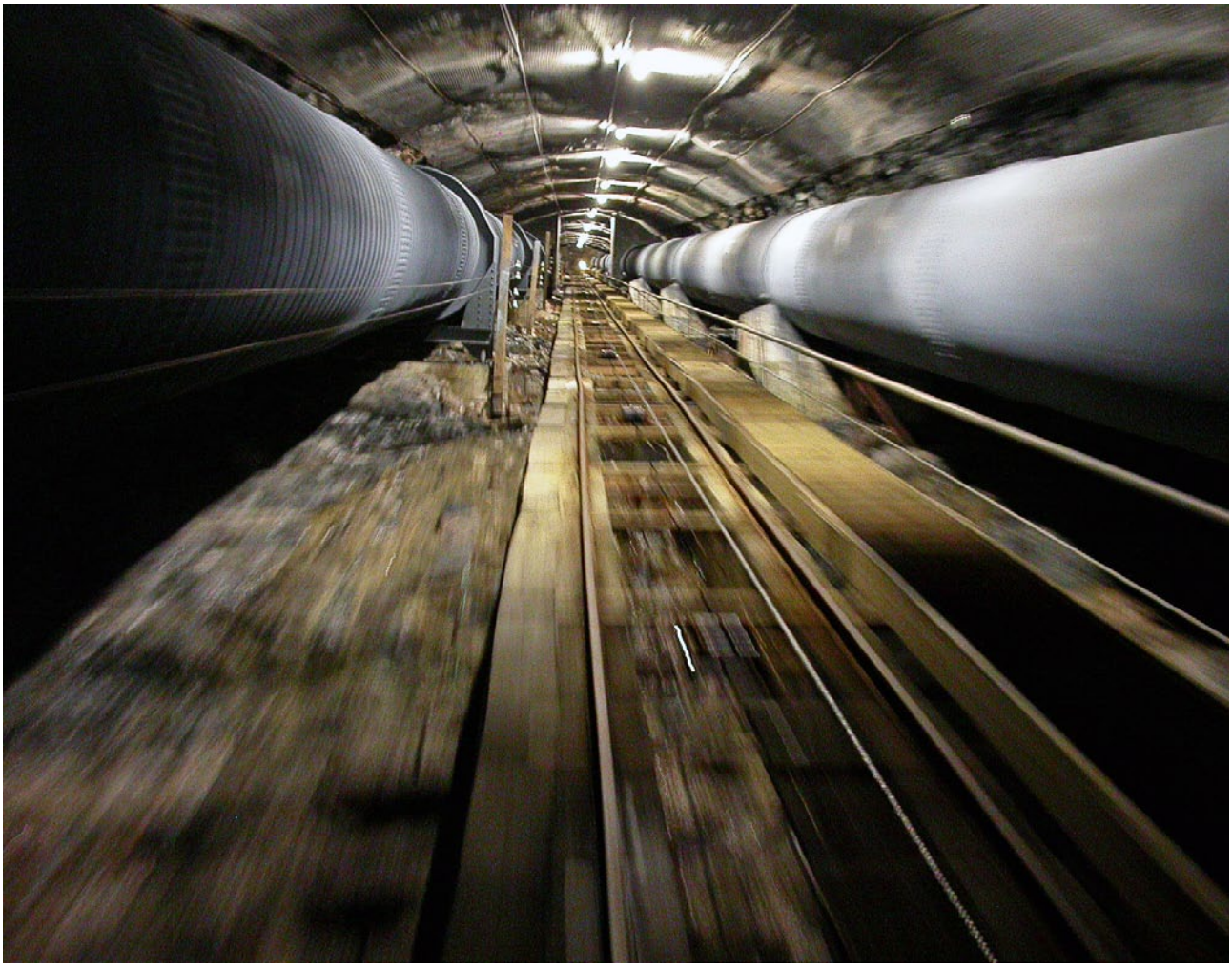
NVE

Energistatus

ASEA

Innhold



Utgitt av: NVE
Redaktør: Ellen Skaansar
1. utgave: januar 2011
2. utgave: januar 2011
Foto: forrige side, s. 2, 15, 19, 25 og 91 Bjørn Lytskjold/NVE,
s. 23, 35, 73, 76 Hilde Totland Harket/NVE,
s. 55 Arne Søiland/NVE
Design: Neue Design Studio
Trykk: NVE

Velkommen til Energistatus 4
1 Det norske energisystemet 7
1.1 Energiflyt 2009 8
1.2 Energibærernes systemvirkningsgrader 10

2 Energiproduksjon 13
2.1 Vannkraftproduksjon 14
2.2 Vindkraftproduksjon 18
2.3 Termisk kraftproduksjon 20
2.4 Varmeproduksjon 21

3 Infrastruktur 27
3.1 Elektrisitetsnettet 27
3.2 Fjernvarme 32
3.3 Naturgassdistribusjon 33

4 Energibruk 37
4.1 Energibruk i Norge 38
4.2 Energibruk i husholdningene 39
4.3 Energibruk i tjenesteytende sektor 42
4.4 Energibruk i industrien 45
4.5 Energibruk i petroleumssektoren 48
4.6 Bruk av naturgass 49
4.7 Energibruk til innenlands transport 50

5 Nettleie og avgifter 53
5.1 Elektrisitetsnettet – et naturlig monopol 53
5.2 Dagens regelverk for nettleien 54
5.3 Dagens praksis 56
5.4 Avgifter 61

6 Engrosmarkedet 63
6.1 Felles nordisk marked 63
6.2 Kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet 65
6.3 Kraftutveksling 66
6.4 Norsk nettoutveksling 68

7 Sluttbrukermarkedet 71
7.1 Kontraktstyper og markedsutvikling 71
7.2 Leverandørskifter og prisutvikling 74
7.3 Beregning av forbruk 77
7.4 Kostnader 78

8 Energi og miljø
8.1 Begrepsavklaring 83
8.2 Utslipp til luft i Norge 84
8.3 Miljøvirkninger ved sentral energiproduksjon 92
8.4 Utslipp ved ulike sluttbrukerteknologier 94
8.5 Miljøvirkninger ved energidistribusjon 97
8.6 Livssyklusbetraktninger 98

Velkommen til Energistatus

Oslo, desember 2010

Å ha tilgang til energifakta er svært viktig for å forstå energisystemet, og for utvikling og utforming av ein føremålsteneleg og praktisk energipolitikk for Noreg. Som Noregs energidirektorat er ei av våre viktigaste oppgåver å yte god informasjon om energisystem, energimarknad og energibruk.

Energistatus ønskjer å gje ein heilskapleg presentasjon av statistikk og fakta om det norske energisystemet. I rapporten sin fyrste del finn du ein oversikt over energiflyten i Noreg. Deretter vert energibruken til ulike føremål presentert, og til slutt ser ein på samanhengen mellom energi og miljø.

Mange ressurspersonar i NVEs energiavdeling har vore involvert i arbeidet. Følgjande personar har hatt ansvar for kvart sitt kapittel:
Produksjon: Seming Skau
Infrastruktur: Vegard Willumsen
Nettleige og avgifter: Velaug Mook
Engros- og sluttbrukarmarknaden: Hege Bøhler
Energibruk: Ingrid Magnussen
Energi- og miljø: Kjell Thorsen

Per Tore Jensen Lund, Sigbjørn Nome og Magnus Killingland har lese korrektur og kome med nyttige innspel undervegs. Arbeidet har vore leia av Ellen Skaansar.

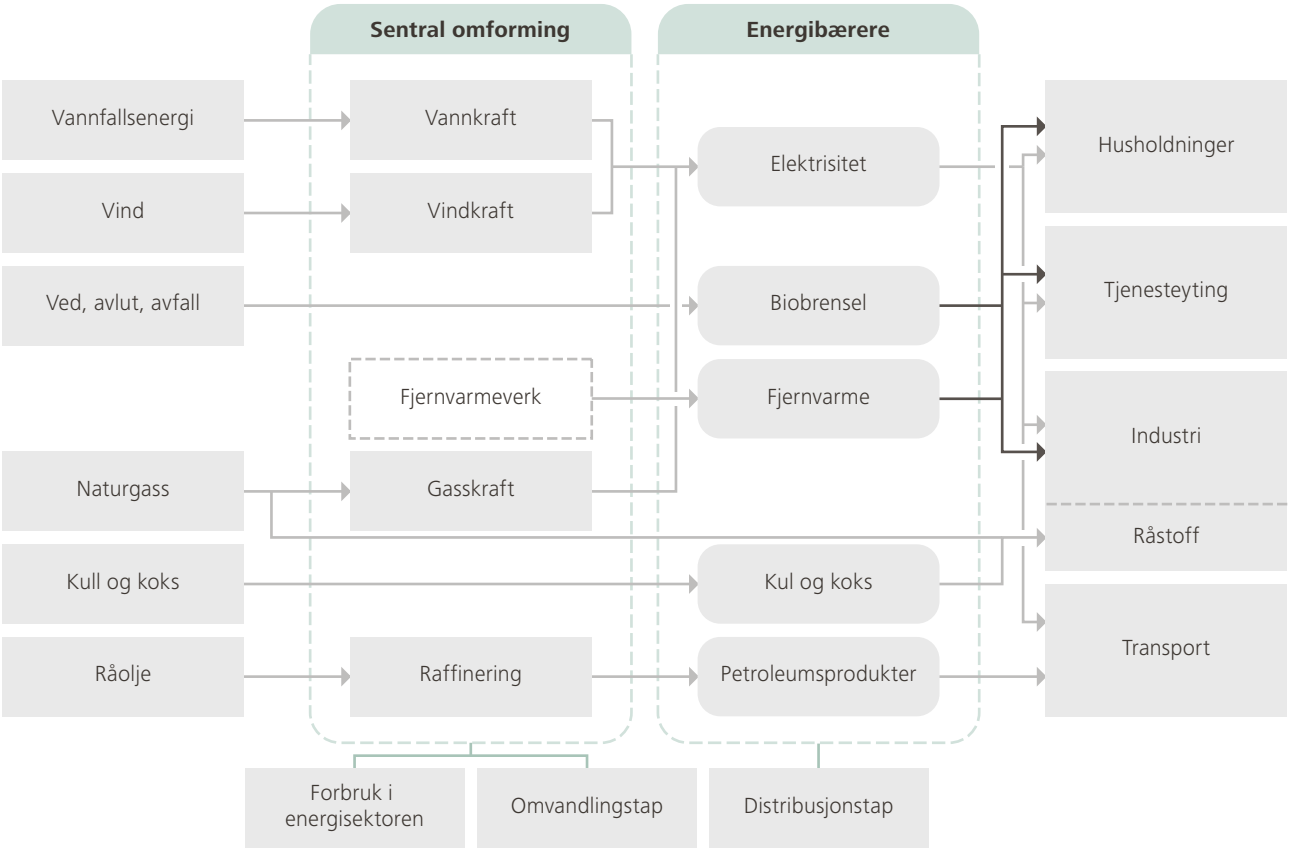
Agnar Aas
vassdrags- og energidirektør

1 Det norske energisystemet

Det norske energisystemet utnytter både fornybare og ikke-fornybare ressurser. For å kunne gjøre nytte av disse ressursene, må de omformes til energibærere som kan brukes til å produsere de energitjenestene et samfunn har behov for.

Fornybar energi blir omformet fra fornybare energiressurser som vann, vind, biomasse og tidevann til elektrisitet eller varme. At en energiressurs betegnes som fornybar, betyr at det er kontinuerlig tilførsel av ny energi i løpet av en gitt tidsperiode. De sentrale energiressursene i det norske energisystemet er vann i magasiner og i elver, bioenergi og råolje. Figur 1.1 viser en forenklet fremstilling av det norske energisystemet.

Figur 1.1
Skisse over det norske energisystemet.



Elektrisitet i Norge produseres hovedsakelig i vannkraftverk hvor fallenergien lagret i magasiner og i elver omformes, og deretter distribueres til ulike sluttbrukere både innen husholdninger, tjenesteytende sektor og industri. Vindenergi omdannes til elektrisitet i vindmøller, og naturgass brukes som brensel i gasskraftverk. Gasskraftverk kan være rene elektrisitetsverk eller kombinerte verk hvor det produseres både varme og elektrisitet.

Ved, avlut (rest- og eller biprodukter fra papirproduksjon) og avfall er ulike former for bioenergi som tilføres energisystemet. En del av dette foredles til ulike typer biobrensel som pellets, briketter eller flis. Biobrensel kan nyttes til produksjon av varme for å dekke oppvarmingsbehovet i boliger, forretningsbygg og produksjonslokaler. En betydelig mengde avfall brennes i store sentrale forbrenningsanlegg, og distribueres som fjernvarme til husholdninger og tjenesteytende sektor. Det benyttes også en del biobrensel i industrien, spesielt innen treforedling. Husholdningene bruker i stadig økende grad ved og pellets til oppvarming.

I Figur 1.1 er piler for innsatsfaktorene i fjernvarmeproduksjon utelatt. I 2009 var avfall det viktigste brenselet, men også elektrisitet, biobrensel gass og olje er viktige innsatsfaktorer i produksjonen av fjernvarme.

Kull og koks benyttes nesten utelukkende i industrien, og da i første rekke i kraftintensiv industri. Råolje tilføres Norge fra Nordsjøen og Norskehavet. Norge er en av verdens største råoljeeksportører. Før den kan benyttes, gjennomgår råoljen en raffinering. I denne prosessen fremstilles petroleumsprodukter som lett fyringsolje, tungolje, autodiesel og bensin. Petroleumsprodukter benyttes i første rekke i transportsektoren, men det benyttes også fyringsolje i husholdninger og tjenesteytende sektor, samt i industrien.

Naturgass føres i land på fem steder i Norge; Kårstø, Kollsnes, Nyhamna, Tjeldbergodden og Hammerfest. I tilknytning til anlegget i Hammerfest er det etablert anlegg som gjør naturgass flytende, i første rekke som LNG (Liquid Natural Gas), slik at det er enklere å transportere i bulk. Gassen fra Kårstø, Kollsnes og Nyhamna eksporteres hovedsakelig som tørrgass etter prosessering, mens det på Tjeldbergodden produseres metanol av gassen. Naturgass benyttes i første rekke i industrien.

I raffineringsprosessen benyttes energi for å destillere råolje til ulike petroleumsprodukter. Dette utgjør en del av energibruken i energisektoren. Øvrig forbruk i energisektoren er i stor grad knyttet til bruk av naturgass offshore, men omfatter også elektrisitet til petroleumsanlegg onshore og offshore.

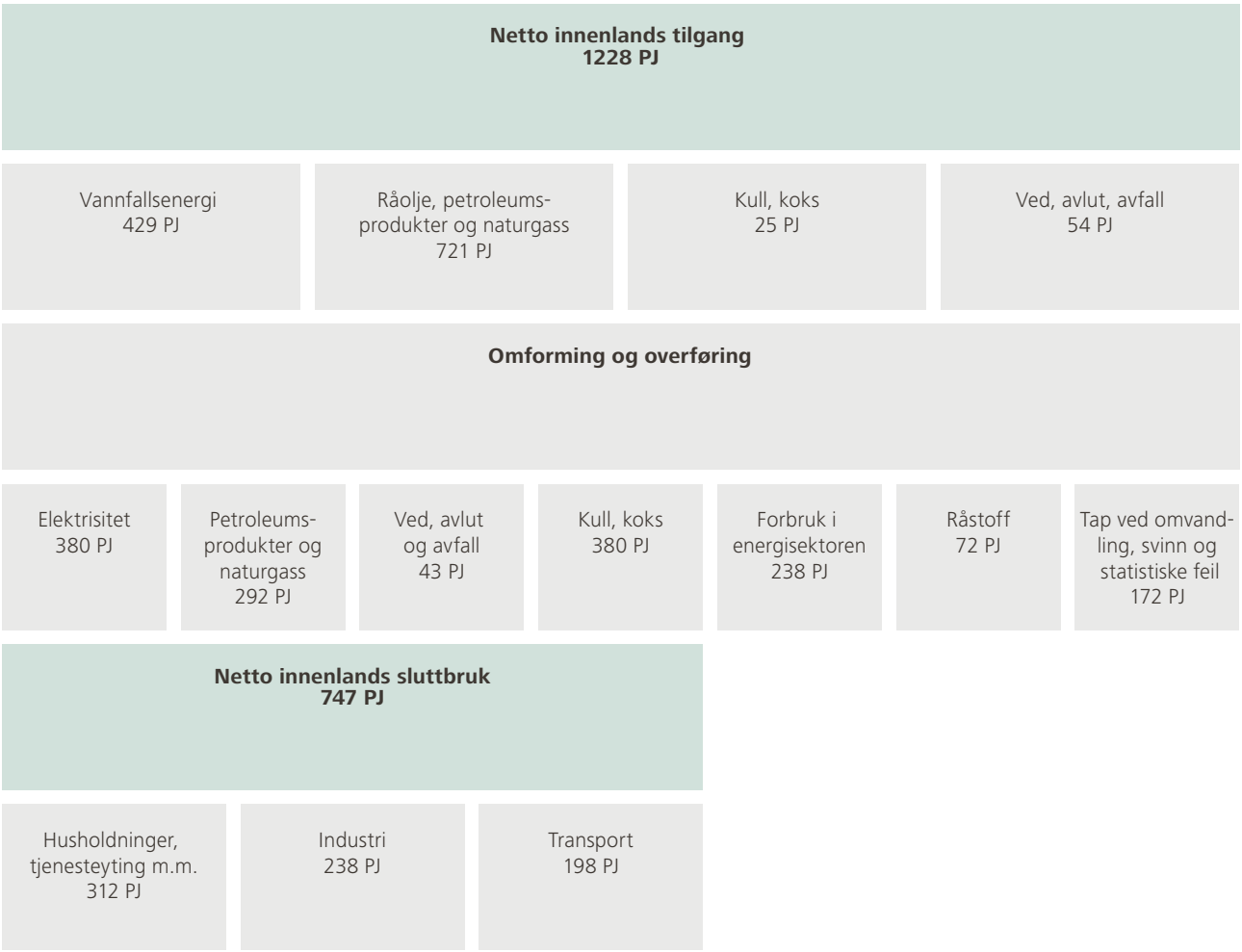
1.1 Energiflyt 2009

Figur 1.2 viser et utdrag av Norges energibalanse for 2009. Den viser energiflyten på norsk jord etter at vi har eksportert olje og gass og importert andre energivarer vi trenger.

Fakta

En energibærer er energi i en slik form at energien enkelt lar seg transportere og omforme til de tjenestene som etterspørres. Eksempler på vanlige energibærere er elektrisitet, fyringsolje, parafin og ved. I tillegg har vi fjernvarme, hvor varmtvann som transporteres i rør fungerer som en energibærer.

Figur 1.2
Energiflyt 2009. Kilde: Energibalansen, SSB.



Fakta
1 joule = 1 watt * 1 sekund
1 kWh = 3,6 * 10^6 joule = 3,6 Megajoule (MJ)
1 Petajoule (PJ) = 0,278 Terrawatttimer (TWh)
1 TWh = 1000 Gigawattimer (GWh)
1 GWh = 1000 Megawattimer (MWh)
1 MWh = 1000 kilowattimer (kWh)
1 TWh = 1 000 000 000 kWh (en milliard kilowatt-timer)

I alt fikk Norge netto tilført 1 228 PJ med energi i 2009, som utgjør 341 TWh. 238 PJ ble brukt i energisektoren, mens 72 PJ ble brukt som råstoff i industrien. I tillegg går noe energi med til omforming og noe går tapt ved transport fram til sluttbruker av energien. Les mer om energitap under energibærernes systemvirkningsgrader.

Sluttbrukere av energi deles inn i sektorer: industri, husholdninger og tjenesteyting og transport. I alt ble det benyttet 747 PJ i innenlandsk sluttbruk i 2009 og figuren viser at husholdninger og tjenesteyting brukte 312 PJ for å dekke sitt energibehov, mens industrien brukte noe mindre, 238 PJ. Energi brukt til transportformål var 198 PJ i 2009.

Du kan lese mer om energibalanser og energiregnskap på Statistisk sentralbyrå sin temaside om energi. http://www.ssb.no/energi/

1.2 Energibærernes systemvirkningsgrader

Ved produksjon, lagring, bruk og omforming, og distribusjon av energi vil det alltid være noe tap til omgivelsene, det er en fysisk lov. Systemvirkningsgraden avhenger av energivaren, teknologien som benyttes, og av distribusjonssystemet. For eksempel er virkningsgraden for ved fyrt i en åpen peis mye lavere enn om veden fyres i en moderne lukket vedovn. Forskjellen kan være opp mot 70 prosentpoeng. Systemvirkningsgraden for elektrisitetsdistribusjonen i Norge er på 93 prosent pga. sju prosent tap i nettet, men i en elektromotor er den meget høy, for eksempel 98 prosent, i moderne motorer i motsetning til en bensinmotor hvor kun 20 prosent kan gå til framdrift og resten er varmetap. I en elektrokjel for oppvarming av varmtvann kan systemvirkningsgraden, dvs. virkningsgraden for oppvarming, regulering og distribusjon i bygget, typisk være fra 85 prosent til 98 prosent.

Fakta

Virkningsgrad er definert som forholdet mellom avgitt og tilført effekt. Siden energi er lik effekt ganger tid kan man også noen tilfeller bruke energien i stedet for effekten til å beregne virkningsgraden. Virkningsgraden er da lik energiproduksjonen dividert på energiinnholdet i brenselet.

Tabell 1.1

Energiinnhold og virkningsgrader.

Kilde: SSB, Energihuset.

		Virkningsgrader		
Energibærer	**Teoretisk energiinnhold**	**Industri og bergverk**	**Transport**	**Annet forbruk**
Kull og kullkoks	28,1 GJ/tonn	0,8	0,1	0,6
Naturgass (2007)	39,7 GJ/1000 Sm^3	0,95	–	0,95
Flytende propan og butan (LPG)	46,1 GJ/tonn = 24,4 GJ/m^3	0,95	–	0,95
Bensin	43,9 GJ/tonn = 32,5 GJ/m^3	0,2	0,2	0,2
Parafin	43,1 GJ/tonn = 34,9 GJ/m^3	0,8	0,3	0,75
Diesel-, gass- og lett fyringsolje	43,1 GJ/tonn = 36,2 GJ/m^3	0,8	0,3	0,8
Pellets	–	–	–	0,85
Briketter	–	–		0,85
Ved	16,8 GJ/tonn = 8,4 GJ/fast m^3	0,65	–	0,15 (peis)
	–	–	–	0,4 (gml vedovn)
	–	–	–	0,75 (ny vedovn)
Elektrisitet	3,6 GJ/MWh	1	1	1

2 Energiproduksjon

I dette kapittelet vil vi se nærmere på elektrisitets- og varmeproduksjon. Begrepene elektrisitet og kraft blir benyttet synonymt.

