforbruket øke med 11–40 prosent avhengig av teknologi og brensel. Samtidig vil kostnadene ved kraftproduksjon med CO<sub>2</sub>-håndtering øke med anslagsvis 20–85 prosent. Klimarapporten hevder imidlertid at dersom nivået på forskning og utvikling opprettholdes, vil kostnadene ved fangst av CO<sub>2</sub> kunne reduseres med 20–30 prosent de neste 10 årene. Norges prosjekter kan derfor bidra til teknologiutvikling som kan resultere i mer energi- og kostnadseffektive anlegg.

Etter at den er fanget må CO<sub>2</sub> fraktes fra CO<sub>2</sub>-kilden til en geologisk struktur for lagring. Transporten kan skje enten i rør eller med skip. Hvilken transportmetode som er hensiktsmessig vil være avhengig av behov og omstendigheter i det enkelte tilfelle, herunder antall utslippskilder, størrelsen på utslippene fra hver kilde, avstand fra kilde til lagringsplass og CO<sub>2</sub>-volum som skal fraktes. Rørtransport vurderes imidlertid som det enkleste alternativet, med klare skalafordeler.

Norge har lang erfaring med lagring av CO<sub>2</sub> i geologiske strukturer. Siden 1996 er 1 mill. tonn CO<sub>2</sub> årlig blitt utskilt fra gassproduksjonen på Sleipner Vest i Nordsjøen og lagret i Utsira, en geologisk formasjon på 1000 meters dyp. I forbindelse med LNG-produksjonen (Liquified Natural Gas) på Melkøya i Hammerfest ble det begynt med CO<sub>2</sub>-lagring våren 2008. Planen er at 700 000 tonn CO<sub>2</sub> i året skal skilles ut og lagres i et reservoar 2600 meter under havbunnen. Det tekniske potensialet for lagring av CO<sub>2</sub> i geologiske formasjoner er stort verden over, både produserende olje- og gassfelt, gamle olje- og gassfelt og andre formasjoner er aktuelle. Lagring i forlatte reservoarer anses som en god løsning da disse strukturene med stor grad av sannsynlighet er tette etter som de har holdt på gass og olje gjennom millioner av år. Også andre formasjoner anses som sikre lagre for CO<sub>2</sub>; det internasjonale SACS-

prosjektet (Saline Aquifer CO<sub>2</sub> Storage) dokumenterte blant annet at CO<sub>2</sub> fra Sleipner-feltet som blir pumpet ned i den enorme Utsira-formasjonen ikke lekker ut. I det hele tatt anses sannsynligheten for lekkasje fra geologisk lagring å være liten. IPCC-rapporten fremholder at dersom lagringen utføres på en forsvarlig måte er det *svært sannsynlig* (dvs. med 90–99 prosent sannsynlighet) at mer enn 99 prosent av lagret CO<sub>2</sub> fortsatt er på plass etter hundre år. Etter 1000 år er det sannsynlig (med 66–90 prosent sannsynlighet) at mer enn 90 prosent fortsatt er på plass.

### CO<sub>2</sub>-håndteringsprosjekter

Regjeringen har iverksatt flere prosjekter for å realisere fangst, transport og lagring av CO<sub>2</sub> i Norge: Ett CO<sub>2</sub>-håndteringsprosjekt ved kraftvarmeverket på Mongstad, ett ved gasskraftverket på Kårstø, samt arbeid med å utrede løsninger for CO<sub>2</sub>-transport og -lagring.

I 2006 inngikk staten og StatoilHydro en avtale om utvikling av CO<sub>2</sub>-håndtering på Mongstad i to steg: Testsenter for fangst av CO<sub>2</sub> (TCM) med oppstart rundt 2011, og fullskala CO<sub>2</sub>-håndtering (fangst, transport og lagring) innen utløpet av 2014. Målet med testsenteret for CO<sub>2</sub>-fangst er å utvikle og teste ny CO<sub>2</sub>-håndteringsteknologi som vil kunne redusere kostnader og risiko forbundet med bygg og drift av fullskala anlegg for CO<sub>2</sub>-fangst og samtidig bidra til bred anvendelse av slik teknologi. Resultatene fra arbeidet i TCM vil kunne få internasjonal betydning for framtidige fangstanlegg. Statens deltakelse i testsenteret for CO<sub>2</sub>-fangst på Mongstad ble godkjent av EFTAs overvåkningsorgan (ESA) sommeren 2008.

I neste steg skal staten og StatoilHydro samarbeide om fullskala CO<sub>2</sub>-håndtering på Mongstad. StatoilHydro har videre forpliktet seg til å utvikle en overordnet plan for fremtidig fangst av CO<sub>2</sub> på Mongstad. Det er ventet





at gjennomføringen av CO<sub>2</sub>-håndteringen på Mongstad vil på sikt sikre en betydelig reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp fra Norges største utslipp-skilde. Det vil dessuten skape en arena for målrettet testing og utvikling av teknologi for CO<sub>2</sub>-fangst, og samtidig bidra til å skape et styrket leverandørmarked.