I 2009 utgjorde vannkraftproduksjonen 96 prosent av samlet elektrisitetsproduksjon i Norge, og vi er den sjette største vannkraftprodusenten i verden. Både på Island og i Norge baseres elektrisitetsproduksjonen i all hovedsak på fornybare energiressurser. Til sammenligning er omtrent 17 prosent av all elektrisitet i EU-området basert på fornybare ressurser. I Sverige utgjør fornybare energiressurser omtrent halvparten av all elektrisitetsproduksjon, mens tilsvarende andel i Danmark er om lag 29 prosent.

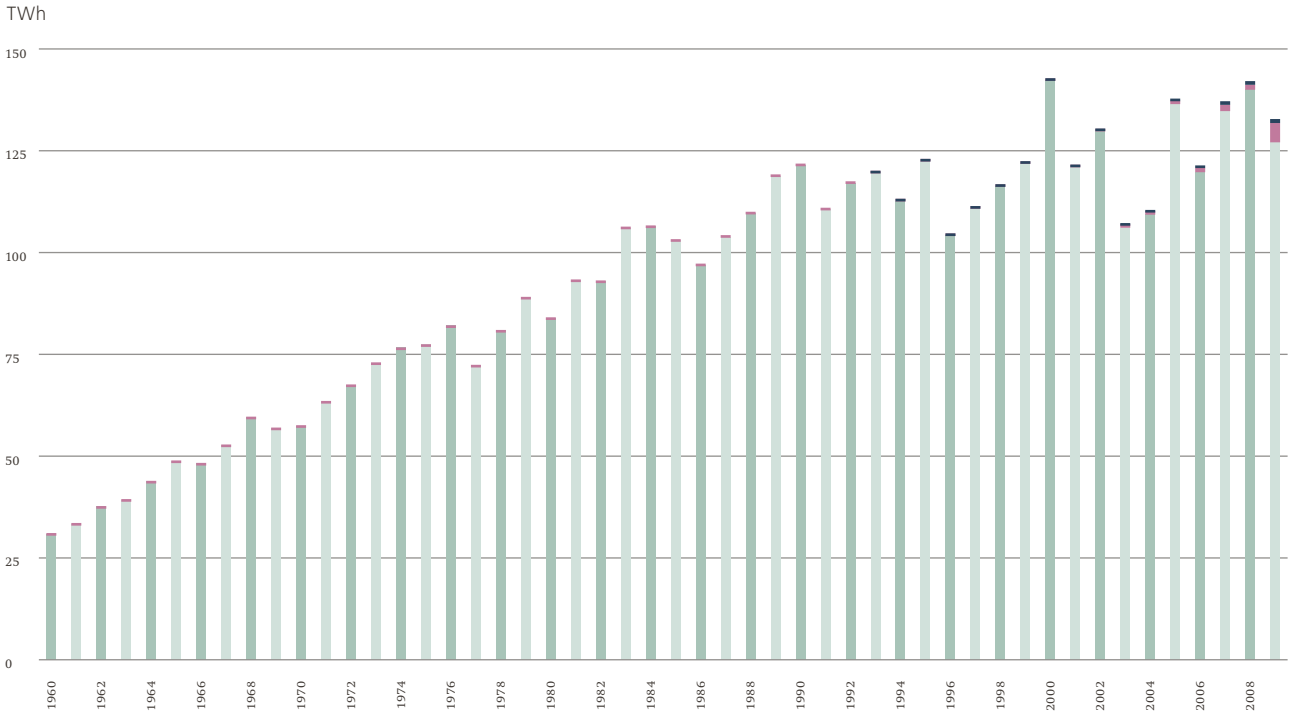
Vindkraft er under utbygging i Norge, og utgjør en relativt liten andel av vår samlede elektrisitetsproduksjon. Vindkraft og vannkraft passer godt sammen fordi vannet kan enkelt reguleres ned og lagres i magasiner når det blåser mye og det produseres mye vindkraft Dersom vindkraftproduksjonen reduseres, kan dette raskt kompenseres med økt vannkraftproduksjon.

Fram til 2007 har det vært produsert lite elektrisitet basert på fossile brensler i Norge, og som regel i små anlegg. Dette ble endret i siste halvår av 2007 med idriftsettelse av gasskraftverket på Kårstø og energianlegget til Snøhvit. Kraftvarmeverket på Mongstad ble satt i drift i november 2010.

Figur 2.1

Produksjon av elektrisitet i Norge. Kilde: SSB.

- Vindkraft
- Varmekraft
- Vannkraft



Kraftproduksjonen i 2009 var den femte høyeste gjennom tidene med en produksjon på 132,8 TWh. Produksjonen fordeler seg med 127,1 TWh vannkraft, 1,0 TWh vindkraft og 4,7 TWh varmekraft. Sammenlignet med tidligere år økte produksjon fra varmekraft betydelig ved drift av gasskraftverket på Kårstø. I Figur 2.1 vises årlig kraftproduksjon fra 1960 til 2009.

Norge og Sverige er blitt enige om prinsippene for et felles elsertfikatmarked fra 1. januar 2012. Norge er innstilt på å ta en like ambisiøs forpliktelse som Sverige. For hvert av landene vil forpliktelsen være 13,2 TWh ny kraftproduksjon i perioden 2012 til 2020.

2.1 Vannkraftproduksjon

Midlere årlig produksjonsevne i det norske vannkraftsystemet basert på tilsigsserien 1970-1999 er beregnet til 123,4 TWh. Tilsig måles per tidsenhet, og er mengden vann som tilføres produksjonssystemet, for eksempel per uke. En tilsigssere er ukentlig tilsig over ett år. De siste ti årene har vannkraften variert fra 106,1 TWh i 2003 til 142,3 TWh i år 2000. Gjennomsnittlig produksjonen for denne perioden har vært 126,6 TWh. Figur 2.2 viser utviklingen i midlere årlig produksjonsevne for vannkraft og årlig elektrisitetsproduksjon. Midlere årsproduksjon øker med økt installert kapasitet i produksjonssystemet. Fra og med 2004 er mikro- og minikraftverk inkludert i midlere årsproduksjon.

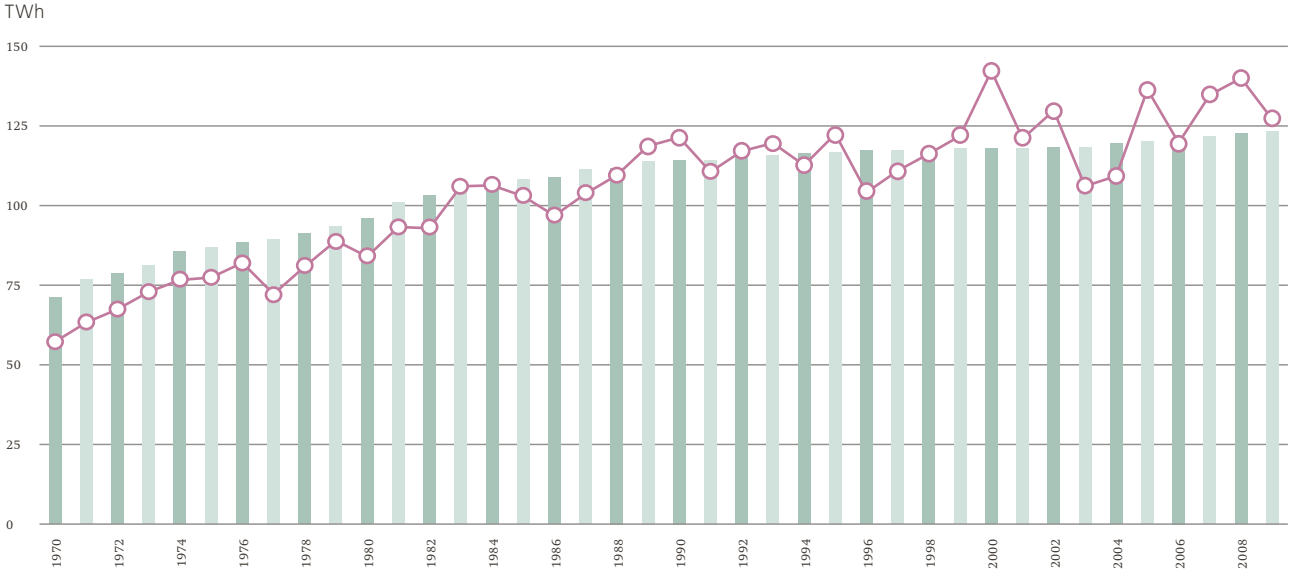
Vannkraftsystemet

Den totale produksjonskapasiteten for vannkraftverk er om lag 29 600 MW fordelt på 1250 kraftverk. Fordeling mellom sum produksjon og antall kraftverk fordelt på kraftverksstørrelse kan sees i Figur 2.3.

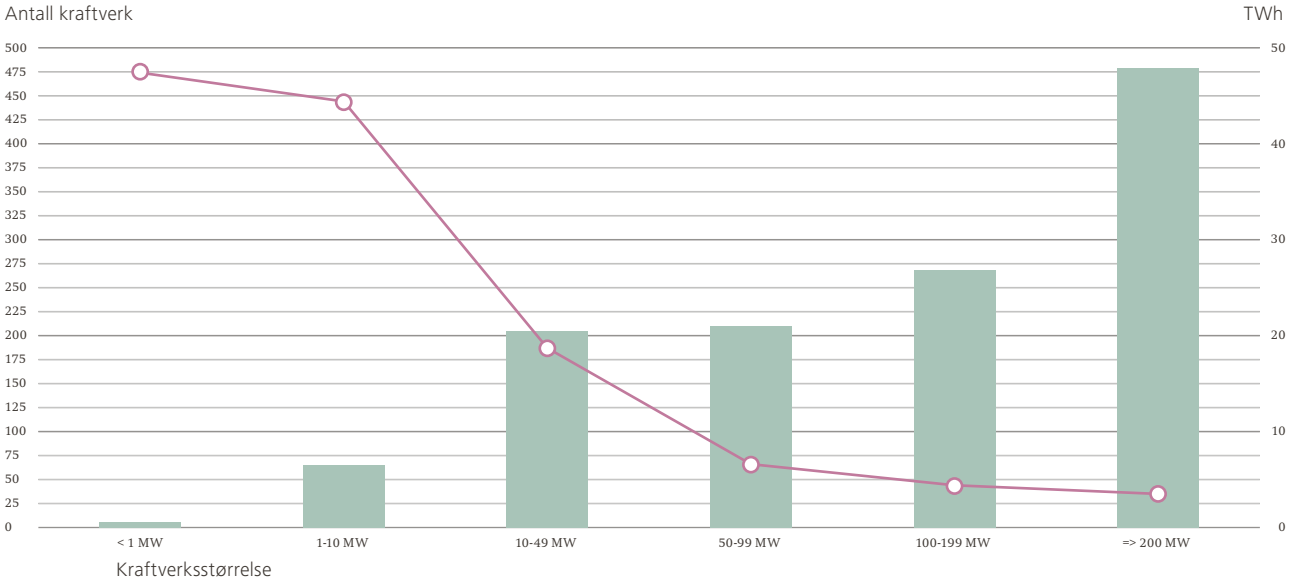
Figur 2.2

Virkelig vannkraftproduksjon i forhold til midlere årsproduksjon. Kilde NVE/SSB.

- Mildere årsproduksjon
- Virkelig produksjon



Figur 2.3
Antall kraftverk, og samlet midlere årsproduksjon fordelt i forhold til effekt. Kilde NVE.
■ Mildere årsproduksjon
○ Antall kraftverk



Tabell 2.1
De største norske vannkraftstasjonene i effekt.
Kilde: NVE.

Kraftverk	Fylke	Maks ytelse (MW)	Midlere årsproduksjon (GWh)
Kvilldal	Rogaland	1 240	3 517
Sima	Hordaland	1 120	3 441
Tonstad	Vest-Agder	960	4 169
Aurland I	Sogn og Fjordane	840	2 419
Saurdal (Pumpekraftverk)	Rogaland	640	1 300
Rana	Nordland	500	2 123
Tokke	Telemark	430	2 221
Holen	Aust-Agder	390	805
Tyin	Sogn og Fjordane	374	1 398
Svartisen	Nordland	350	1 996

Tilgjengelig vintereffekt i produksjonsapparatet kan være betydelig lavere enn faktisk installert effekt, og vil variere en del avhengig av tilsig til uregulerte kraftverk, vannstanden i kraftmagasinene, store vedlikeholdsprosjekter og feil i kraftsystemet, innestengt effekt bak flaskehalser i nettet med mer. Maksimal tilgjengelig vintereffekt er om lag 25 000 MW. Den tilgjengelige vintereffekten reduseres normalt en del utover vinteren som følge av redusert tilsig til uregulerte kraftverk samt lavere vannstand i kraftmagasinene. Landets totale magasinkapasitet er 84,3 TWh. Tabell 2.1 viser de ti største vannkraftstasjonene i Norge.

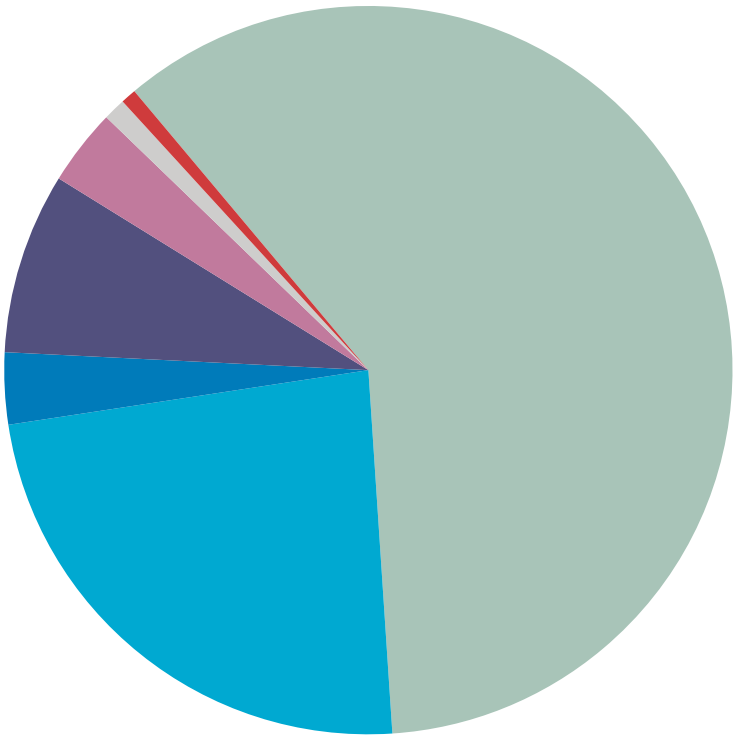
Vannkraftpotensialet

Vannkraftpotensialet er på om lag 205 TWh, hvorav 123,4 TWh er utbygd og 48,6 TWh er vernet gjennom Verneplan for vassdrag, vernet etter naturmangfoldloven eller avslått gjennom konsesjonsbehandling. Kraftverk under bygging utgjør til sammen 1,4 TWh og det er gitt utbyggingstillatelse til prosjekter som ennå ikke er realisert, med en samlet produksjon på to TWh. Videre er om lag sju TWh meldt eller søkt konsesjon. Gjenstående restpotensial fordeler seg med 16,5 TWh fra små kraftverk og 6,5 TWh fra nye kraftverk med installert effekt over ti MW. Potensialet for opprustings- og utvidelsesprosjekter (O/U) er inkludert innenfor disse to kategoriene.

Figur 2.4

Vannkraftpotensialet per 1.1.2010. Kilde: NVE.

- Utbygd: 123,4 TWh
- Vernet/avslått: 48,6 TWh
- Ny produksjon over 10 MW inkl. O/U: 6,5 TWh
- Små kraftverk inkl. O/U: 16,5 TWh
- Konsesjon søkt/meldt: 7,0 TWh
- Gitt utbyggingstillatelse: 2,0 TWh
- Under bygging: 1,4 TWh



2.2 Vindkraftproduksjon

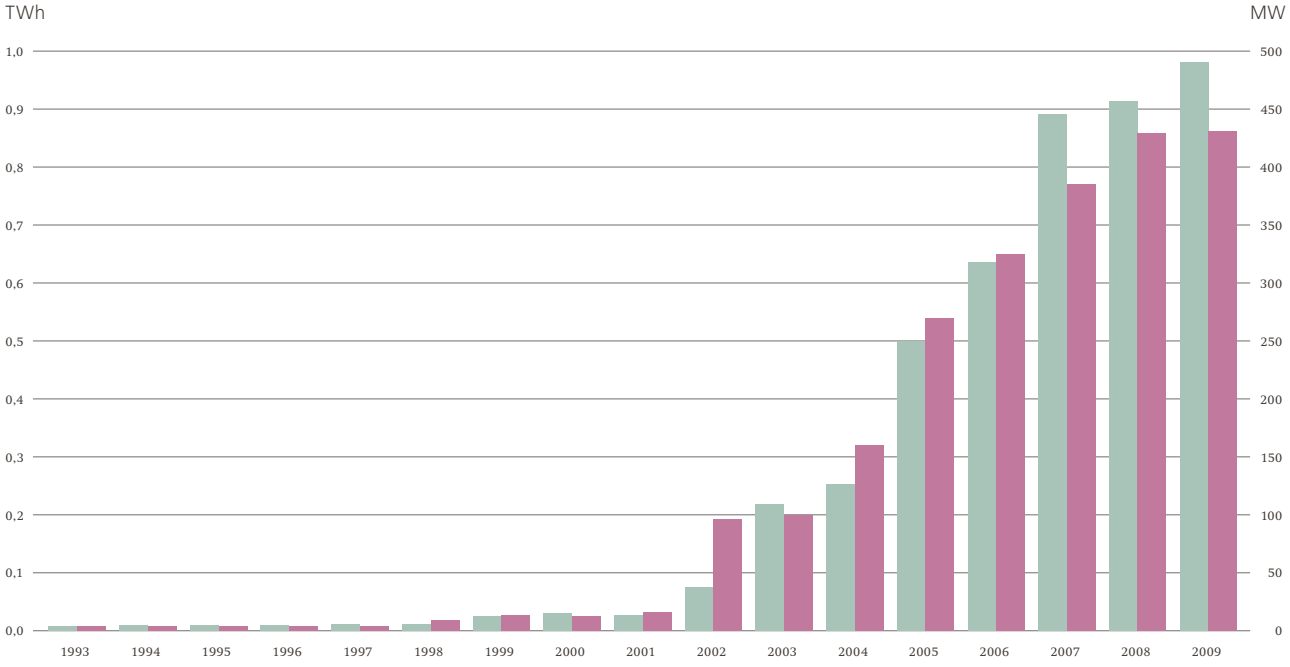
Vindkraft har hittil spilt en beskjeden rolle i norsk elektrisitetsproduksjon. De første fremstøt for å ta vindenergi i bruk ble gjort fra slutten av 1980-tallet. Aktivitetene den gang var begrenset til utredninger, vindressurskartlegging og utprøvinger av mindre vindkraftverk. Fra 1997 økte interessen for vindkraft, og i dag vurderes vindenergien til å ha et betydelig potensial som bidrag til landets totale elektrisitetsproduksjon. Ved utgangen av 2009 er det installert 431 MW vindkraft fordelt på 18 vindparker og 200 vindturbiner. Produksjonsstatistikken for 2009 viser at årsproduksjonen på en TWh er lavere enn det en kunne forvente ut fra beregnede vindforhold i 2009 og kraftverkseiernes egne anslag for normalproduksjon.

Figur 2.5 viser hvordan årlig vindkraftproduksjon har økt i Norge fra 1993 og fram til og med 2009, og hvor mye vindkraft som totalt er installert i samme periode. Inkludert det som har startet bygging hittil i 2010 er 155 MW ny vindkraft under bygging og ytterligere 1 500 MW har fått konsesjon.

Figur 2.5

Produksjon av vindkraft (TWh). Kilde: SSB.

Installert effekt vindkraft (MW). Kilde: NVE.



2.3 Termisk kraftproduksjon

Termisk kraftproduksjon (varmekraftproduksjon) har hittil utgjort i underkant av en prosent av elektrisitetsproduksjonen i Norge. I 2009 økte andelen til 3,5 prosent fordi bl.a. gasskraftverket på Kårstø var i drift store deler av året. I 2007 ble gasskraftverket på Kårstø og energianlegget til Snøhvit satt i drift. Energiverk Mongstad er satt i drift i november 2010. Anlegget vil produsere på halv kapasitet inntil videre. Samlet er det installert om lag 900 MW termisk kraftproduksjon og ytterligere 280 MW under bygging. I tillegg kommer Statnetts to reservekraftverk med samlet ytelse på 300 MW som er ett av virkemidlene for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner. Figur 2.6 viser produksjon fra varmekraftverk for perioden 1980 til 2009.

Ved termisk kraftproduksjon kan man også utnytte varmeenergien, for eksempel som fjernvarme, og det kalles da gjerne kombinert kraftvarme (eng.: combined heat and power – CHP). På Svalbard er all kraftproduksjon termisk. Her produseres det årlig om lag 70-80 GWh elektrisitet basert på diesel og kull. Overskuddsvarme fra elektrisitetsproduksjonen leveres til fjernvarmeanlegget i Longyearbyen.

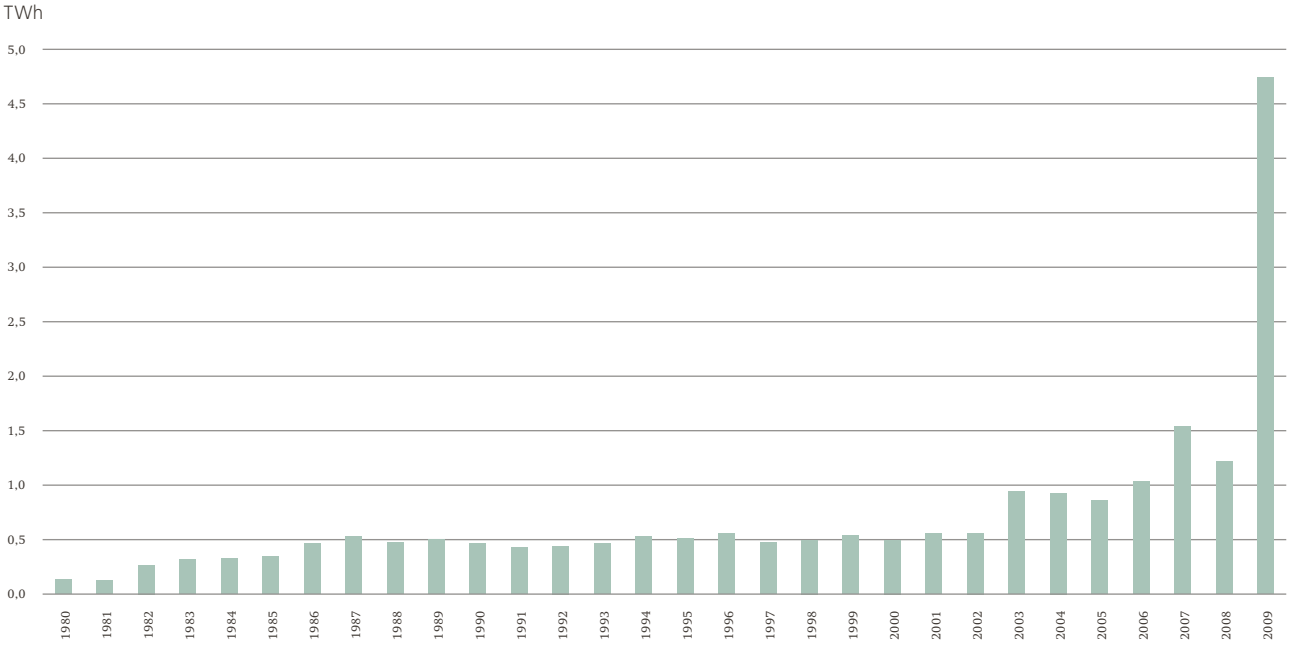
Varmekraftstasjonene i Norge har gjennomgående hatt liten installert ytelse, og er som oftest lokalisert til, og eid av, større industribedrifter som selv har behov for elektrisiteten som produseres. Energiressursene som benyttes til kraftproduksjonen i de termiske kraftanleggene er blant annet kommunalt avfall, industriavfall, spillvarme med høy temperatur, olje, naturgass og kull.

Det er installert et stort antall nødstrømsaggregater basert på dieselmotorer hos brukere som ikke kan akseptere totalt avbrudd i strømforsyningen, for eksempel på sykehus. Dette er imidlertid kraftproduksjon som kun settes i drift dersom leveranse fra elektrisitetsnettet ikke er tilgjengelig.

Figur 2.6

Elektrisitetsproduksjon i varmekraftverk.

Kilde: SSB.

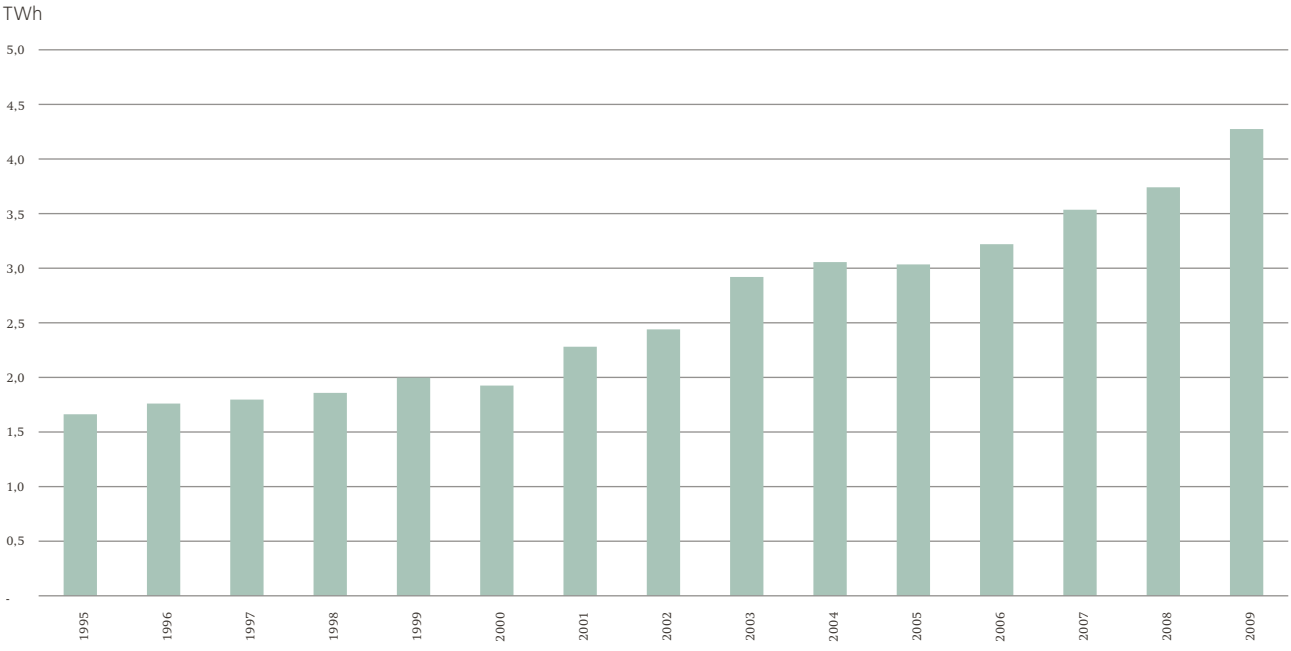


2.4 Varmeproduksjon

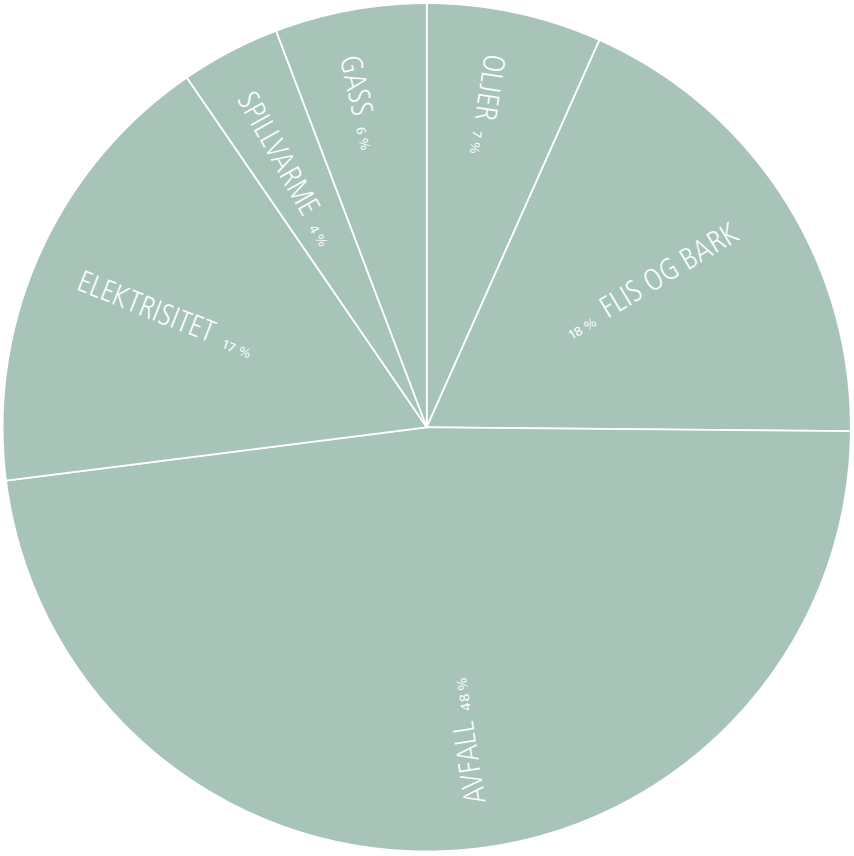
Varmeproduksjon til energiformål produseres i kraftvarmeverk, forbrenningsanlegg for fjernvarme og i industrien. Varmen kan benyttes til å dekke oppvarmingsbehov for rom og vann, tørkeprosesser m.m. Har man ikke avsetningsmuligheter, går varmen til spille og resultatet er spillvarme.

I 2009 ble det produsert 4 276 GWh varme i norske fjernvarmeanlegg. Av dette ble 102 GWh levert til produksjon av elektrisitet, mens 532 GWh ble tapt og måtte avkjøles mot omgivelsene (spillvarme). Netto levert forbruker var 3 642 GWh.

Figur 2.7
Bruttoproduksjon av fjernvarme i Norge.
Kilde: SSB.



Figur 2.8
Brenselsmiks i norsk fjern-
varmeproduksjon 2009.
Kilde: SSB.

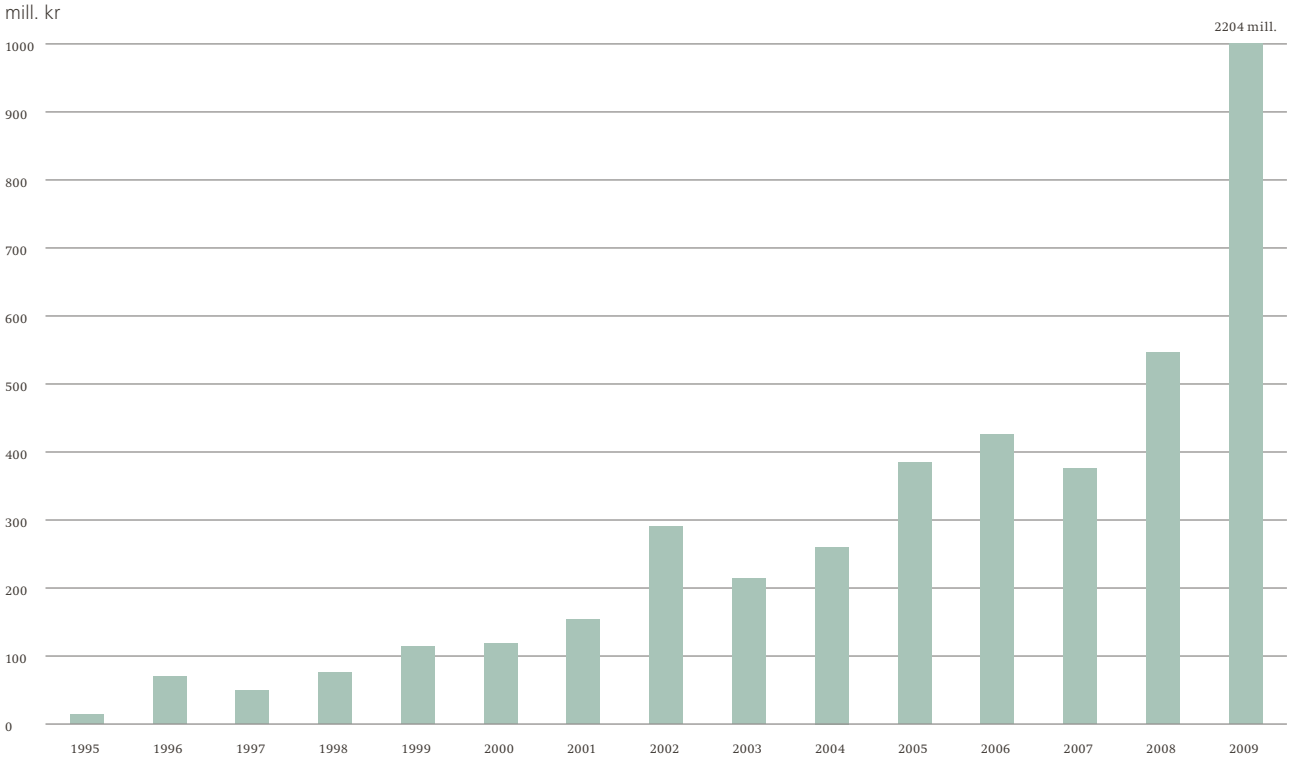


Den viktigste energikilden i norsk fjernvarmeproduksjon er avfall. I 2009 utgjorde avfallet i underkant av 50 prosent av brenselet. Biobrensel utgjorde 18 prosent og elektrisitet 17 prosent hver, gass utgjorde seks prosent, mens spillvarme utgjorde fire prosent og olje fra industrien utgjorde sju prosent.

At spillvarme utgjør en heller beskjeden andel kan ha sin forklaring i at industribedriftene ofte er plassert i grisgrendte strøk, der kundemassen ikke forsvarer etablering av fjernvarmeanlegg. Et prosjekt hvor dette faktisk skjer er i Orkdal kommune. Spillvarme fra Elkem Thamshavn leveres inn på fjernvarmenettet.

I 2009 ble det investert 2 204 millioner i produksjonsanlegg. Dette er det høyeste beløpet som er registrert i statistikken i et kalenderår. Året før ble det investert 546 millioner kroner.

Figur 2.9
Investeringer i produksjonsanlegg for fjernvarme.
Kilde: SSB.



3 Infrastruktur

Infrastruktur for energi er nødvendig for å koble sammen produksjon og forbruk. De ulike nettene må dimensjoneres for å tåle ytre påkjenninger fra vær og vind og overføring av etterspurt mengde energi med en tilfredsstillende kvalitet. I dette kapittelet er det fokusert på faste installasjoner for overføring av energi. Transport av olje og gass i skip og kjøretøyer er ikke tatt med, men representerer også en viktig infrastruktur for å koble sammen produksjon og forbruk. Det er her sett på tre forskjellige infrastrukturer:

- **Elektrisitetsnettets** utbredelse omfatter så godt som hele landet, og er den dominerende infrastrukturen.
- **Fjernvarmenett** er i første rekke etablert i de større byene, blant andre Oslo, Bergen og Trondheim. Det finnes også mange mindre anlegg rundt om i Norge.
- **Distribusjonsnett** for naturgass finnes i Haugesundsområdet og Stavangerregionen. Det finnes og planlegges mange mindre anlegg som kan føre til økt bruk av naturgass innenlands.

3.1 Elektrisitetsnettet

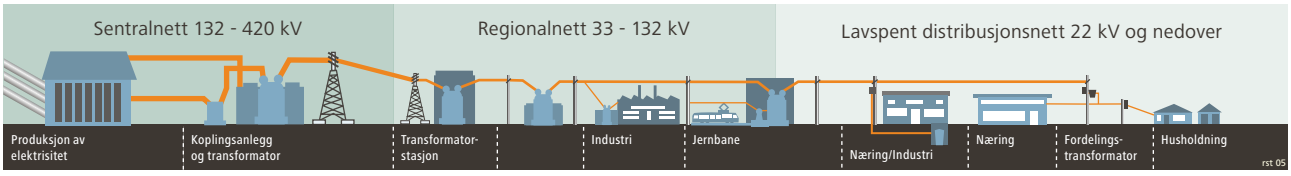
For å forsyne forbrukerne med elektrisitet er det gjennom det forrige århundret bygget ut et nasjonalt kraftnett som transporterer elektrisitet fra kraftverkene til forbrukerne. I tillegg er det bygget kraftledninger og kabler til Sverige, Danmark, Finland, Nederland og Russland slik at det kan utveksles kraft mellom landene. Det foreligger også planer om kabler til Tyskland og Storbritannia, i tillegg til planer om å forsterke forbindelsene til land vi allerede utveksler kraft med. Elektrisitetsnettet videreutvikles kontinuerlig.

Kraftsystemet dimensjoneres for både å dekke en energietterspørsel og en effektetterspørsel, men er først og fremst effektdimensjonert. Effektdimensjonering betyr at nettet må dimensjoneres for å kunne overføre den kraften som det er behov for i de timene i året, når forbruket av elektrisitet er høyest. For Norge er dette normalt på en kald vinterdag. Energietterspørselen dekkes ved å ha tilstrekkelig egen elektrisitetsproduksjon og importmuligheter fra andre områder og land.

Spenningsnivået i kraftnettet avhenger av kraftmengde og den avstanden kraften skal fraktes over. Generelt kan man si at jo større mengde som skal fraktes, og jo lengre avstand kraften skal fraktes, desto høyere spenningsnivå benyttes. Dette gjøres for å holde de elektriske tapene i nettet så lave som mulig. Årlige elektriske tap i kraftnettet utgjør om lag sju prosent av total kraftproduksjon.

Kraftnettet deles gjerne inn i tre nivåer; sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Sentralnettets funksjon er å binde sammen produksjon og forbruk i ulike landsdeler, gi aktører i alle landsdeler adgang til markedet og sørge for

Figur 3.1
Prinsippskisse for sentral-, regional- og distribusjonsnettet for elektrisitet. (Kraftproduksjon er også i noen grad tilknyttet regional- og distribusjonsnettet).

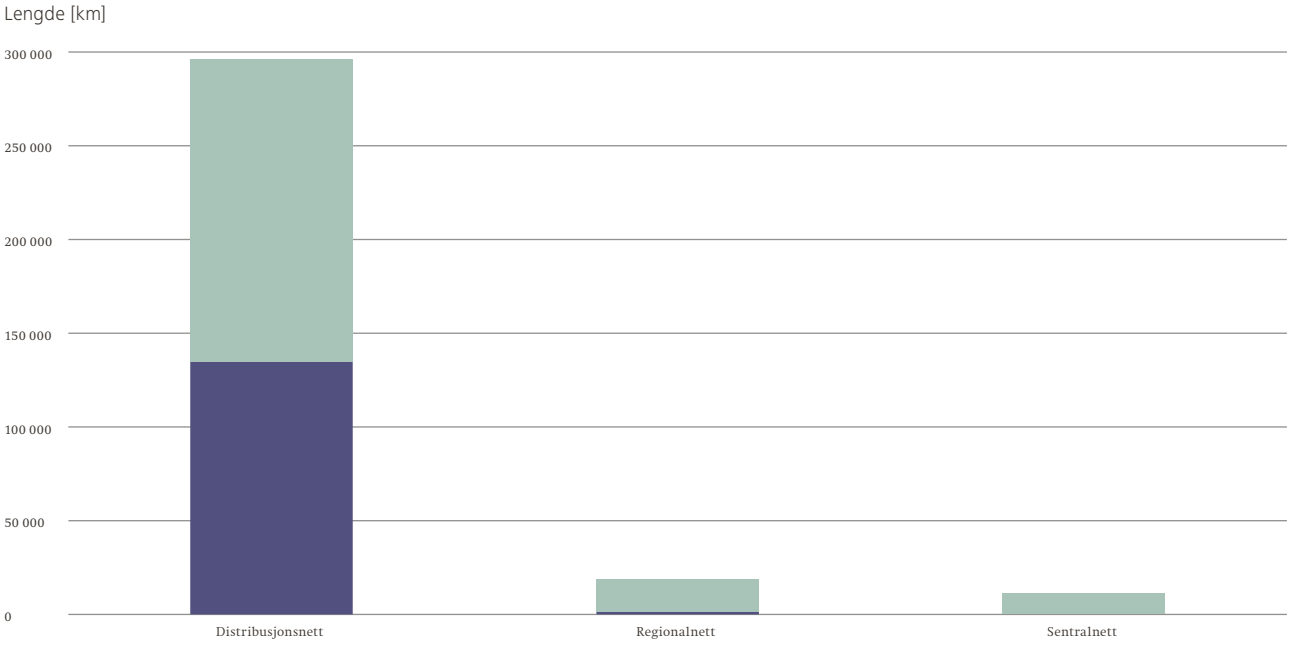


sentrale utvekslingspunkter i alle landsdeler. Sentralnettet drives på de høyeste spenningsnivåene i landet; 420 kV, 300 kV og 132 kV.

Til å fordele kraften til forbrukere nedtransformeres kraften i flere trinn. Først gjerne til spenningsnivåer mellom 33 og 132 kV som betegnes regionalnett, og deretter til et distribusjonsnett med spenningsnivå fra 22 kV og nedover. Nedtransformeringen skjer i krafttransformatorer som står i egne stasjoner sammen med andre komponenter som blant annet brytere og vern. Brytere og vern gir beskyttelse til anlegg og bidrar til stabil og sikker drift av elektrisitetsnettet. Nettnivået under regionalnett kalles høyspent distribusjonsnett og har normalt et spenningsnivå på 22 eller 11 kV. For å distribuere kraften til vanlige forbrukere, nedtransformeres kraften i transformatorstasjoner til 230 volt eller 400 volt, se Figur 3.1.

Figur 3.2 viser utstrekningen av kabler og luftlinjer for de forskjellige nettnivåene. Som vi ser dominerer distribusjonsnettet klart i utstrekning, og det er også her andelen kabel er størst. For distribusjonsnettet er 46 prosent av nettet kablet. For regionalnett og sentralnett er det henholdsvis åtte prosent og tre prosent som er kablet. Det er også i distribusjonsnettet at andelen kabling øker mest, med i gjennomsnitt en prosent i året de siste to årene. For dette nivået er faktisk total lengde med luftlinje synkende, til fordel for mer kabling.

Figur 3.2
Totale utstrekning av kabler og luftlinjer på de forskjellige nettnivå.
Luftlinjer
Kabler

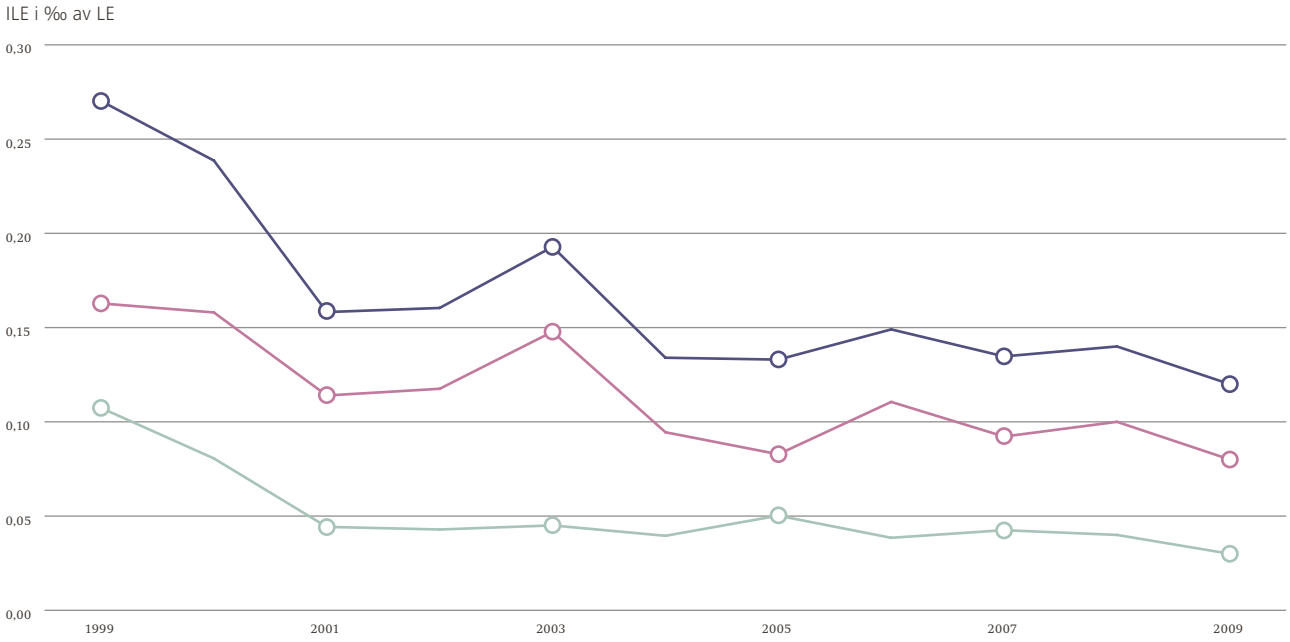


Et av formålene med monopolkontrollen til NVE er å sikre en effektiv utøvelse av nettvirksomheten, slik at den kan levere nettjenester med tilfredsstillende leveringskvalitet til lavest mulig kostnad. Overvåking av leveringskvaliteten i kraftsystemet er således en viktig oppgave for NVE som regulator for den norske energiforsyningen.