Regjeringen har også besluttet å bygge et fullskala fangstanlegg for CO<sub>2</sub> i tilknytning til gasskraftverket på Kårstø. Anlegget skal fange om lag 1 mill. tonn CO<sub>2</sub> som deretter transporteres for trygg lagring i geologiske formasjoner under havbunnen. Grunnlag for investeringsbeslutning skal etter planen fremlegges for Olje- og energidepartementet høsten 2009. Frem mot dette skal det foretas grunnleggende tekniske strategivalg og kvalifisering av teknologi. Et fangstanlegg på Kårstø vil bli ti ganger større enn det største tilsvarende anlegg som finnes i verden i dag.

Staten har også ansvar for etablering av en transport- og lagringsløsning for CO<sub>2</sub> fra Mongstad og Kårstø. Olje- og energidepartementet har derfor initiert et prosjekt som skal vurdere mulige transport- og disponeringsløsninger for CO<sub>2</sub> fra Mongstad og andre mulige utslippkilder med hensyn til lagring og injeksjonsvolum. Gassnova, i samarbeid med Gassco og Oljedirektoratet, arbeider blant annet med å kartlegge alternativene for transport og lagring av CO<sub>2</sub> fra Kårstø og Mongstad. I 2008 blir det blant annet foretatt seismiske undersøkelser og studier av lagrenes egnethet.

For en oversikt over Norges deltakelse i internasjonalt samarbeid om CO<sub>2</sub>-fangst og lagring, se kap 8.

### 3.4 Nærmere om Enova SF og forvaltningen av Energifondet

---

Enova ble opprettet ved kongelig resolusjon av 1. juni 2001 med virkning fra 22. juni 2001. Den kongelige resolusjonen hadde sin bakgrunn i at Stortinget 5. april 2001 sluttet seg til Regjeringens forslag til ny finansieringsmodell og omorganisering av arbeidet med omlegging av energibruk og energiproduksjon, jf. St.meld. nr. 29 (1998 – 1999) Om energipolitikken. Stortinget uttrykte i behandlingen av meldingen et ønske om mer effektiv forvaltning av midlene og mer målbare resultater enn tidligere. Det resulterte i en endring av energiloven, Ot.prp. nr 35 (2000–2001), hvor Olje- og energidepartementet opprettet et energifond og en ny statlig virksomhet (Enova) som skal forvalte midlene.

Fra og med 1. januar 2002 ble ansvaret for tildeling av støttemidler til ny fornybar energiproduksjon flyttet fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) til Enova. Samtidig avvirket man nettselskapenes lovpålagte enøkvisdomhet og la ansvaret for en landsdekkende informasjons- og rådgivningstjeneste til Enova.

Enovas oppdrag er spesifisert i en avtale mellom Olje- og energidepartementet og Enova SF. Avtalen definerer målene for virksomheten, pålagte oppgaver, krav til systemer og krav til rapportering. Gjeldende avtale gjelder for perioden 1. juni 2008 til 31. desember 2011.

Olje- og energidepartementet vektlegger at Enova selv skal finne praktiske løsninger og forvalte midlene på en måte som sikrer at de energipolitiske målene blir nådd på en mest mulig kostnadseffektiv måte.

Energifondet blir i dag tilført midler fra et påslag på nettariften på 1 øre/kWh og fra



avkastningen på grunnfond for fornybar energi og energieffektivisering (Grunnfondet). Grunnfondet ble etablert i 2007 med et innskudd på 10 milliarder kroner. I tillegg i 2008 kommer en tilsagnsfullmakt på 400 millioner kroner og en bevilgning over Statsbudsjettet på 200 millioner kroner. Totale inntekter til Energifondet i 2008 er med dette om lag 1 450 millioner kroner.

Ved siden av Energifondet har Enova siden 2004 forvaltet tilskuddsmidler til bygging av naturgassinfrastruktur. Tilskuddene er utformet som såkalte PSO-kontrakter (Public Service Obligations) eller offentlige tjenesteforpliktelser. Midlene bevilges over Statsbudsjettet. I 2007 ble det inngått kontrakter for fire prosjekter som samlet kan gi grunnlag for en gassomsetning tilsvarende 970 GWh per år når anleggene er i full drift. Det ble disponert til sammen 57 millioner kroner, noe som utgjorde hele den disponible rammen.