Leveringspålitelighet er en del av begrepet leveringskvalitet, og defineres som kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker. Leveringspålitelighet er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningen. Avbrudd defineres som uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor forsyningsspenningen er lavere enn en prosent av avtalt spenningsnivå.

Figur 3.3 viser utvikling av ikke levert energi (ILE) i promille av levert energi fordelt på varslede, ikke varslede og totale avbrudd siden 1999. Rapporteringsordningen startet i 1995. Av figuren fremgår det at ILE som følge av varslede avbrudd (grønn kurve) har stabilisert seg i perioden 2001- 2009. Ikke varslede avbrudd (rød kurve) viser en nedadgående trend over perioden, men med større variasjoner fra år til år. Tallene for 2009 er de laveste som er rapportert siden 1995.

Figur 3.3
Utviklingen i ikke levert energi (ILE) for perioden 1999-2009. Kilde: NVE
- Varslede avbrudd
- Ikke-varslede avbrudd
- Totalt alle avbrudd



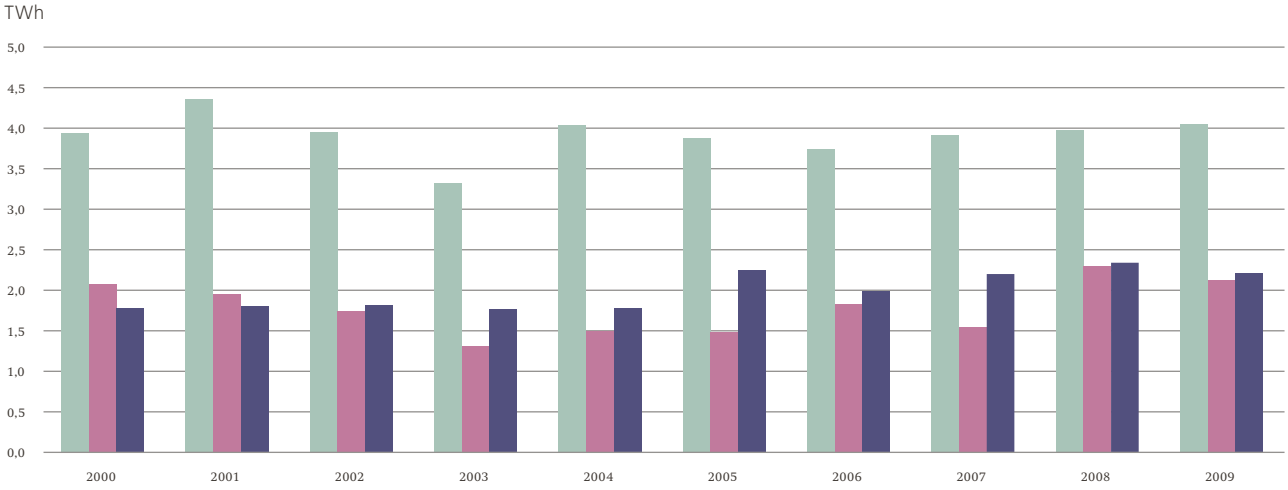
Tabell 3.1 viser utviklingen for antall avbrudd og gjennomsnittlig varighet pr avbrudd for den enkelte sluttbruker. I 2009 var det klart lavere verdier både i antall og varighet enn de foregående årene. For dette året var hver forbruker i snitt uten strøm i 2,1 timer. For omfattende avbruddstatistikk, se www.nve.no

I tillegg til leveringspålitelighet er *spenningskvalitet* en annen viktig del av begrepet leveringskvalitet. Det er viktig at spenningen holder seg innenfor fastsatte grenseverdier for at alle elektriske apparater skal fungere tilfredsstillende, og for at folk ikke skal oppleve ubehag på grunn av blinking i lyset. All bruk av apparater er med på å påvirke spenningsnivået; når mye er koblet på samtidig vil spenningen synke. Mange apparater er dessuten såkalt «ikke-lineære», det vil si at de trekker en strøm som har en forvrengt kurveform i forhold til spenningen. Dette kan resultere i at det oppstår ulike spenningshendelser i nettet. Slike apparater

Tabell 3.1
Utviklingen i gjennomsnittlig antall og varighet for alle avbrudd for perioden 2006-2009.
Kilde: NVE

År	Totalt antall sluttbrukere	Totalt antall avbrudd for slutt-brukere	Gjennomsnittlig antall avbrudd pr sluttbruker	Total varighet for sluttbrukere [timer]	Gjennomsnittlig varighet pr sluttbruker [timer]
2006	2 664 890	10 026 616	3,8	6 801 802	2,6
2007	2 697 149	10 453 711	3,9	6 418 676	2,4
2008	2 745 061	11 623 403	4,2	6 833 441	2,5
2009	2 745 613	9 921 577	3,6	5 649 561	2,1

Figur 3.4
Elektriske tap fordelt på nettnivå, år 2000-2009.
Kilde: NVE.
Distribusjonsnettet
Regionalnettet
Sentralnettet



kan for eksempel være lysrør/LED-lamper, filtre, svitsjeutstyr, osv. Drift av større elektriske motorer (hyppig start og stopp) vil også påvirke spenningskvaliteten.

I Norge har vi en egen forskrift om *Leveringskvalitet i kraftsystemet*. Forskriften har beskrevet og stilt krav til ti ulike typer spenningskvalitetsparametre. Forskriften er tilgjengelig i fulltekst på internett, se www.lovdata.no

Overføring av elektrisk energi er forbundet med tap. Tap i nettet kan momentant måles som differansen mellom innmatet og uttatt elektrisk effekt. Denne differansen summert over tid gir energitapet i nettet. Dette ville være den ideelle måten å måle tapene på. I praksis blir ofte tapene enten funnet som restposten når innmatet og innrapportert uttak er registrert, eller beregnet ved at en fast tapsprosent av innmatet energi benyttes. Det gir opphav til usikkerhet knyttet til bestemmelsen av tapene. De innrapporterte årlige tapene gir ca. sju prosent tap i sum for nettet. Det er ikke nødvendigvis en entydig sammenheng mellom økt overført energi og økte tap, da effektprofilen over året bestemmer tapene. Figur 3.4 viser de innrapporterte tapene fra nettselskapene til NVE fordelt på nettnivåene. Tapene har de siste årene ligget mellom seks og ni TWh.

Tapene i distribusjonsnettet er større enn for regional og sentralnettet. Dette skyldes i hovedsak at distribusjonsnettets utstrekning er mye større enn regionalnettet og sentralnettet, som vist i Figur 3.2. Forklaringen på de reduserte tapene i distribusjonsnettet i 2003 kan skyldes de relativt høye prisene på elektrisitet og lavere forbruk enn tidligere år.

Figur 3.5
Investeringer i elektrisitetsnettet 1999-2009 fordelt på nettnivå. Kilde: NVE.
- Distribusjonsnett
- Regionalnettet
- Sentralnettet

Figur 3.5 viser investeringer i kraftsystemet fordelt på nettnivå. Det har vært en nedgang i investeringer i distribusjonsnettet etter at inntektsrammereguleringen ble innført i 1997, med bunn i 2001. Fra 2001 ser det ut til at investeringer som ble utsatt som følge av inntektsrammereguleringen er blitt gjennomført. De siste årene er det registrert en økning i investeringene. Figuren viser også at investeringene i regional- og sentralnettet svinger mer fra år til år enn i distribusjonsnett, som følge av at enkelte store prosjekter fører til store utslag på samlede investeringskostnadene. For sentralnettet forklares den markante økningen i 2008 med investeringen i NorNed-kabelen mellom Norge og Nederland.

3.2 Fjernvarme

Et fjernvarmenett er et distribusjonssystem for oppvarmet vann som brukes til å transportere varme til sluttbrukeren. Det er et transportsystem for energi på tilsvarende måte som elektrisitetsnettet. I et fjernvarmesystem kan en utnytte energiressurser som ellers ville vært vanskeligere å utnytte. Den vannbårne varmen kan komme fra avfallsforbrenning, biobrensel, utnyttelse av omgivelsesvarme gjennom varmepumper eller spillvarme fra industri. Infrastruktur for vannbåren varme benyttes blant annet for å ta i bruk mange av de nye fornybare energikildene hvor utnyttelse gir mindre miljøkonsekvenser enn bruk av fossile energikilder. Olje og elektrisitet benyttes imidlertid også som energikilde til å dekke topplasten av varmebehovet på kalde dager.

De første fjernvarmeanleggene i Norge ble etablert tidlig på 1980-tallet for å gjøre nytte av overskuddsvarme fra de store avfallsforbrenningsanleggene som ble etablert i Oslo og Trondheim. Det er nå etablert fjernvarmeanlegg i de fleste større byer og tettsteder der det ligger til rette for utnyttelse av lokale energiressurser.

Figur 3.6

Infrastruktur fjernvarme. Kilde: SSB.

Lengde på distribusjonsnett (km)

Investeringer i distrusjonsanlegg (mill. kr)

Det er en del tap av ulik karakter knyttet til omformingsprosesser og distribusjon av fjernvarme:

- **Tap ved omforming:** Alle typer forbrenning er omfattet av tap i forhold til varme avgasser som slippes ut via pipe, manglende regulerbarhet m.m. Tilgang på avfall er relativ stabil, mens varmebehovet varierer over året. I perioder med lite varmebehov vil den varmen som det ikke er behov for distribusjonsnettet for fjernvarme, kjøles bort mot omgivelsene da varmeprodusentene har begrenset mulighet for å regulere anlegget ned til det nøyaktig behovet.
- **Tap ved distribusjon:** Tap i distribusjonssystem er varmetap fra rørene som transporterer varme. I norske fjernvarmeanlegg, med moderate temperaturer og relativt begrenset utstrekning, utgjør varmetapet ca. ti-tolv prosent av årlig varmeproduksjon. Dette er omtrent på samme nivå som for distribusjon av elektrisitet (ca. sju prosent).

Selv om fjernvarmeforbruket er økende, utgjorde det bare 1,3 prosent av netto innenlands totale sluttforbruk av energi i 2009. Figur 3.6 utviklingen i infrastruktur for fjernvarme fra 1998 til 2009. Fram til 2008 var den gjennomsnittlig økningen i distribusjonsnettet 61 kilometer. Fra 2008 til 2009 økte det med over 140 kilometer. Dette førte til en sterk økning i investeringskostnadene.

Tapene har ikke økt tilsvarende, hvilket antyder at tapene er mer avhengige av levert energi enn av lengden på nettet. Fjernvarme benyttes i første rekke i tjenesteytende sektor, det vil si i kontor- og næringsbygg. Fjernvarme til husholdninger blir som regel levert til boligblokker og flerfamiliehus, og i mindre grad til eneboliger.

For informasjon om fjernvarmekonsesjoner gitt av NVE, se www.nve.no

3.3 Naturgassdistribusjon

Naturgass utvinnes fra en rekke felter på norsk kontinentalsokkel, enten sammen med olje og kondensat eller fra rene gassfelter. Naturgassen går i hovedsak til eksport til andre land og forbruk internt i petroleumsvirksomheten, men en mindre andel går også til innenlands forbruk, som råvare eller energibærer.

Den største aktiviteten knyttet til distribusjon og innenlands bruk av naturgass skjer i nær geografisk tilknytning til de store gassterminalene, samt i våtgassindustrien i Grenland. Etableringen av småskala LNG-fabrikker (Liquid Natural Gas) har også muliggjort distribusjon av naturgass over større distanser.

De to største innenlandske gassbrukerne benytter gass hovedsakelig som råvare til industriproduksjon. Statoils metanolfabrikk på Tjeldbergodden brukte anslagsvis 700 MSm³ (million standard kubikkmeter) rikgass i 2009, svarende til et energiinnhold på om lag 7,5 TWh. Industrien i Grenland bruker om lag 1 150 000 tonn våtgass (etan og propan) årlig, med et energiinnhold på i størrelsesorden 15 TWh.

Videre har Naturkraft etablert et gasskraftverk med en årlig etterspørsel på opptil 600 MSm³ naturgass på Kårstø, avhengig av brukstid på kraftverket. StatoilHydro har planlagt ordinær drift av Energiverk Mongstad i løpet av 2010, et anlegg som forventes å etterspørre om lag 700 MSm³/år. Energiverket innebærer også et nytt gassrør fra Kollsnes til Mongstad.

Metall- og fjernvarmeprodusenter representerer andre store forbrukere av naturgass. Naturgass omsettes etter hvert også i relativt store volumer i transportsektoren, spesielt til forsyning av gassdrevne skip og ferjer. Videre blir naturgass brukt som drivstoff i busser i flere byer.

Gasnor leverte i 2009 i overkant av 200 MSm^3 naturgass gjennom rør, som LNG og som CNG (komprimert naturgass på tank). Gasnor har et rørnett på Haugalandet som ved utløpet av 2009 var på om lag 100 kilometer. Videre disponerer Gasnor tre LNG-fabrikker med samlet kapasitet på 140 000 tonn/år (190 MSm^3/år) på Karmøy og Kollsnes. Gasnor har etablert over 30 terminaler for mottak av LNG, som fungerer som knutepunkt for videre distribusjon i regionen rundt. Videre har de CNG-distribusjon i Bergensområdet og på Haugalandet. Gasnor har tilgang på to skip for LNG-distribusjon, et på 1000 m^3 og et på 7500 m^3.

Lyse Neo leverte 580 GWh energi i 2009, svarende til om lag 59 MSm^3 naturgass, men dette inkluderer også leveranse av noe varme og kjøling som ikke er produsert ved hjelp av naturgass. Naturgassen leveres gjennom et transportnett bestående i hovedsak av et 50 kilometer langt høytrykks sjørør og et lavtrykks distribusjonsnett på om lag 450 kilometer i Jær-regionen, samt noen av øyene i Boknafjorden. Lyse har en LNG-fabrikk med kapasitet på 300 000 tonn/år (om lag 400 MSm^3/år) i Sola kommune, og har inngått et samarbeid med rederiet I. M. Skaugen om skipstransport av LNG.

Det er også flere andre distributører av naturgass, slik som StatoilHydro (med basis i deres LNG-fabrikk på Tjeldbergodden), Naturgass Møre, Naturgass Grenland og Barents Naturgass.

4 Energibruk

Et moderne samfunn krever utstrakt bruk av energi til ulike formål. De viktigste energibærerne i Norge er elektrisitet, olje og gass. Olje brukes først og fremst til transportformål, mens gass hovedsakelig brukes på sokkelen og i industrien på fastlandet.

Vi deler gjerne samfunnet opp i ulike sektorer og hovednæringer. I Norge omfatter dette husholdninger, tjenesteytende næringer, industri, transport, energiproduserende næringer, primærnæringer og bygg og anlegg. Når det gjelder energibruk skiller vi i tillegg ofte mellom mobilt bruk til transport og stasjonert bruk i bygninger og industri.

Innenlandsk stasjonært sluttbruk i Norge omfatter energi til industri, husholdninger og tjenesteytende næringer. Industri blir videre ofte delt opp i kraftintensiv industri og annen industri.

Dette kapitlet om energibruk er bygget opp med underkapitler. Hvilket forbruk som inngår vil framgå i starten av de enkelte delkapitler.

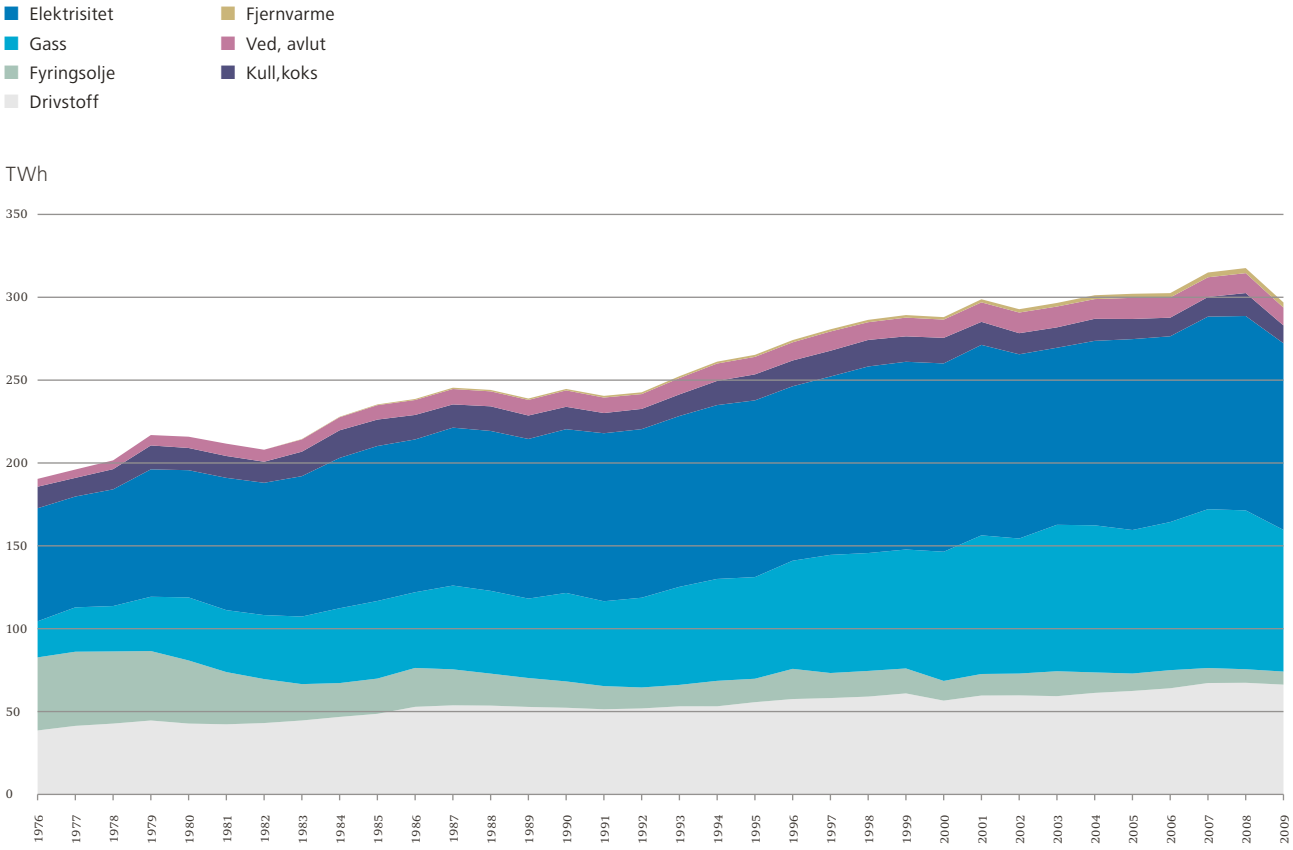
4.1 Energibruk i Norge

Figur 4.1 viser utvikling i det samlede bruk av ulike energibærere i Norge fra 1976 til 2009. Mens bruken av fyringsolje har gått kraftig ned i perioden, så har bruken av drivstoff til transport og gass gått betydelig opp. Tilsvarende steg forbruket av strøm frem til slutten av nittitallet, for så å flate ut. Nedgangen i bruken av fyringsolje kan

Figur 4.1

Samlet energibruk i Norge vist etter energibærere.

Kilde: SSB.



forklares med at man har gått over fra å fyre med olje til å bruke strøm, bioenergi og fjernvarme i industri og bygninger. Oppgangen i bruk av diesel og bensin kommer av stadig flere kjøretøy som kjører stadig mer. Den sterke økningen i bruk av gass har først og fremst sammenheng med aktiviteten på sokkelen, men også innen landbasert industri har det vært en markert oppgang i bruk av gass.

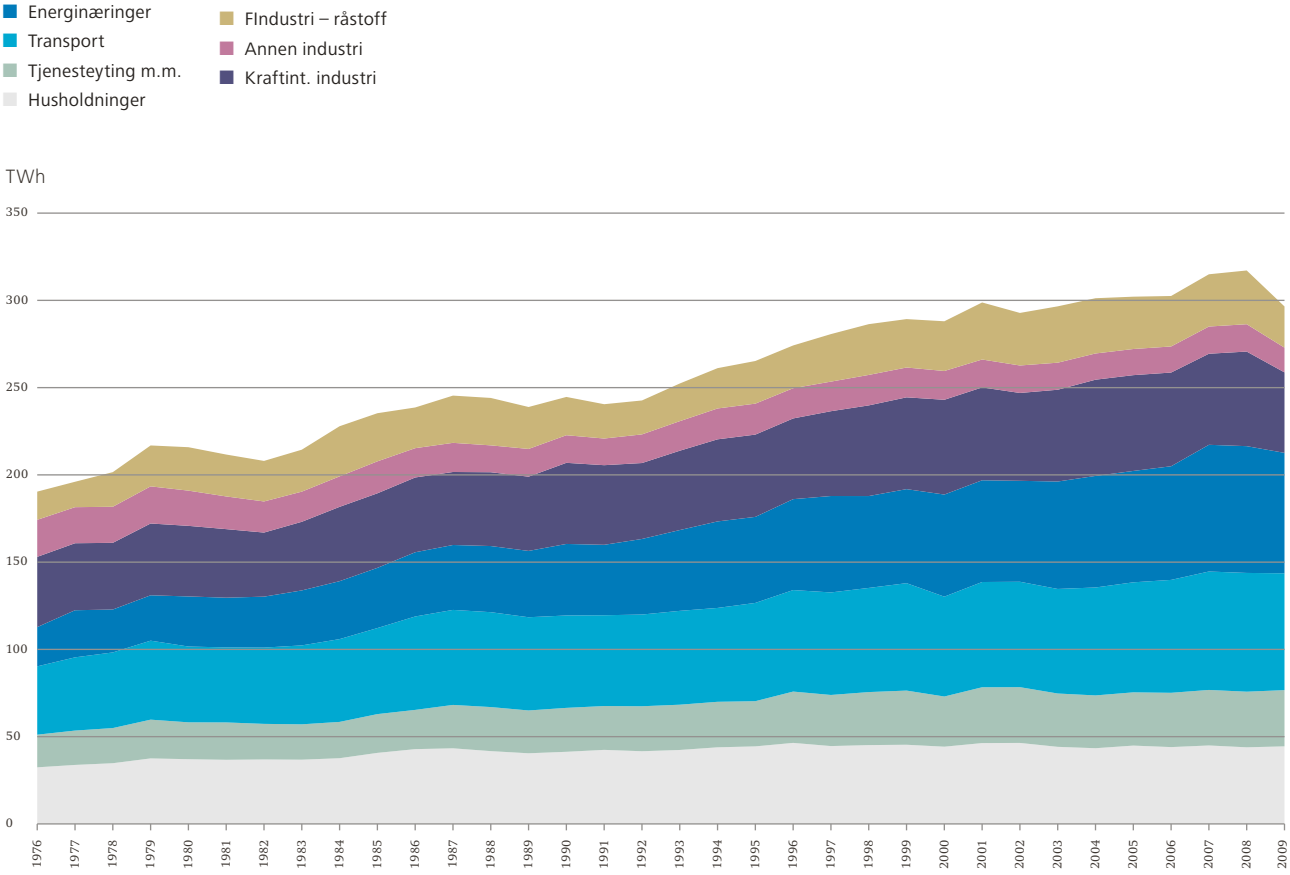
I 2009 var samlet energibruk i Norge i underkant av 300 TWh. Dette tilsvarer summen av innenlands sluttbruk, forbruk i energisektoren og råstoff i industrien i Figur 1.2. Det fordelte seg med 113 TWh elektrisitet, 86 TWh gass og 66 TWh drivstoff. Det ble brukt 11 TWh av hhv. kull og koks og ved og avlut. Forbruket av fyringsoljer var åtte TWh, mens det ble brukt vel tre TWh fjernvarme.

Figur 4-2 viser hvordan energibruken i ulike næringer og sektorer har utviklet seg siden 1976. Energibruken har økt innenfor alle sektorer i denne perioden, men veksten har vært spesiell sterk innenfor tjenesteytende næringer (yrkesbygg), transport og energiproduserende næringer. Dette henger sammen med den store aktivitetsveksten i disse næringsgruppene. I 2009 ble Norge påvirket av finanskrisen og flere energiintensive næringer reduserte produksjonen, noe som medførte lavere energibruk.

Figur 4.2

Samlet energibruk i Norge etter sektorer.

Kilde: SSB.



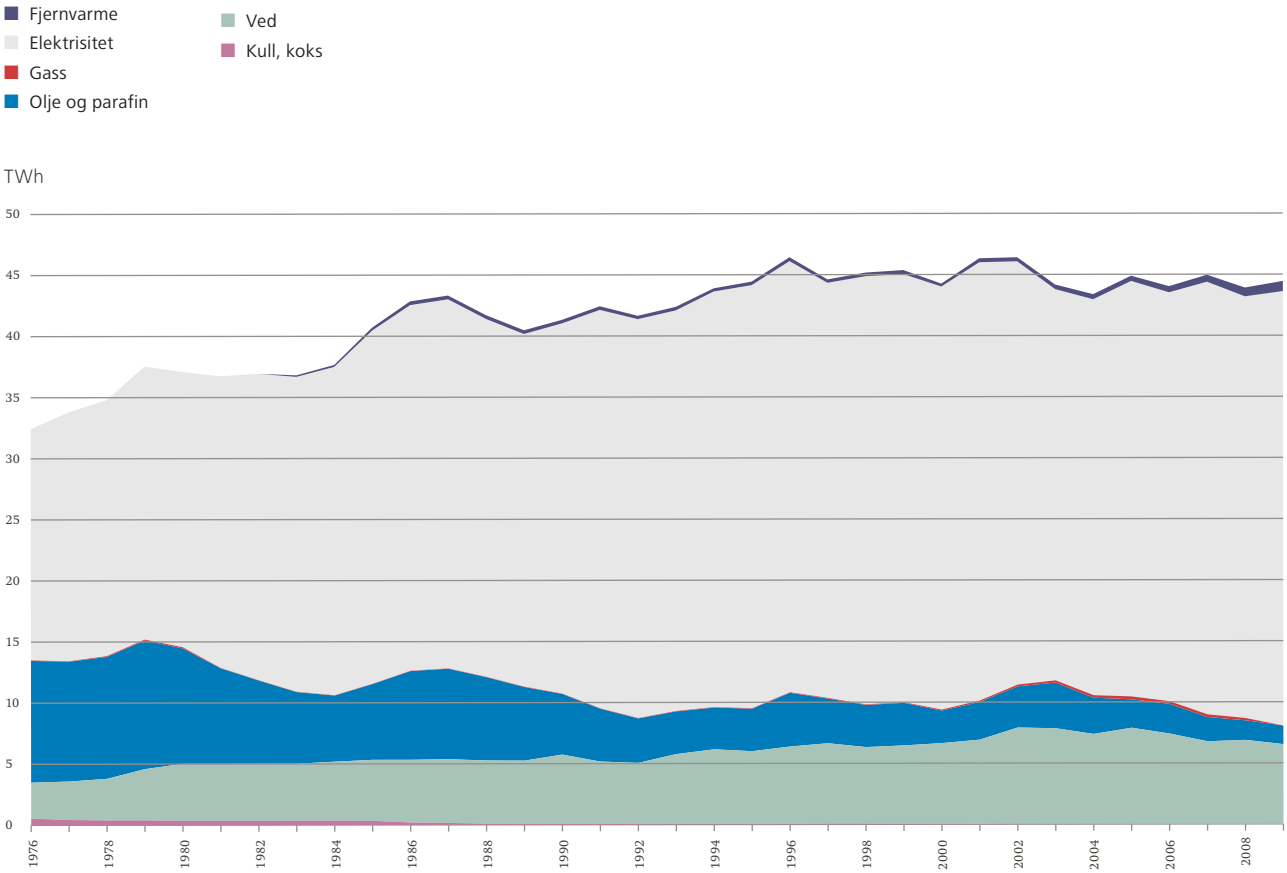
4.2 Energibruk i husholdningene

Husholdningenes stasjonære energibruk økte fra midten av 1970-tallet frem til midten av 1990-tallet. Figur 4.3 viser at vi de siste årene har hatt en utflating og en viss nedgang i forbruket.

Elektrisitet er den dominerende energibæreren i husholdningenes energibruk, og forbruket av denne bæreren har økt kraftig siden 1976. På begynnelsen av 2000-tallet viste elektrisitet en avtagende trend, før det igjen økte de siste årene. For oljeprodukter, det vil si fyringsolje og -parafin, har det vært en tilnærmet kontinuerlig reduksjon gjennom hele perioden siden 1976. Det har vært en økning i forbruket av fjernvarme og gass, men disse energibærerne betyr foreløpig lite i husholdningene.

Forbruket av biobrensler er derimot betydelig. Andelen ved i husholdningenes energibruk har vært jevnt økende gjennom perioden, men med en svak reduksjon siden 2005. Forbruket av pellets har økt de siste årene, men pellets utgjør fortsatt lite samlet sett.

Figur 4.3
Utvikling i stasjonært sluttbruk i husholdningene, fordelt på energibærer. Kilde: SSB.



Utflatingen i energibruken skjer til tross for en stadig økende befolkning, en tilhørende økning i antall husholdninger og en betydelig vekst i privat konsum. Det er ikke noen enkel forklaring på den utflatingen vi har sett de senere årene. Mer energieffektivt utstyr og apparater, endringer i livsstil og økt oppmerksomhet om og tiltak for energieffektivisering kan ha påvirket utviklingen. I tillegg er det slik at økt anvendelse av mer energieffektive ovner og varmepumper bidrar til en forbedring, men dette kan ikke leses direkte ut av statistikken. Indikatorer for husholdningene er vist i Tabell 4.1.

En formålsfordeling sier hvordan energibruken fordeler seg på ulike formål i eksisterende norske husholdninger, som et gjennomsnitt for alle boliger. Grov sett kan vi skille mellom oppvarmingsformål og el-spesifikt formål. El-spesifikke formål kan kun dekkes av elektrisitet. Dette er husholdningsmaskiner, belysning og apparater, som for eksempel TV og kaffetrakter. Oppvarmingsformål kan i utgangspunktet dekkes av alle energibærere, men avhenger av hvilket oppvarmingsutstyr som er tilgjengelig i den enkelte bolig. Formålsfordelingen endrer seg over tid og fra boligtype til boligtype.

Basert bl.a. på tall fra ERÅD[1], Svensk statistikk og REMODECE[2], ser vi at det er mye som tyder på at det el-spesifikke forbruket ikke utgjør mer enn om lag 25 prosent av energibruken, og at andelen til rom- og vannoppvarming således er på om lag 75 prosent.

Fordelingen mellom el-spesifikt utstyr og oppvarmingsformål endrer seg over tid. Hvitevarer og en del andre elektriske apparater skiftes ut relativt hyppig, og antall apparater øker raskt, samtidig som de enkelte apparatene blir mer effektive. Mer effektive apparater bidrar isolert sett til at veksten i elektrisitetsforbruket dempes.

Indikatorer for energieffektivisering i husholdningene

Utflatingen av husholdningenes energibruk siden midt på nittitallet har skjedd til tross for at det har vært en kraftig vekst i privat konsum og en vekst i antall boliger og oppvarmet boligareal. Folketallet har vært jevnt økende i perioden. Tabell 4.1 viser utvikling i ulike indikatorer for husholdningene.

Tabell 4.1

Indikatorer for energibruk i husholdningene.

Indikator	Utvikling	Retning total energibruk påvirkes
kWh / person	Gradvis ned siden midten av 90-tallet	↘
m² / person	Steget jevnt siden 90-tallet	↗
NOK / person	Steget jevnt siden 90-tallet	↗
kWh/ m²	Gått ned siden beregninger på begynnelsen av 90-tallet	↘
kWh / husholdning	Sunket siden 90-tallet	↘
m² / husholdning	Steget jevn siden 90-tallet	↗
personer / husholdning	Sunket siden 90-tallet	↗
Antall husholdninger	Økt mye siden 90-tallet, mer enn befolkningsveksten	↗

[1] ERÅD står for EnergiRÅDgivning, og er et energirådgivningsprogram utviklet på 80-tallet av Energidata i nært samarbeid med elektrisitetsverkene, energikonsulenter, og andre fagfolk. ERÅD ble mye benyttet i perioden 1985-1995.
[2] Residential Monitoring to Decrease Energy Use and Carbon Emissions in Europe.

Reduksjonen i energibruk per krone konsumert er et av de mest markante trekkene ved utviklingen siden 1990. Energibruken pr husholdning og pr oppvarmet kvadratmeter bolig er betydelig redusert siden 1990. Energibruk pr. innbygger er også redusert, men ikke så mye som for de øvrige indikatorene. Dette vises i Figur 4.4.

Fritidsboliger

Antallet fritidsboliger øker raskt, og fritidsboligene blir stadig større og med høyere standard. Energibruk i fritidsboliger regnes med i oversikt over husholdningenes energibruk, og utgjør en stadig økende del av husholdningenes totale energibruk, selv om andelen fortsatt er lav.

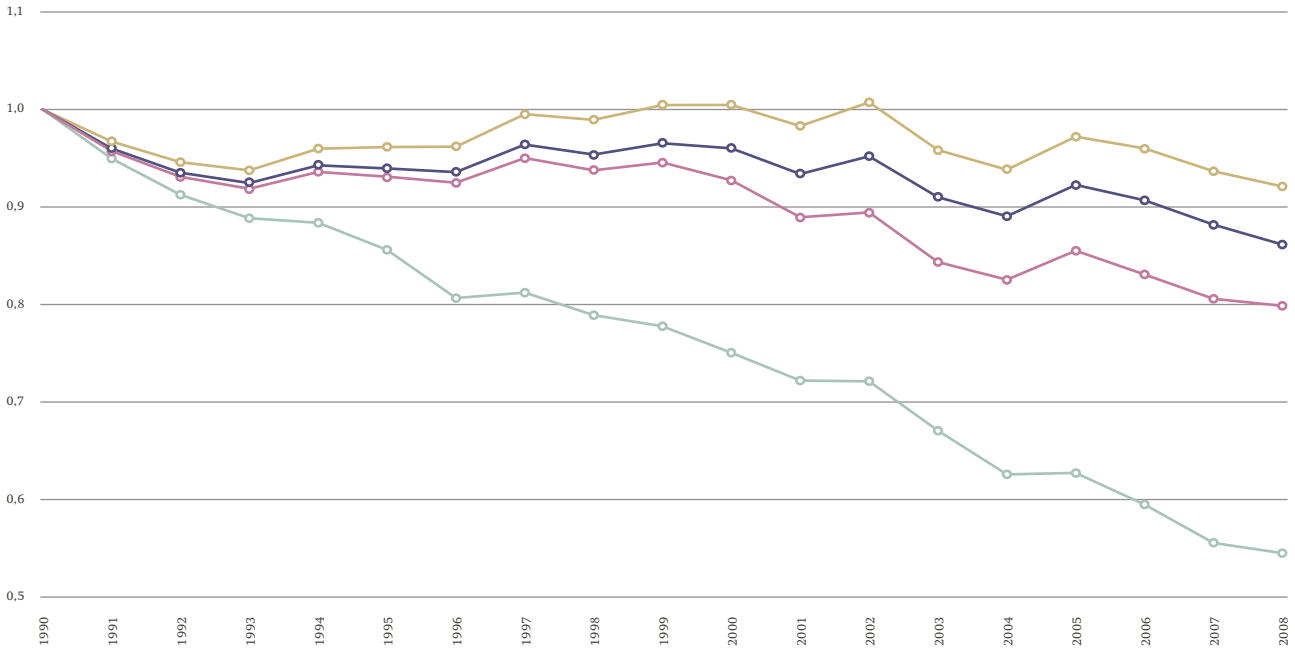
Elektrisitetsforbruket i fritidsboliger økte fra vel 0,7 TWh i 1993 til ca. 1,6 TWh i 2009, det vil si mer enn en fordobling. Antall fritidsboliger har i samme periode økt med ca. 15 prosent, til mer enn 294 000 pr. januar 2010, og veksten i antall fritidsboliger ser ut til å fortsette. Det er en stadig økende andel av fritidsboligene som har nettilknytning, noe som vil bidra til å øke elektrisitetsbruken i dette segmentet.

Forbruket av ved i fritidsboliger var i 2009 på 206 000 tonn, noe som tilsvarer en teoretisk energimengde på ca. en TWh, men kun en nyttiggjort energimengde på ca 0,45 TWh.

Figur 4.4

Utviklingen for et utvalg av indikatorer for energibruk i husholdningene, 1990=1. Klimakorrigert. Kilde: IDE/Odyssee.

- Sluttbruk/capita
- Sluttbruk/husholdning
- Sluttbruk/oppvarmet areal
- Sluttbruk/privat konsum



4.3 Energibruk i tjenesteytende sektor

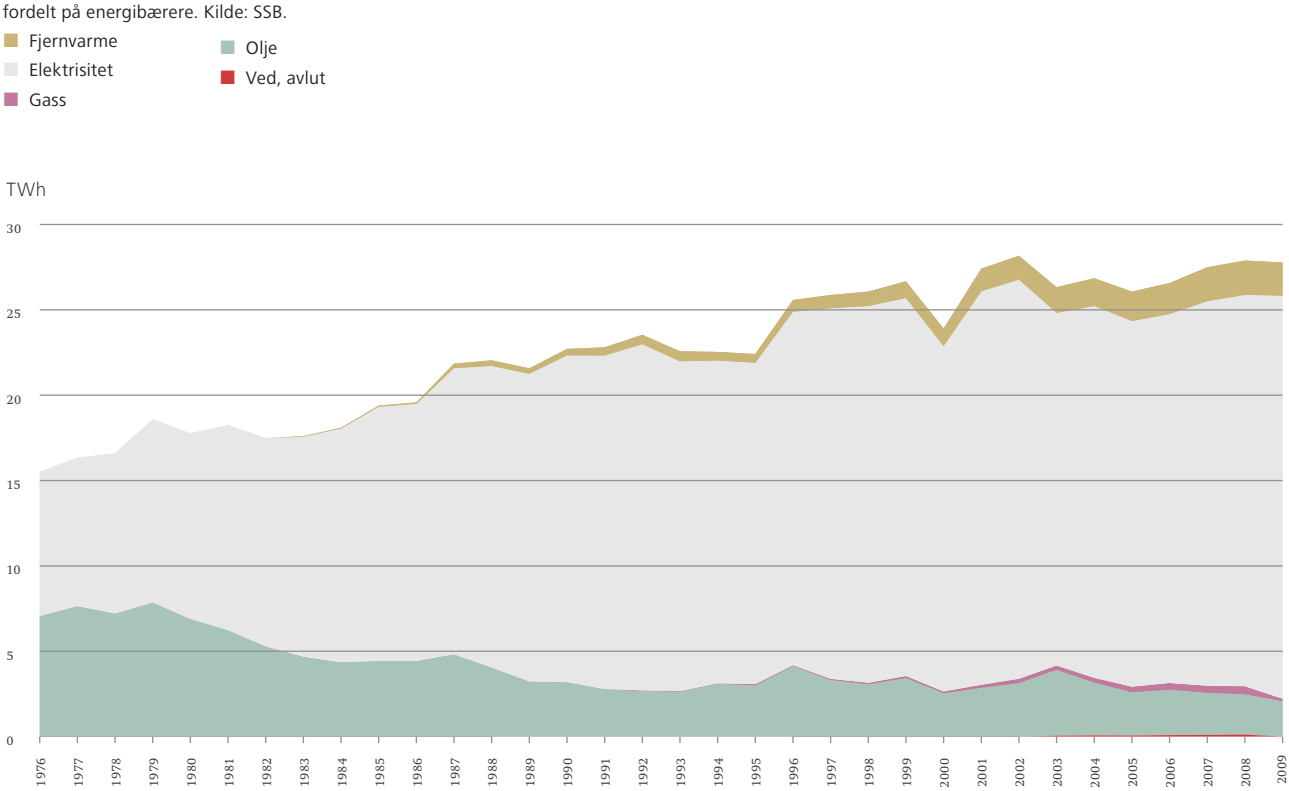
Tjenesteytende sektor omfatter både offentlig og privat tjenesteyting. Totalt brukte tjenesteytende sektor 27,8 TWh til stasjonære formål i 2009, hvorav elektrisitet utgjorde 23,6 TWh. Det har vært en betydelig økning i stasjonær energibruk i tjenesteytende sektor fra 1976 til 2009, men med noe utflating de siste årene, til tross for sterk økonomisk vekst. Figur 4.5 viser at det særlig er elektrisitetsforbruket som har økt, men også det har flatet ut de siste årene. Fjernvarme har økt, men utgjør likevel en beskjeden andel av energibruken i tjenesteytende sektor. Bruk av olje har avtatt vesentlig siden 1976, mens gass har hatt en liten økning de siste fire årene.

Figur 4.6 viser andelen av ulike energivarer i tjenesteytende sektor i 2009. Elektrisitet er den dominerende energibæreren med 85 prosent av samlet energibruk, olje og fjernvarme er nesten like store med rundt sju – åtte prosent mens både gass og ved utgjør under en prosent.

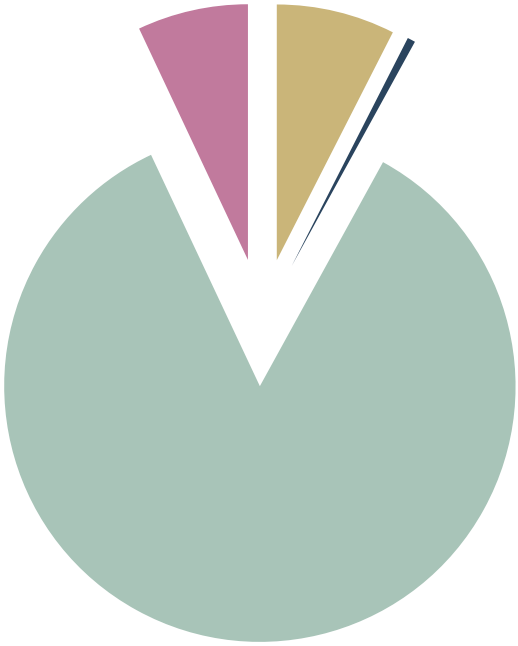
Indikatorer for energieffektivisering

Indikatorer kan brukes til å se på utvikling innen energibruk sett i forhold til ulike måleenheter. Indikatorene for tjenesteyting viser at energibruk per sysselsatt og energibruk/areal har gått svakt ned fra 1990 til 2008, mens energibruk per bruttoprodukt har gått kraftig ned i samme perioden. Figur 4.7 viser at energibruken per sysselsatt og per areal har sunket med hhv. 23 prosent og åtte prosent siden 1990.

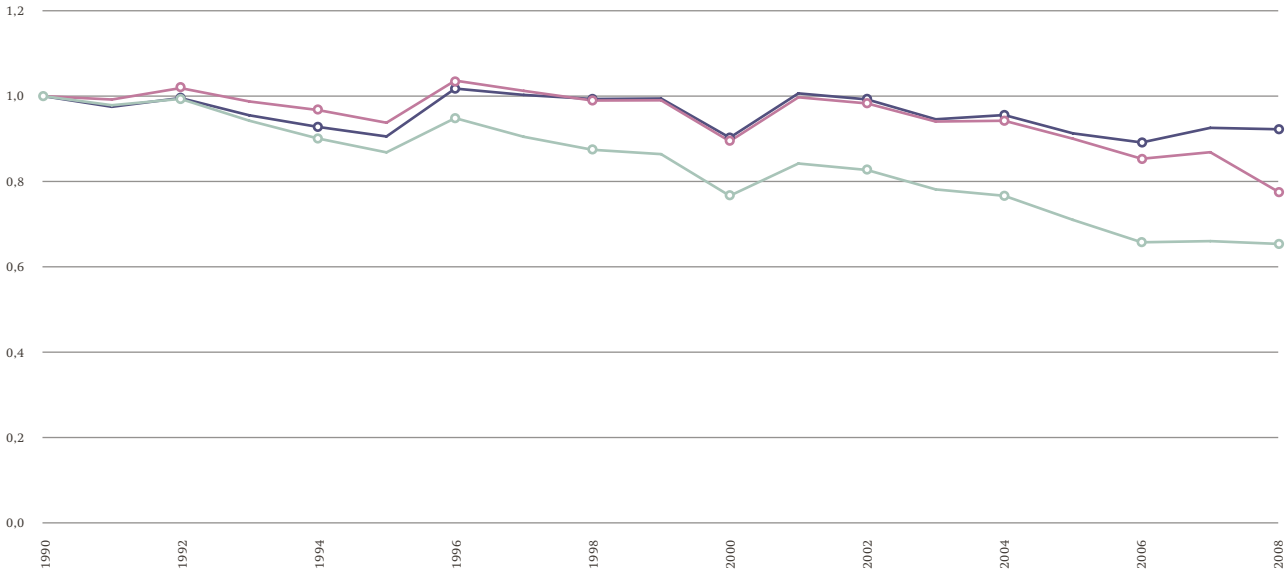
Figur 4.5
Energibruk i tjenesteytende sektor, fordelt på energibærere. Kilde: SSB.