### 3.4.1 Mål for Enovas virksomhet

Målene i avtalen mellom Olje- og energidepartementet og Enova for forvaltningen av Energifondet er fastsatt slik:

Fondsmidlene skal bidra til økt fornybar varme- og kraftproduksjon og energisparing som samlet tilsvarer minimum 18 TWh innen utgangen av 2011. Bruken av fondsmidlene skal vurderes innenfor et langsiktig perspektiv med et arbeidsmål på 40 TWh innen utgangen av 2020. Innen utgangen av 2010 skal:

- minimum 3 TWh være økt produksjon av vindkraft og
- minimum 4 TWh være økt tilgang på vannbåren varme basert på nye fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme.

Basert på denne målstrukturen har Enova innrettet sin virksomhet mot hovedområdene

energibruk og -produksjon. Innenfor energibruk ligger områdene bolig, bygg og anlegg, industri og husholdninger, og barn og unge, mens innenfor energiproduksjon ligger områdene varme, naturgass, fornybar kraft og ny teknologi. I tillegg til dette er Enova ansvarlig for å forvalte deltakelsen i EU-programmet «Intelligent Energy – Europe» for Olje- og energidepartementet.

### 3.4.2 Varme

Enova jobber for etablering av nye varmesentraler, distribusjonssystemer for varme og stabile leveranser av biobrensel. Enova gir økonomisk støtte til prosjekter innen utbygging av varmesentraler og distribusjonssystemer.

I 2007 fikk Enova utført en studie av potensialet for forventet utbygging av fjernvarme og biobaserte lokale varmesentraler fram til 2020 (Xrgia). Gitt at en fremover utstyres alle nye bygg med vannbåren varme kan det være mulig å etablere 7,5 TWh fornybar varme innen 2020 uten bruk av offentlig støtte. Med utgangspunkt i denne rapporten har Enova utviklet tre nye støtteprogram for varme; etablering av lokale energisentraler, utbygging av ny fjernvarme og utbygging av infrastruktur for fjernvarme. Disse programmene skal søke å utløse potensialet som ble kartlagt i potensialstudien.

### 3.4.3 Vindkraft

Vindkraft er den av de nye fornybare energikildene som det satses mest på og som er nærmest kommersiell lønnsomhet. Det viktigste virkemidlet for å stimulere vindkraftutbyggingen er investeringsstøtte. Investeringsstøtte til vindkraftanlegg forutsetter at anleggene har endelig konsesjon. Støtten fra Enova tildeles etter søknad fra utbygger og en individuell lønnsomhetsvurdering av prosjektet.

### 3.4.4 Energisparing

Av energieresultatet i 2007 utgjør energisparing 1,2 TWh, hvorav 814 GWh er generert gjennom Enovas industriprogram og 365 GWh gjennom bolig-, bygg og anleggsprogrammet.

Enovas arbeid med energisparetiltak og energieffektivisering er både knyttet til informasjons- og rådgivningsvirksomhet og til ordinære støttetiltak innenfor sentrale bransjer hvor potensialet og motivasjonen for energieffektiviseringstiltak er stor. Støtte fra Enova forplikter støttemottakerne til å gjennomføre aktiviteter (analyser, kartlegging av sparepotensial osv.) eller å introdusere nye effektive energiteknologier.

Mer informasjon om prosjektene finnes på hjemmesiden til Enova på [www.enova.no](http://www.enova.no). Enova har opprettet et eget grønt nummer, 800 49 003, hvor man kan få gratis informasjon om energisparing og energibruk.

### 3.4.5 Resultater fra Enovas arbeid

Enova rapporterer resultater fra tildeling av støttemidler til prosjekter i form av kontraktsfestede eller realiserte energieresultater. Resultatene fremkommer ved å legge sammen energimengdene i kontraktene Enova tegner med aktørene som er tildelt midler til sine prosjekt. Prosjektene som inngår i resultatrapporteringen er derfor ikke nødvendigvis ferdigstilte i løpet av det året de rapporteres inn. Flere av prosjektene er av en slik størrelse at de gjennomføres over flere år.

Enova har siden starten i 2001 bidratt med støtte til prosjekter som er kontraktfestet til 10,1 TWh. Energieffektivisering i bygg og industri står for om lag 50 prosent av resultatene så langt. Resultatet for 2007 ble 2,4 TWh i spart og produsert ny fornybar energi. Resultatene fordeles på markedsområdene som vist i tabell 3.2.

**Tabell 3-2 Enovas kontraktsfestede energieresultater (korrigert for sluttrapportert resultat) fordelt på områder.**

*Kilde: Enova*

Områder	Energieresultater 2001–2007. GWh.
Vindkraft	1 553
Fornybar varmeenergi	2 552
Biobrenselforedling	978
Bygg, bolig og anlegg	2 064
Industri	2 835
Ny teknologi	80
Husholdning	10
<b>SUM</b>	<b>10 072</b>