Figur 4.6
Energibruk i tjenesteytende sektor 2009.
Kilde SSB.
- Olje, 7,5 %
- Gass, 0,5 %
- Elektrisitet, 85 %
- Fjernvarme, 7 %
- Ved, avlut, 0 %



Figur 4.7
Utviklingen for et utvalg indikatorer for energibruk i tjenesteytende sektor, 1990=1.
Kilde: IFE/ODYSSEE.
- Energi/sysselsatt
- Energi/areal
- Energi/bruttoprodukt



Energieffektiviseringen, eller nedgangen i intensiteten kan ha flere grunner: Endring i sammensetting av næringer og forbedret produktivitet gjennom teknologisk endring og energieffektivisering. I tillegg kan fokus på lønnsomhet ha ført til overgang fra små bedrifter til større og mer effektive enheter, med redusert energibruk i forhold til verdiskapningen[2].

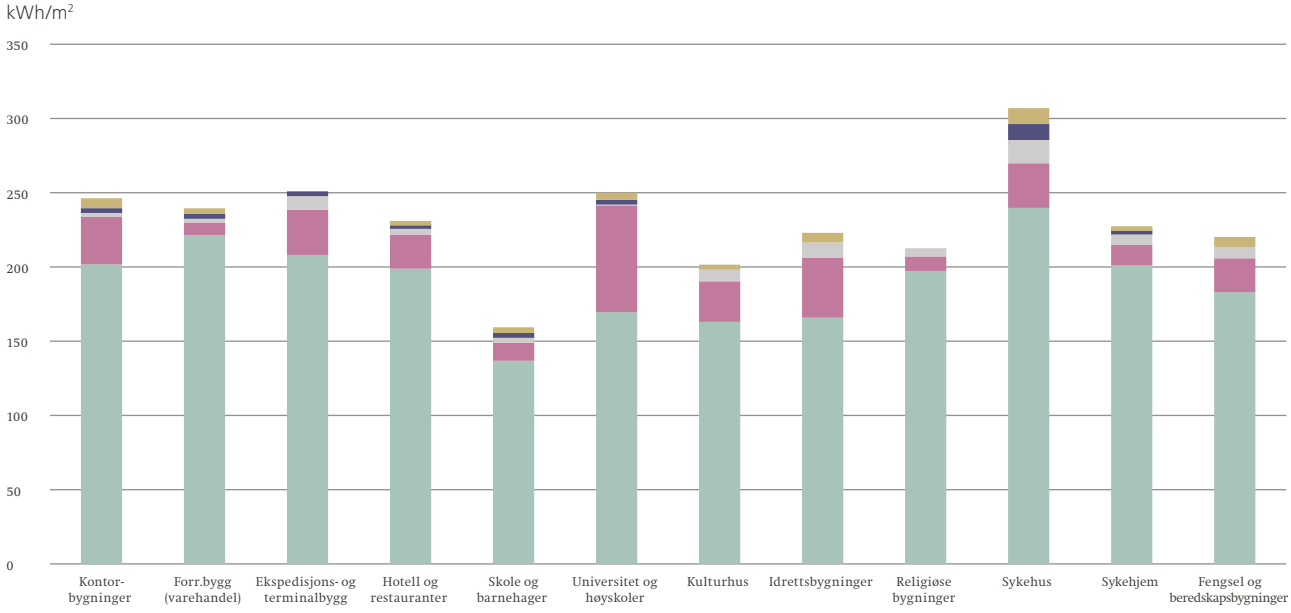
Energibruk i ulike bygningstyper

Figur 4.8 viser energibruk i kWh/m² for næringsbygg i tjenesteytende næringer og gir en indikasjon på hvilke energikilder og -typer som brukes innenfor ulike bygningskategorier.

På samme måte som for husholdningene deler man inn energibruken i bygg etter formål, oppvarmingsformål og el-spesifikke formål. Muligheten til å veksle mellom energibærere omtales gjerne som energifleksibilitet. En forutsetning for fleksibilitet i større næringsbygg er at de har et distribusjonssystem for vannbåren varme. Vi har per i dag ikke noen offisiell formålsfordeling for energibruk i næringsbygg.

I tjenesteytende næringer går det meste av energien til elektrisk utstyr, lys, oppvarming og vannvarming, dvs. til drift av bygningene. Energibruken i bygningen avhenger av typen tjeneste som tilbys, driftstid i bygningen, bygningens alder og beliggenhet, og andre lignende faktorer. Bygningene er ofte i kontinuerlig drift, med unntak av variasjoner ved ferie og høytid. Energibruken påvirkes derfor i mindre grad av for eksempel volumendringer i produksjon, slik som er tilfelle for industrien.

Figur 4.8
Energibruk i tjenesteytende sektor, fordelt på energibærere. Kilde: SSB.



[2] Mer om Odyssee indikatorene kan lastes ned fra http://www.odyssee-indicators.org/

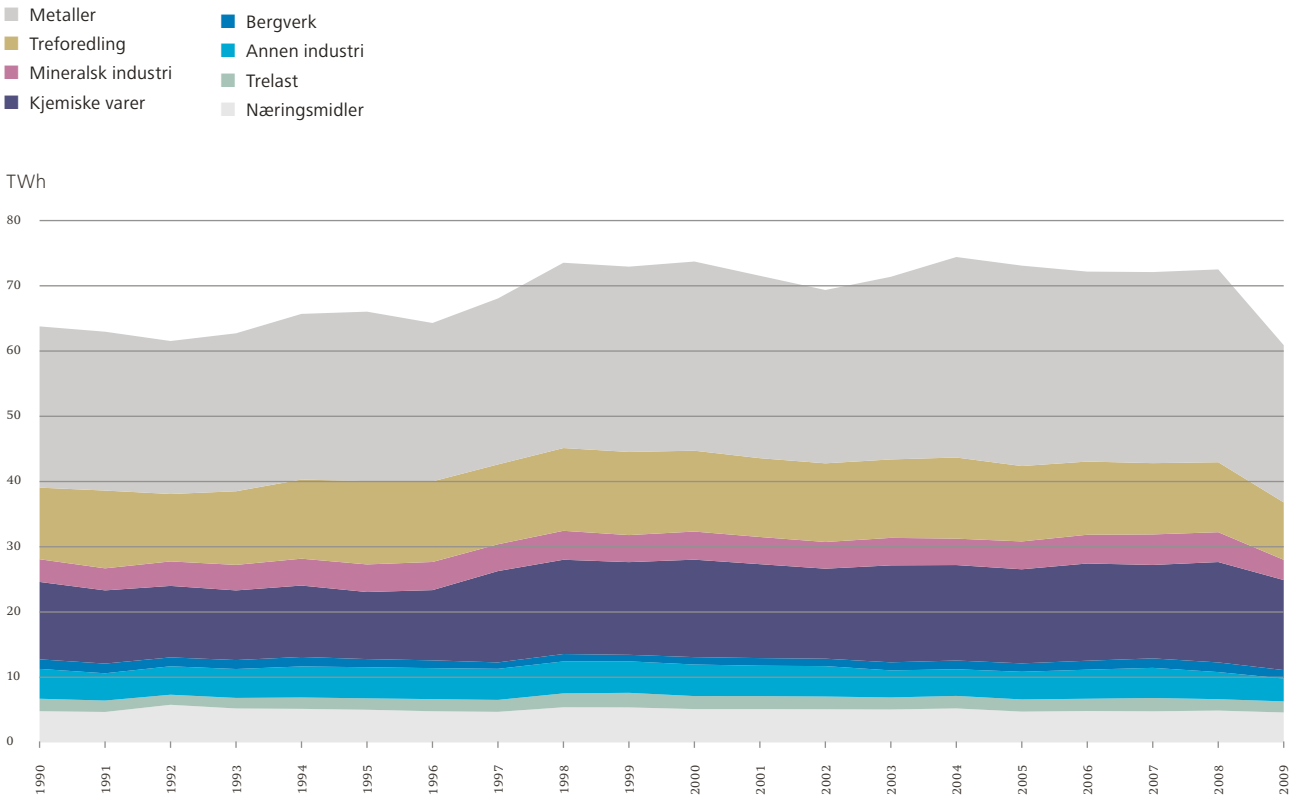
4.4 Energibruk i industrien

Samlet stasjonært sluttbruk av energi i industrien var 61 TWh i 2009, en nedgang på 13 prosent fra året før. Denne nedgangen har sammenheng med finanskrisen som rammet industrien hardt. Fra Figur 4.9 ser vi at nedgangen var særlig stor innenfor metallindustrien.

Det har vært en utflating i energibruken i norsk industri siden årtusenskiftet. Dette kommer hovedsakelig av at flere energiintensive bedrifter og anlegg er lagt ned de siste ti årene, og at de gjenværende bedriftene har fått stadig mer energieffektivt produksjonsutstyr.

Figur 4.9

Energibruk i industrien etter næring. Kilde: SSB.



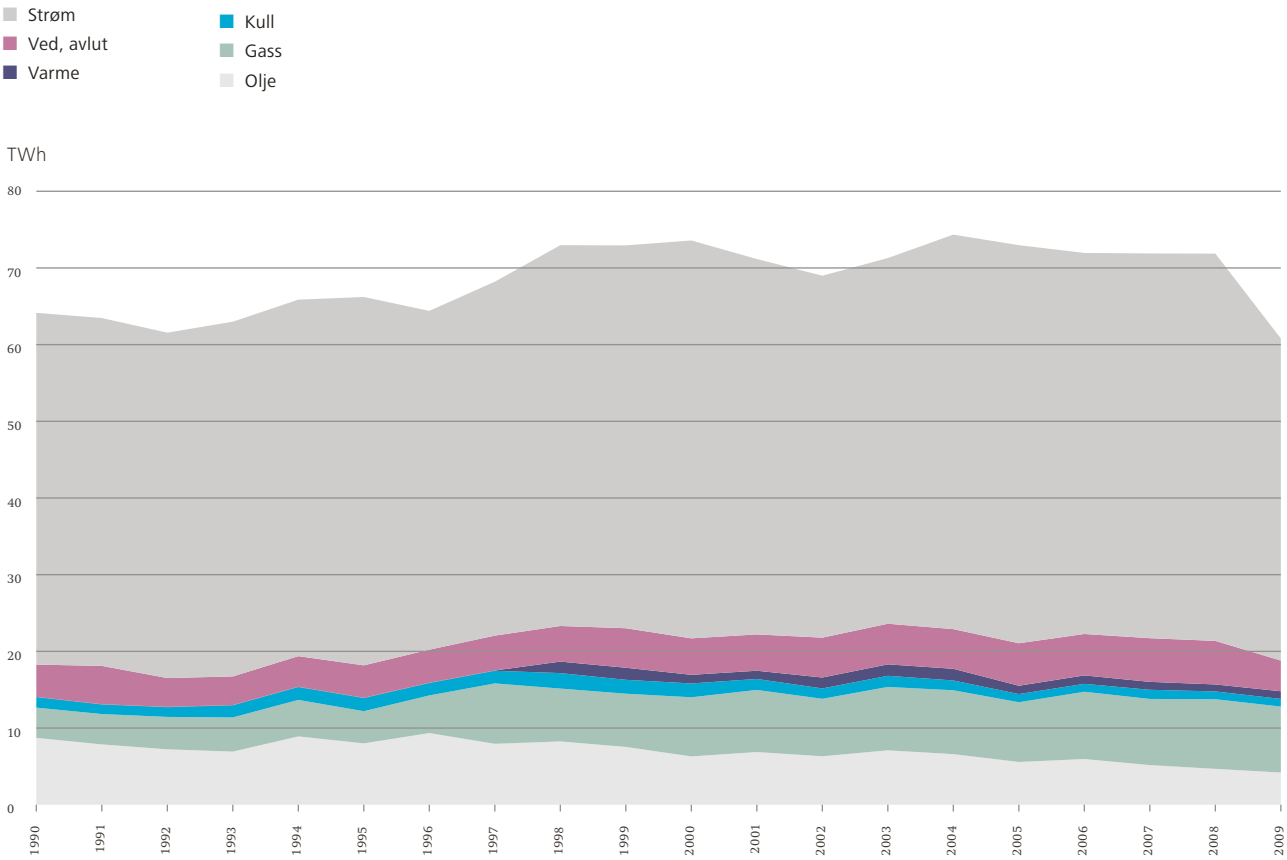
Elektrisk kraft er den dominerende energivaren i norsk industri og står for over 60 prosent av energibruken. Det er særlig innenfor de kraftintensive næringene metallindustri, kjemiske råvarer og treforedling av det brukes mye kraft. Fra Figur 4.10 ser vi at forbruket av kraft gikk kraftig ned i 2009, og dette har sammenheng med den nevnte finanskrisen.

Figur 4.10 viser også at det har vært en oppgang i bruken av gass og en nedgang i bruken av fyringsolje i industrien de siste 20 årene. Mye av oppgangen i gassbruk skyldes oppstart av en energiintensiv bedrift i 1996 som har gass som hovedenergikilde. Nedgangen i bruk av fyringsolje skyldes flere forhold, men viktige faktorer bak utviklingen var innføringen av CO_2-avgift i 1991 og kostnader på utslipp av klimagasser de siste årene.

Figur 4.10

Energibruk i industrien etter energivare.

Kilde: SSB.

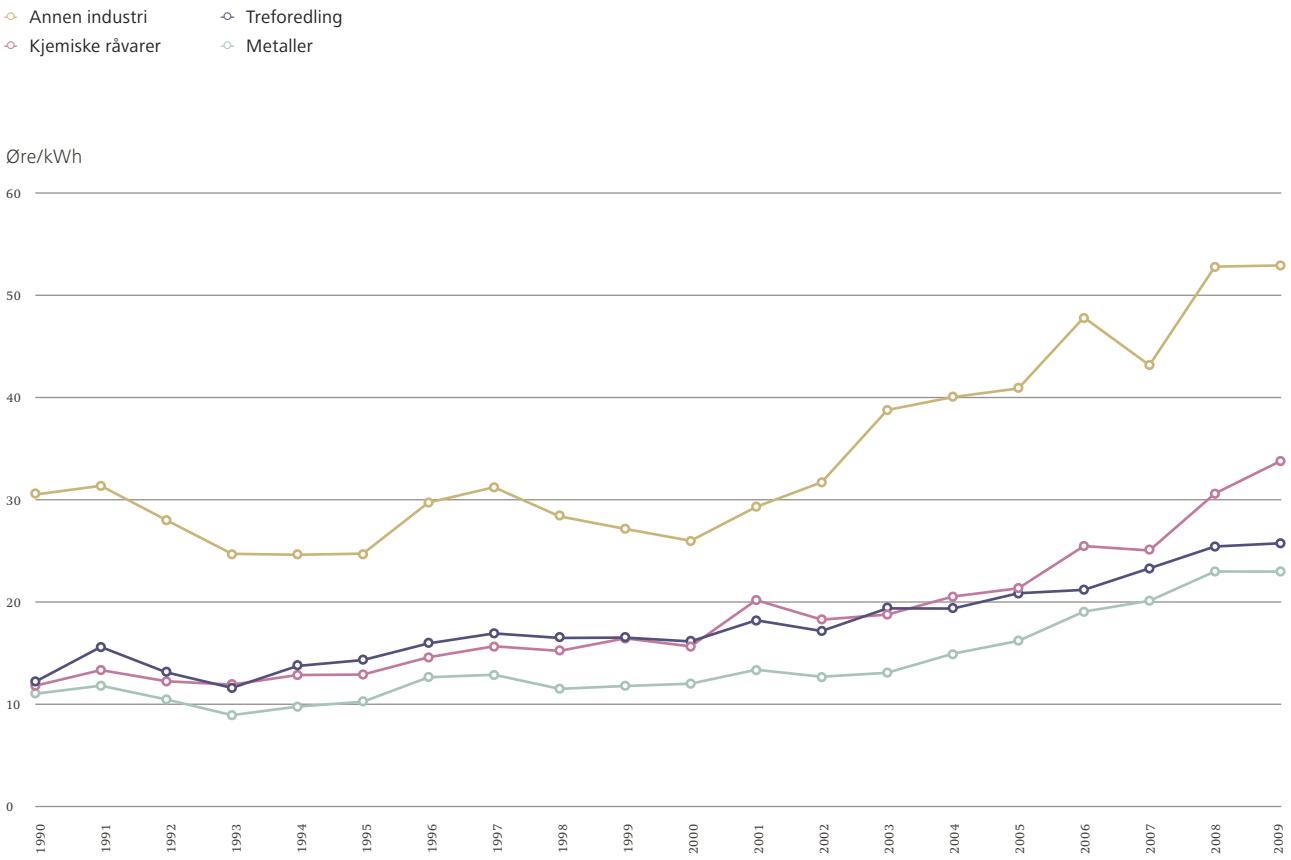


Kraftintensiv industri betaler av flere grunner en mye lavere kraftpris enn andre forbrukere i Norge, men de siste 20 årene har prisen de kraftkrevende bedriftene må betale mer enn doblet seg. Bakgrunnen for dette er en kombinasjon av generelt høyere kraftpriser i Norge og at flere gunstige myndighetsbestemte kraftkontrakter har løpt ut de siste årene. Innen utgangen av 2011 skal alle myndighetsbestemte kraftkontrakter fases ut. Høyere kraftpriser kan være en forklaring på at flere kraftintensive bedrifter og anlegg er lagt ned de siste årene.

Figur 4.11

Priser for elektrisk kraft i industrien.

Kilde: SSB.



4.5 Energibruk i petroleumssektoren

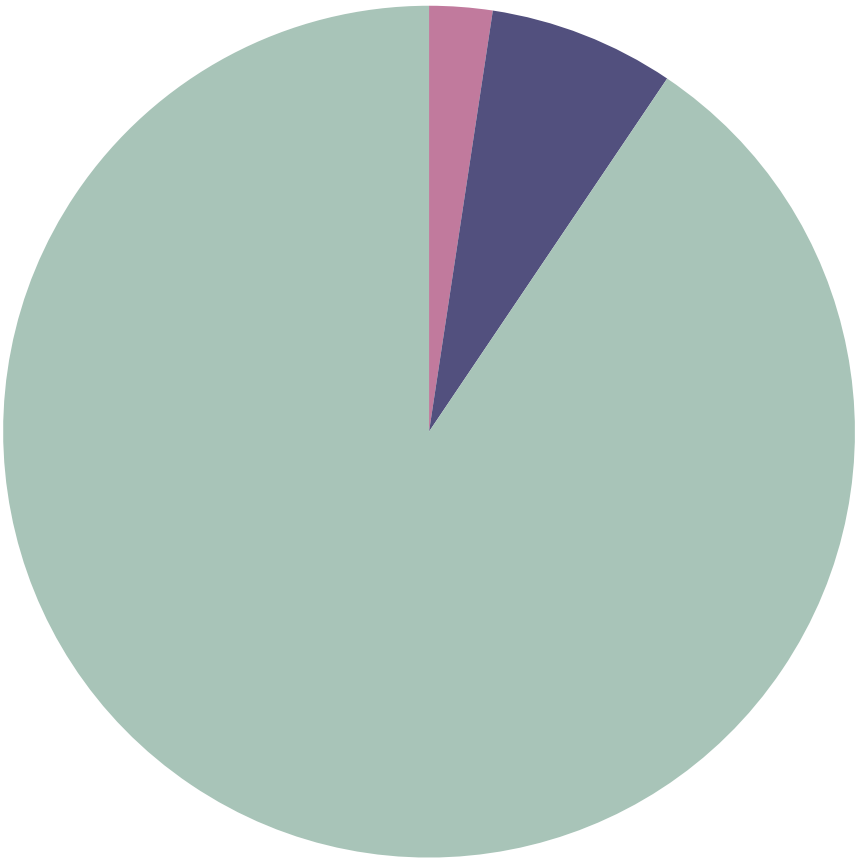
I forbindelse med olje- og gassvirksomheten brukes det betydelige energimengder i form av naturgass, diesel og elektrisk kraft.

Basert på SSBs energistatistikk for 2009 kan energibruken i petroleumssektoren anslås til om lag 66 TWh, fordelt mellom energibærere som vist i Figur 4.12. Til sammenligning var bruttoproduksjonen av naturgass fra sokkelen (ikke inkludert naturgass som går til injeksjon i reservoarer) ca. 1000 TWh i 2009.

Noe naturgass brukes også innenlands utenom petroleumssektoren. For mer informasjon om dette, se kapittel 4.6

Figur 4.12
Energibruk i petroleumssektoren 2010, i TWh. Offshore og landanlegg. Kilde: SSB.

- Diesel 1,6
- Elektrisk kraft 4,7
- Naturgass 60,4



Kraft fra kraftnettet til petroleumssektoren

Forbruket av kraft fra kraftnettet til petroleumssektoren var om lag 4,7 TWh i 2009. Troll A og Ormen Lange er foreløpig de eneste innretningene på norsk sokkel som er forsynt med elektrisitet fra land. I tillegg benytter landanleggene på Kollsnes og Nyhamna i stor grad kraft fra kraftnettet, mens anleggene på Kårstø, Tjeldbergodden og Melkøya (Snøhvit) i stor grad er selvforsynt med energi (men er koplet til kraftnettet).

Det forventes en økning i kraftforbruket i petroleumssektoren fremover, både som følge av økt etterspørsel fra eksisterende anlegg og installasjoner og som følge av at nye installasjoner vurderer bruk av kraft fra kraftnettet.

Energiproduksjon på olje- og gassinstallasjoner

I tillegg til å produsere elektrisitet, er det på olje- og gassinstallasjonene en rekke turbiner som direkte driver kompressorer, pumper og annet nødvendig utstyr. Disse turbinene drives hovedsakelig med naturgass som produseres på samme innretning. I perioder når naturgass ikke er tilgjengelig på innretningen, drives mange av turbinene med diesel («dual-fuel» maskiner).

4.6 Bruk av naturgass

I år 2009 ble det i følge SSB produsert 103,5 milliarder Sm^3 gass på den norske kontinentalsokkelen. 96,6 milliarder Sm^3 (93 prosent) av denne gassen ble eksportert til utlandet, mens om lag seks prosent ble brukt på sokkelen til drift av olje- og gassplattformer. Den resterende naturgassen ble brukt som råstoff og til energiformål innenlands.

Samlet sett ble det i 2009 forbrukt tørrgass tilsvarende en tilført energimengde på om lag 317 MSm^3 (om lag 3.5 TWh) til energiformål i Norge, hovedsakelig rundt ilandføringsstedene for gass.

Til sammen utgjør det innenlandske sluttforbruket av tørrgass til energiformål utenom petroleumssektoren i overkant av en prosent av vårt sluttforbruk av energi. Sammenliknet med andre land i Europa er naturgassforbruket i Norge lavt.

4.7 Energibruk til innenlands transport

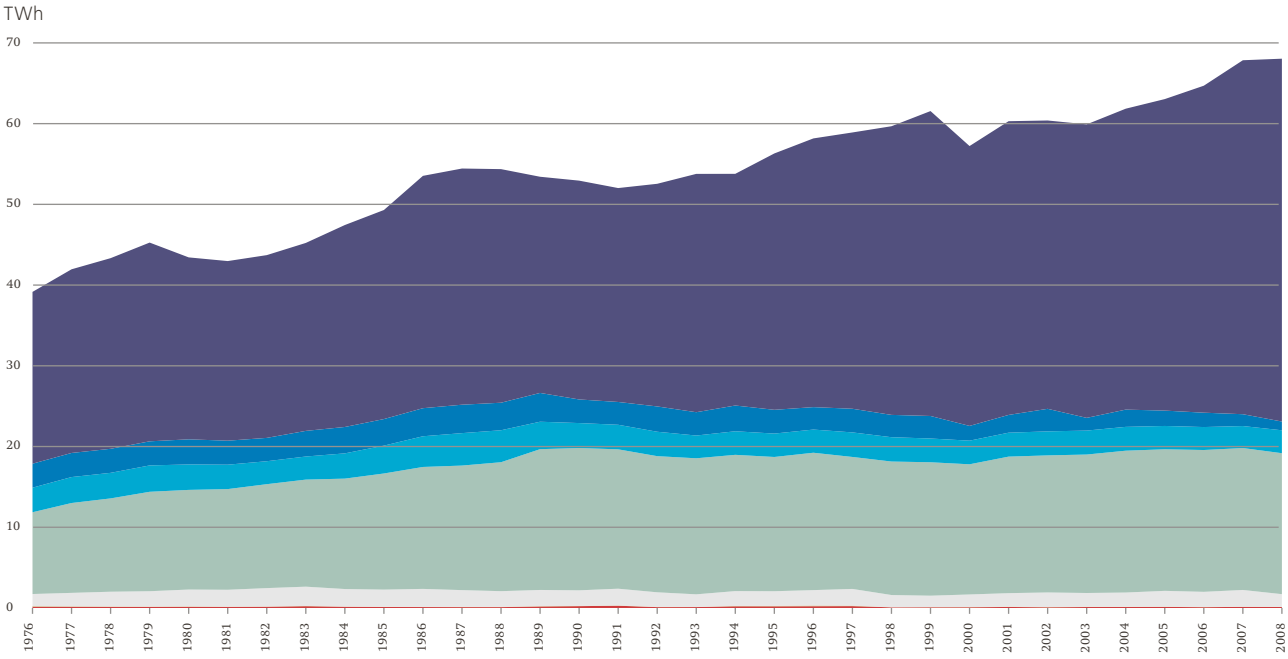
Energibruk til transport utgjør en stadig større del av den totale energibruken i Norge. Forbruk til transport blir også kalt mobil energibruk. I de senere årene har energi til transport utgjort i overkant av 20 prosent av den totale energibruken innenlands. I 2006 steg andelen energi til transport til over 21 prosent, og i 2009 til nærmere 23 prosent (Kilde: Energiregnskapet 2009). Total energibruk til transportformål har økt fra ca. 39 TWh i 1976 til mer enn 67 TWh i 2009, noe som tilsvarer en økning på 71 prosent. Den største økningen er det næringene for yrkestransport som står for.

Energibruk til transport fordelt på sektorer

Sektorinndelingen for mobilt energibruk er litt annerledes enn for stasjonært forbruk Yrkestransportnæringer omfatter transport av gods og passasjerer i fly og innenriks sjøfart, tog, trikk, drosjer, lastebiler, busser osv. I tillegg kommer energibruk i forbindelse med bygg og anlegg og landbruk og fiske.

- Innen for offentlig tjenesteyting inkluderer forbruket Ikke-yrkestransport i forbindelse med utøvelse av offentlige tjenester/service, dette gjelder også for privat tjenesteyting: Ikke-yrkestransport i forbindelse med utøvelse av private tjenester/service.
- Private husholdninger: Privatbilisme.

Figur 4.13
Energibruk til transport fordelt på ulike sektorer, 1976 – 2008. Kilde: SSB.



- Annen industri og bergverk: Transport i tilknytning til annen industri og bergverk.
- Treforedlingsindustri: Transport i tilknytning til treforedlingsindustri.
- Kraftintensiv industri: Transport i tilknytning til kraftintensiv industri.

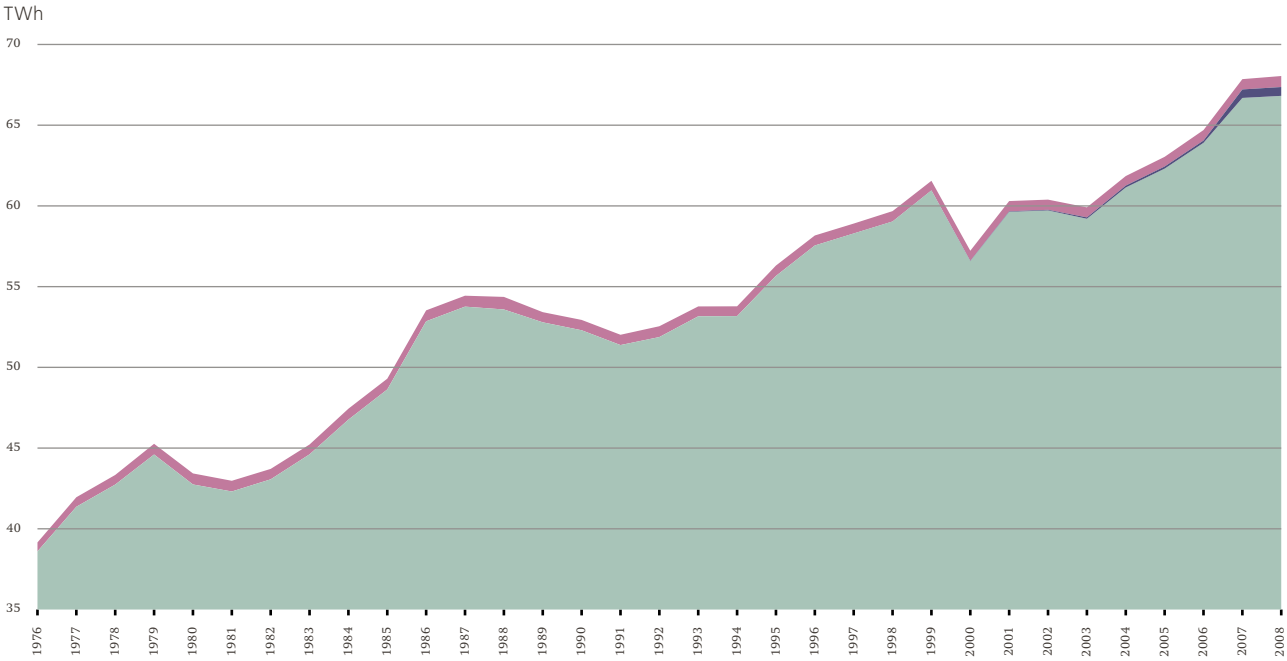
Hvis vi ser nærmere på energibruken innenfor de ulike sektorene, er det yrkestransportnæringene «Andre forbrukere» som dominerer med 66 prosent av energibruken til transport i 2008, mens Private husholdninger er den nest største energibruker med ca. 26 prosent. Til tross for at det er 40 prosent flere registrerte personbiler i 2009 sammenlignet med 1990, har energibruken til husholdningene holdt seg nokså konstant[3]. Ny teknologi og tendensen som viser at det er de nyeste bilene som kjører lengst, har bidratt til denne utviklingen. Utviklingen i energibruk i sektoren «Privat tjenesteyting» har hatt små variasjoner siden rundt 1990, mens «Offentlig tjenesteyting» viser en nedgang for de siste årene. «Annen industri og bergverk» har vist en svak nedgang siden begynnelsen av 80-tallet[4].

Energibærere

Til transportformål benyttes olje, elektrisitet og gass, med olje som den klart dominerende energibæreren. Elektrisitetsandelen har de siste ti årene vært på ca. en prosent. Gass kom inn som energibærer i 1996 og har siden den kom økt gradvis til å utgjøre 0,55 prosent i 2008. Rundt 90 prosent av innenlands sluttforbruk av olje går til transportformål. I 1976 var tilsvarende andel 47 prosent. (Kilde: SSB)

Figur 4.14

Energibruk til transport, fordelt på energibærere. Kilde: SSB.



[3] Vi finner det tvilsomt at energibruk til transport i husholdningene har holdt seg konstant. Ved bruk av ulike statistikker (SSB innenlandske transportytelser og registerstatistikk) finner vi at det er sannsynlig at energibruken til transport i husholdningene har økt med nærmere 30 prosent.

[4] Kilder: SSB, Kjøretøy, registerstatistikk 2009; SSB, Kjørelengder, registerstatistikk 2009.

5 Nettleie og avgifter

Når vi setter på en vaskemaskin som bruker en kWh per vask, har vi benyttet oss av en vare og en tjeneste. Vi har brukt varen elektrisitet, og vi har brukt transporttjenesten som overfører elektrisitet fra der den ble produsert til vår bolig. Dette kapitlet handler om hvordan vi i Norge priser overføring av elektrisitet.

5.1 Elektrisitetsnettet – et naturlig monopol

På kort sikt er det bare kostnadene ved varmeutvikling i nettanlegg (nettap) og begrensninger i overføringskapasiteten (flaskehalskostnader) som varierer med forbruket. Resten av kostnadene som kapital- og vedlikeholdskostnader er uavhengig av forbruket. Heller ikke på lang sikt er det noen klar sammenheng mellom overført elektrisitet og kostnadsnivået i nettet.

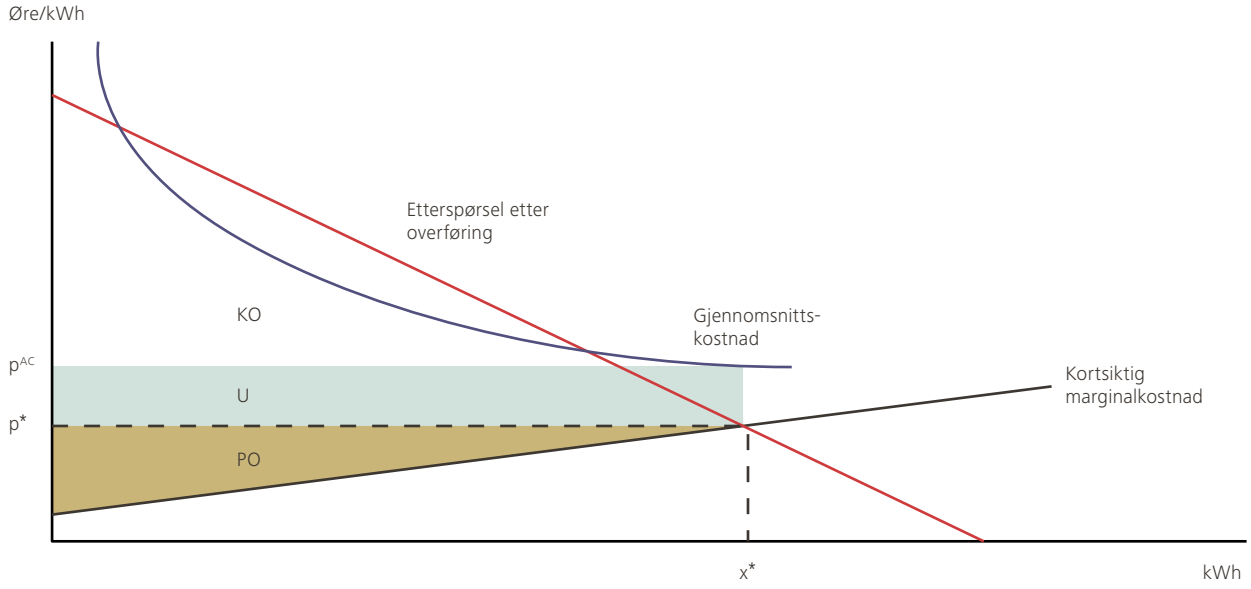
I distribusjonsnettet utgjør tapskostnaden typisk ti prosent av de samlede kostnadene, mens nettapene utgjør i underkant av 14 prosent av kostnadene i regionalnettet. Nettap i el-nettet kan du lese om i kapitlet om infrastruktur.

Kostnadsstrukturen med høye faste kostnader og lave variable kostnader, dvs. fallende gjennomsnittskostnad gjør nettvirksomheten til et såkalt naturlig monopol. Dette innebærer at det ikke vil være lønnsomt med flere enn en tilbyder av overføringstjenesten. Isteden er nettselskapene regulert av NVE, for at de ikke skal ta ut monopolprofitt.

Optimal pris og kostnadsdekning

En pris på overføringstjensten som bare reflekterer kortsiktige marginale nettap og eventuelle kapasitetsknappheter i nettet gir optimal utnyttelse av nettet. På den annen side vil ikke inntektene fra denne prisen være tilstrekkelig for å dekke alle kostnadene. Dette er illustrert i Figur 5.1.

Figur 5.1
Optimal prising av et naturlig monopol.



Figur 5.1 illustrerer kostnadsnivået i el-nettet. Større mengde overført kraft gir større tap. Derfor er kortsiktig marginalkostnad stigende. I et langsiktig perspektiv er gjennomsnittskostnadene fallende. Det er sett bort fra kapasitetsbegrensninger i nettet. Etterspørselen er antatt fallende, dvs. at etterspørselen faller med stigende priser. Den samfunnsøkonomiske optimale tilpasningen er der prisen på overført mengde er lik kostnaden ved siste overførte enhet, altså pris lik marginalkostnad (p^*).

Fra figuren ser vi at pris lik kortsiktig marginalkostnad, p^*, ikke gir kostnadsdekning. Det bedriftsøkonomiske underskuddet er lik det grønne arealet U. Dette gir likevel samfunnsøkonomisk optimal utnyttelse av nettet, gitt at produsentoverskuddet (PO) og konsumentoverskuddet (KO) er større enn det bedriftsøkonomiske underskuddet (U).

For å gi kundene en mest mulig riktig pris, samtidig som de samlede kostnadene skal dekkes, består nettleien av todelte priser. Et ledd som varierer per kWh og et fast ledd som kan utformes på forskjellige måter. Det variable leddet dekker kortsiktige marginalkostnader (nettap og kapasitetsbegrensninger) og det faste leddet skal virke minst mulig vridende på nettkundenes samlede bruk både på kort og lang sikt, og skal heller ikke påvirke beslutninger om investering i ny kapasitet.

5.2 Dagens regelverk for nettleien

Energiloven av 1990 med forskrifter danner grunnlaget for dagens regulering av nettleien. Loven uttrykker i § 1-2 følgende formål:

«Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.»

For å sikre at nettselskapene driver rasjonelt og effektivt samtidig som de sørger for å opprettholde leveringssikkerhet og –kvalitet, blir de tildelt en inntektsramme på bakgrunn av en rekke faktorer. Inntektsrammen er en øvre grense for hvor høy inntekt nettselskapet kan hente inn gjennom nettleien. NVE fastsetter inntektsrammen slik at inntektene over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Nettleien reguleres i dag av forskrift av 11. mars 1999 nr 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (kontrollforskriften).

Kontrollforskriftens formål er blant annet å sikre at: «... kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, og at nettet utnyttes og utbygges på en sikker og samfunnsmessig rasjonell måte».

Fakta
Energiledd: Betaling per overført kWh (øre/kWh)
Fastledd: Fast beløp per år (kr/år)
Effektledd: Betaling i forhold til effektuttak i definerte perioder (kr/kW)

Forskriften slår fast at nettleien skal bestå av «bruksavhengige ledd» som varierer med kundens bruk og «andre tariffledd». Energiledd og eventuelt kapasitetsledd utgjør de bruksavhengige leddene. Energileddet skal som hovedregel settes lik marginale tapskostnader. I distribusjonsnettet kan likevel noen av de faste kostnadene legges på energileddet. Kapasitetsledd kan benyttes når overføringsbehovet overstiger kapasiteten i nettet.

Fastledd og effektledd skal sørge for dekning av kostnadene innenfor tillatt inntekt. Fastleddet skal minimum dekke kundespesifikke kostnader. For kunder som ikke avregnes effektledd skal fastleddet også dekke en andel av øvrige faste kostnader i nettet.

Alle nettselskap er ansvarlige for å utarbeide en nettleie til kundene sine etter blant annet følgende prinsipp:

- tariffene skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet
- tariffene kan differensieres etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold
- alle som etterspør nettjenester skal tilbys ikke-diskriminerende og objektive punkttariffer og vilkår

5.3 Dagens praksis

Alle nettselskap fastsetter nettleien innenfor sitt geografiske område etter forskriftsfestede prinsipp. Nettleien vil normalt variere fra nettselskap til nettselskap. Nivået påvirkes av forskjeller i inntektsrammen som danner grunnlag for nettleien. Inntektsrammen bestemmes ut i fra selskapenes egne nettkostnader, og det enkelte nettselskaps kostnadsnivå sammenlignet med andre nettselskap. Naturgitte forhold som klima og topografi, samt alder på nettet, vil også påvirke inntektsrammen. Nettselskapenes anledning til å fordele kostnader mellom fastledd og energiledd forklarer også noe av forskjellene i nettleien.

Det er vanlig at nettselskapene deler kundene sine inn i grupper som tilbys ulike satser og struktur på nettleien. En slik inndeling må være begrunnet med relevante nettforhold. For eksempel benyttes ofte sikringsstørrelse eller forholdet mellom kundenes effekt- og energiuttak (brukstid) som grunnlag. Dette innebærer at hytter ofte vil ha en annen sats enn husholdningskunder. Begge disse gruppene avregnes fastledd og energiledd, mens næringskunder over en viss størrelse i tillegg avregnes effektledd.

Nettleie til husholdningskunder

Figur 5.2 viser nettleien i de ulike geografiske områdene nettselskapene har områdekonsesjon for. Det er store variasjoner mellom nettselskapene. Fra rundt 20 øre/kWh hos de tre nettselskapene med lavest nettleie (Hafslund Nett, Trondheim Energi Nett og Gudbrandsdal Energi) til over 40 øre/kWh hos selskapene Repvåg Kraftlag, Rollag Elektrisitetsverk og Rødøy-Lurøy Kraftverk. Figur 5.2 viser at det kan være store forskjeller i nettleien hos tilgrensende nettområder. Årsaken er at selskapene har ulike kostnader ved å bygge og drive nettet.

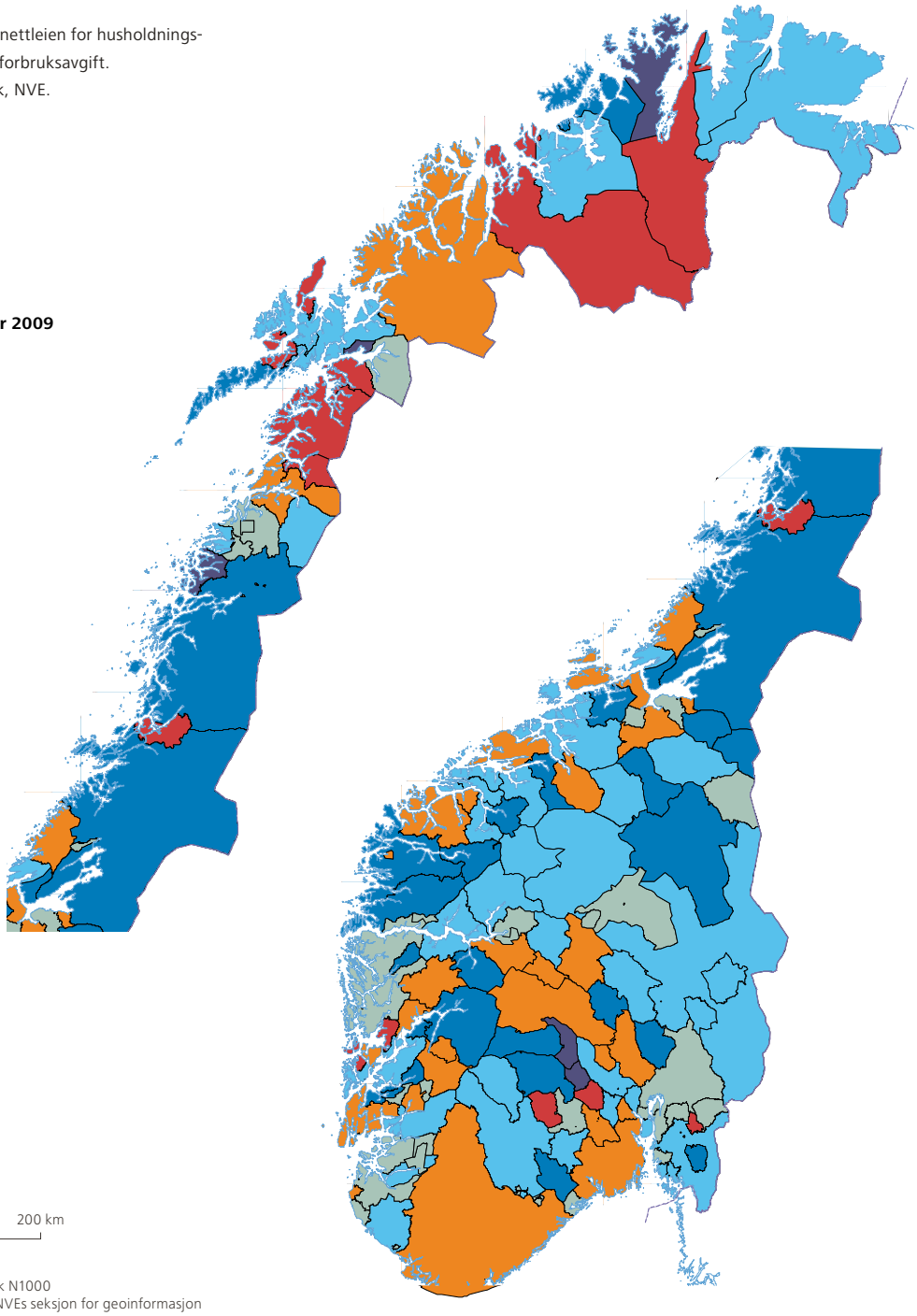
Fakta

For at nettleien skal kunne sammenlignes er den omregnet til en pris i øre/kWh.

Husholdningskunde: En gjennomsnittlig husholdningskunde antas å ha et forbruk på 20 000 kWh per år.

Næringskunde: En middels stor næringskunde i distribusjonsnettet antas å ha et effektuttak på 40 kW og et årlig forbruk på 160 GWh.

Figur 5.2
Geografisk variasjon i nettleien for husholdnings-kunder ekskl. mva og forbruksavgift.
Kilde: Statens Kartverk, NVE.



Målestokk
Grunnlag: Statens kartverk N1000
Temadata og utforming: NVEs seksjon for geoinformasjon

Det geografiske området hvor nettselskapet har enerett på overføring av elektrisk energi, er ikke overlappende med fylkesgrensene. Ofte er det flere nettselskap som overfører strøm i hvert sitt geografiske område innenfor samme fylke. Nettleien som presenteres per fylke i Figur 5.3 er et vektet gjennomsnitt av nettleien til de nettselskapene som overfører strøm i det aktuelle fylket. Som vekter benyttes overført mengde energi for hvert nettselskap.

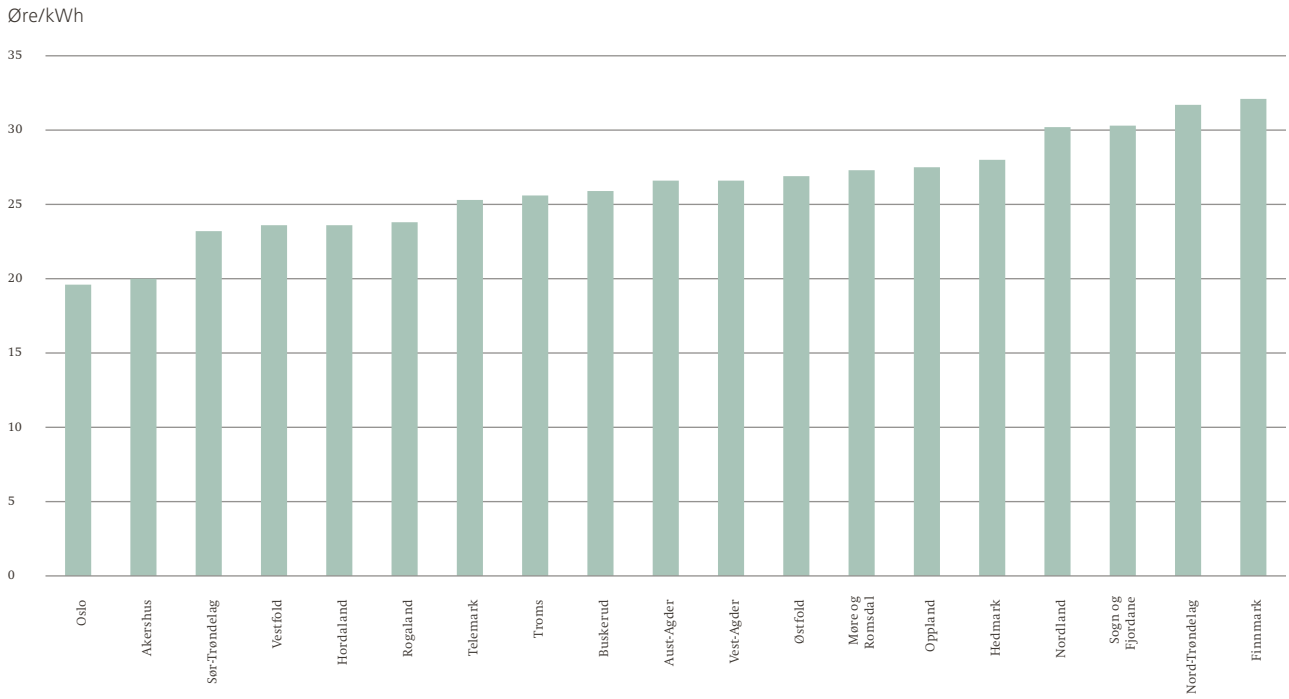
Oslo hadde lavest nettleie for husholdningskunder i 2009 med 19,6 øre/kWh, mens Finnmark lå høyest med 32,1 øre/kWh. Veid landsgjennomsnitt var 24,8 øre/kWh. Tallene er basert på et forbruk på 20 000 kWh, og er eksklusive mva og forbruksavgift.

Nettleie til næringskunder

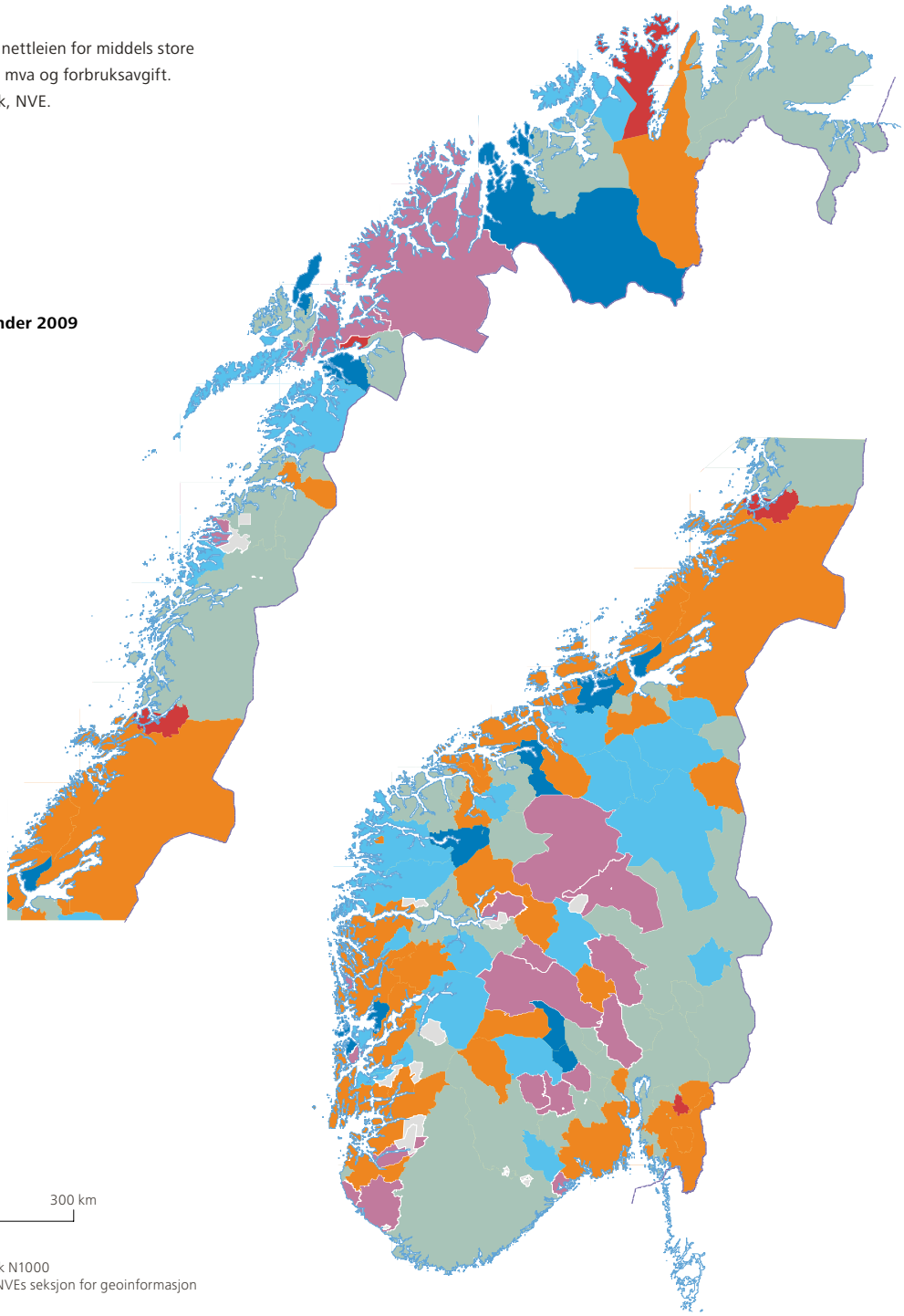
Figur 5.4 viser nettleien til middels store næringskunder i 2009. Nettleien er beregnet ut i fra et effektuttak på 40 kW og et forbruk på 160 GWh per år.

Også nettleien for næringskunder varierer mellom nettselskapene. Jevnt over ligger nettleien til næringskundene noe lavere enn den prisen husholdninger betaler per kWh. Dette kan begrunnes med at næringskundene har høyere brukstid enn husholdningskunder, dvs. at de utnytter nettet bedre. En sammenlikning av Figur 5.2 og Figur 5.4 viser at nettselskap som har høy nettleie for husholdninger også i all hovedsak har høy nettleie for næringskunder.

Figur 5.3
Nettleie for husholdningskunder fordelt på fylke. Ekskl. mva og forbruksavgift. Kilde: NVE – Statistikk over nettleie 2009.



Figur 5.4
Geografisk variasjon i nettleien for middels store næringskunder. Ekskl. mva og forbruksavgift.
Kilde: Statens Kartverk, NVE.



Målestokk
Grunnlag: Statens kartverk N1000
Temadata og utforming: NVEs seksjon for geoinformasjon

Figur 5.5 viser gjennomsnittlig nettleie for næringskunder fordelt på fylker. Nettleien fra de enkelte selskapene er ikke veid.

Oslo har med 19,1 øre/kWh den laveste nettleien for næringskunder beregnet ut i fra et effektuttak på 40 kW og forbruk på 160 GWh. Sør-Trøndelag har høyeste med 26,9 øre/kWh. Veid landsgjennomsnitt er 21,9 øre/kWh i 2009. Nettleien er eksklusive mva og forbruksavgift.

Historisk utvikling

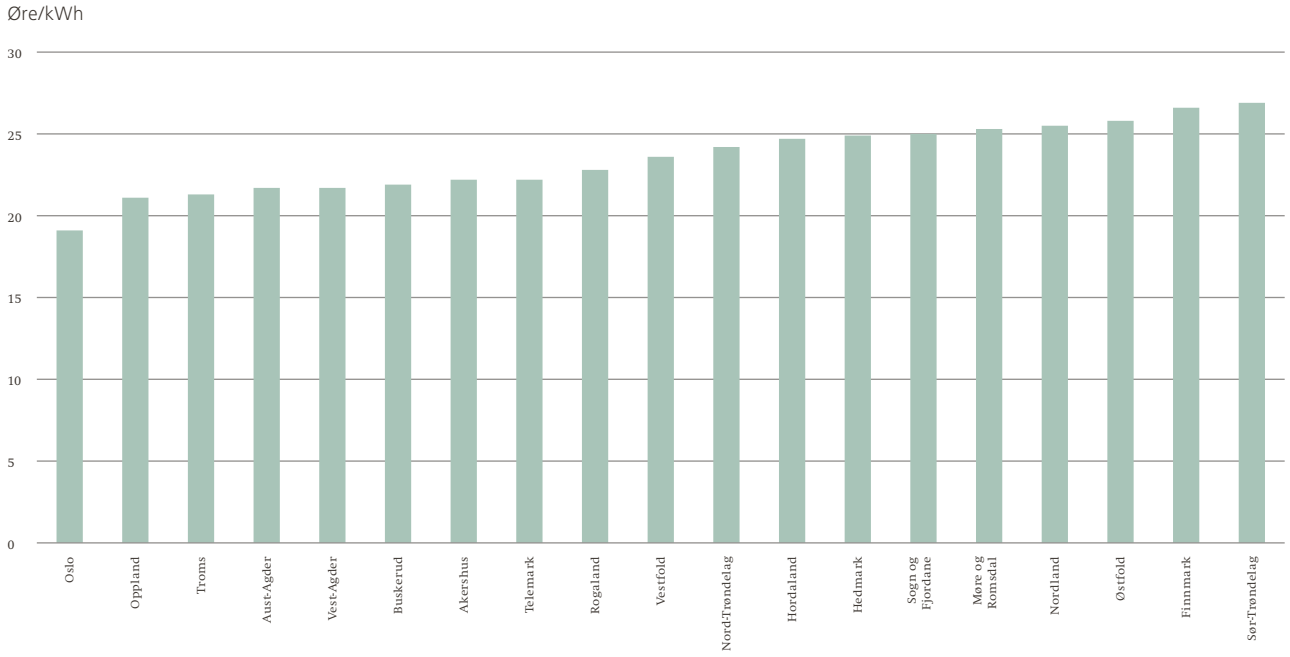
Figur 5.6 viser utviklingen i nettleien for husholdnings- og næringskunder fra 1993 til 2010.

På begynnelsen av 1990-tallet gikk nettleien ned. Dette skyldes blant annet fall i tillatt rente, og tilbakeføring av for høy inntekt foregående år. Mens det ble gjennomført store nettutbygginger på 1960- 70- og 80- tallet, utnyttet man i stor grad eksisterende nettkapasitet på 1990- og begynnelsen av 2000-tallet. Også NVEs regulering av nettselskapene har gjennomgått endringer i perioden. Inntektsrammereguleringen som kom i 1997 var basert på det enkelte selskaps historiske kostnader, mens den fra 2002 var basert på vedtatte effektivitetskrav. Fra 2007 blir inntektsrammen fastsatt som en veid sum av historiske kostnader og en kostnadsnorm som er uavhengig av kostnadene i det enkelte selskapet. Kostnadsforholdene hos nettselskapene endrer seg også fra år til år.

Bakgrunnen for økningen i nettleien fra 2009 til 2010 skyldes hovedsakelig økte kostnader hos nettselskapene grunnet høyere aktivitetsnivå, økte personalkostnader og høyere priser på varer og tjenester.

Figur 5.5

Nettleie for middels store næringskunder fordelt på fylke. Ekskl. mva og forbruksavgift. Kilde: NVE – Statistikk over nettleie 2009.



5.4 Avgifter

Forbruksavgift på elektrisk kraft er en særavgift til staten som hvert år fastsettes av Stortinget. For 2009 er forbruksavgiften satt til 10,82 øre/kWh. I tillegg kommer mva på forbruksavgiften. Industri, bergverk, produksjon av fjernvarme og arbeidsmarkedsbedrifter som utøver industriproduksjon betaler en redusert sats på 0,45 øre/kWh. Den reduserte satsen gjelder også kraft som leveres i Finnmark og følgende kommuner i Nord-Troms: Karlsøy, Kvænangen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjervøy og Storfjord.

Husholdninger og offentlig forvaltning i Finnmark og kommunene Karlsøy, Kvænangen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjervøy og Storfjord i Nord-Troms er fritatt fra forbruksavgift. Les mer om forbruksavgiften hos Toll- og avgiftsdirektoratet.

I tillegg er netteiere pålagt å kreve inn ett øre/kWh på alt forbruk som faktureres sluttkunder i distribusjonsnettet. Påslaget går til Energifondet som skal fremme miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon. Energifondet forvaltes av Enova.

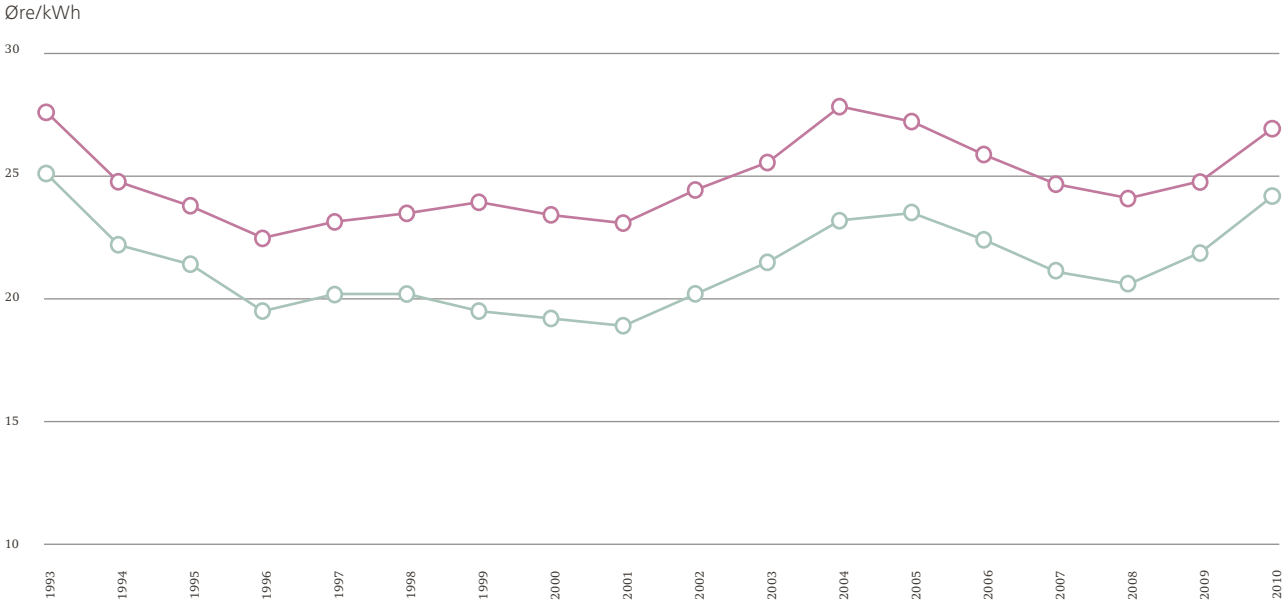
Alt forbruk med unntak av husholdningskunder i Nordland, Troms og Finnmark pålegges merverdiavgift (mva). I 2009 var mva satsen 25 prosent. Mva legges også på innbetalingen til Energifondet og på forbruksavgiften.

Figur 5.6

Historisk utvikling av nettleien til husholdnings- og næringskunder 1993-2010. Nettleien er gjengitt i 2009 kroner. Ekskl. mva og forbruksavgift.

Kilde: NVE – Statistikk over nettleie 2010.

- Husholdninger
- Næring



6 Engrosmarkedet

Energiloven av 1990 ga grunnlaget for en markedsbasert omsetning av elektrisk energi i Norge. Et av målene var å jevne ut elektrisitetskostnaden mellom ulike områder, samt å redusere diskriminering mellom ulike kunder. Det var også et mål at produksjon og fordeling av elektrisitet skulle drives mer effektivt, og at prisen skulle gi signaler om hvilke nye kraftutbygginger som ville være lønnsomme

I kraftmarkedet skilles det ofte mellom engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. Kjøp og salg av store kraftvolum foregår i engrosmarkedet, og aktørene er kraftprodusenter, kraftleverandører, tradere og større sluttbrukere. I engrosmarkedet foregår det både fysisk handel, finansiell handel og såkalt clearing av kontrakter.

6.1 Felles nordisk marked

Norge er en del av et felles nordisk engrosmarked. Norge, Danmark, Finland og Sverige har en felles markedsplass for kraft, Nord Pool Spot. Nord Pool Spot ble opprettet som norsk kraftbørs i 1993, og ble den første internasjonale kraftbørsen i 1996 med norske og svenske deltakere. Finland kom med i 1998 og Vest- og Øst-Danmark i 1999 og 2000. Nord Pool Spot AS eies av de systemansvarlige nettselskapene i Norge, Sverige, Finland og Danmark og håndterer den fysiske kraftomsetningen i Norden.

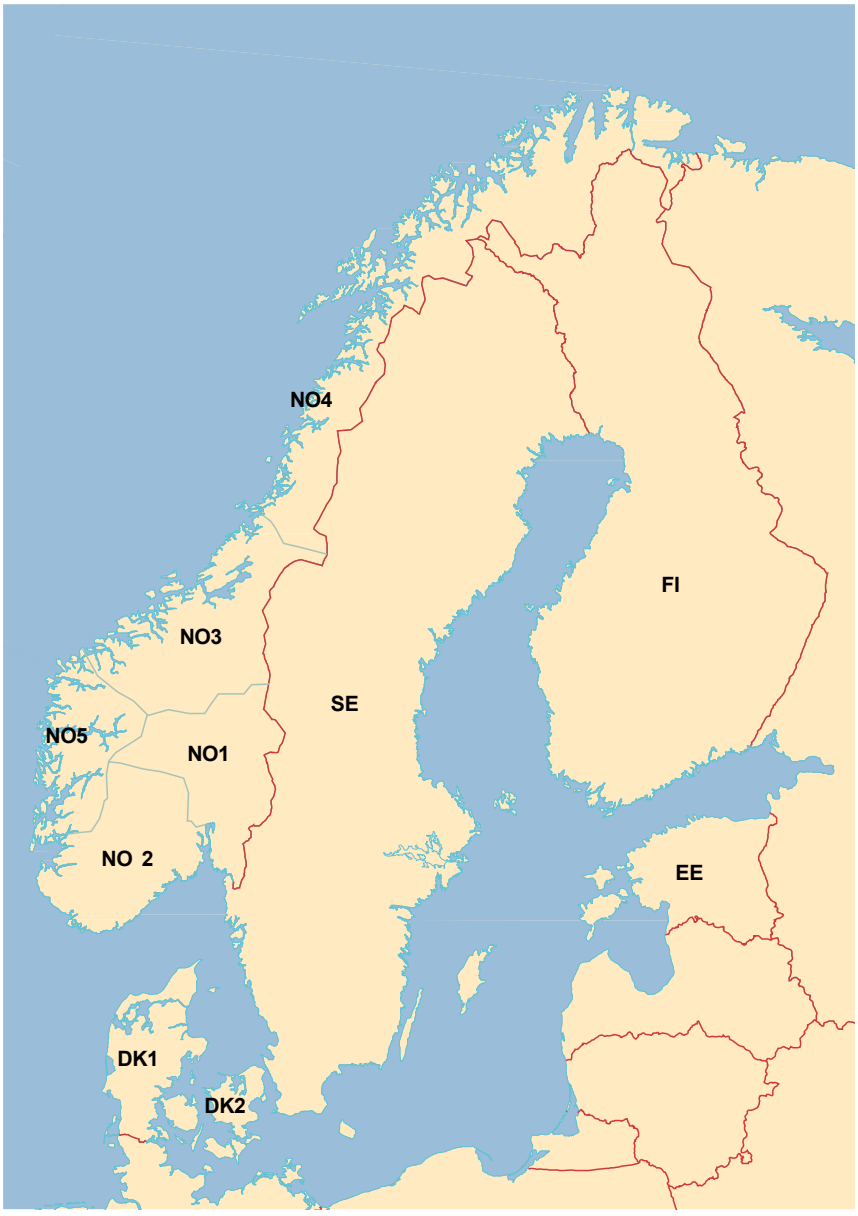
Hovedkontoret til Nord Pool Spot ligger i Oslo, og Nord Pool Spot reguleres av NVE gjennom Markedsplasskonsesjonen som er gitt i medhold av den norske energiloven.

I 2002 fikk Nord Pool ASA konsesjon som børs for finansiell handel, der markedsaktørene kan prissikre sine fysiske posisjoner i elspotmarkedet. I tillegg handler tradere i markedet for å tjene penger på prissvingninger. Nord Pool ASA eies av et internasjonalt børsselskap, NASDAQ OMX. Les mer om prissikring på kraft og andre finansielle kraftprodukter på Nord Pool ASA's websider.

I overkant av 72 prosent av fysiske kraftkontrakter som går til forbruk i Norden omsettes på Nord Pool Spot. Det øvrige volumet omsettes gjennom bilaterale avtaler mellom aktørene i markedet.

Prisen på kraft bestemmes av tilbud og etterspørsel. Nord Pool Spot mottar kjøpsbud og salgsbud fra markedsaktørene, og på grunnlag av dette settes det en kraftpris for hver time i døgnet. Så lenge det ikke oppstår kapasitetsbegrensinger i overføringsnettet vil prisen være lik i hele Norden. Denne prisen kalles systemprisen. Systemprisen fungerer som en referansepris for finansielle kraftavtaler.

Figur 6.1
Elspotområder i det nordiske kraftmarkedet.
Killde: Nord Pool og NVE.
Utforming: NVEs seksjon for geoinformasjon



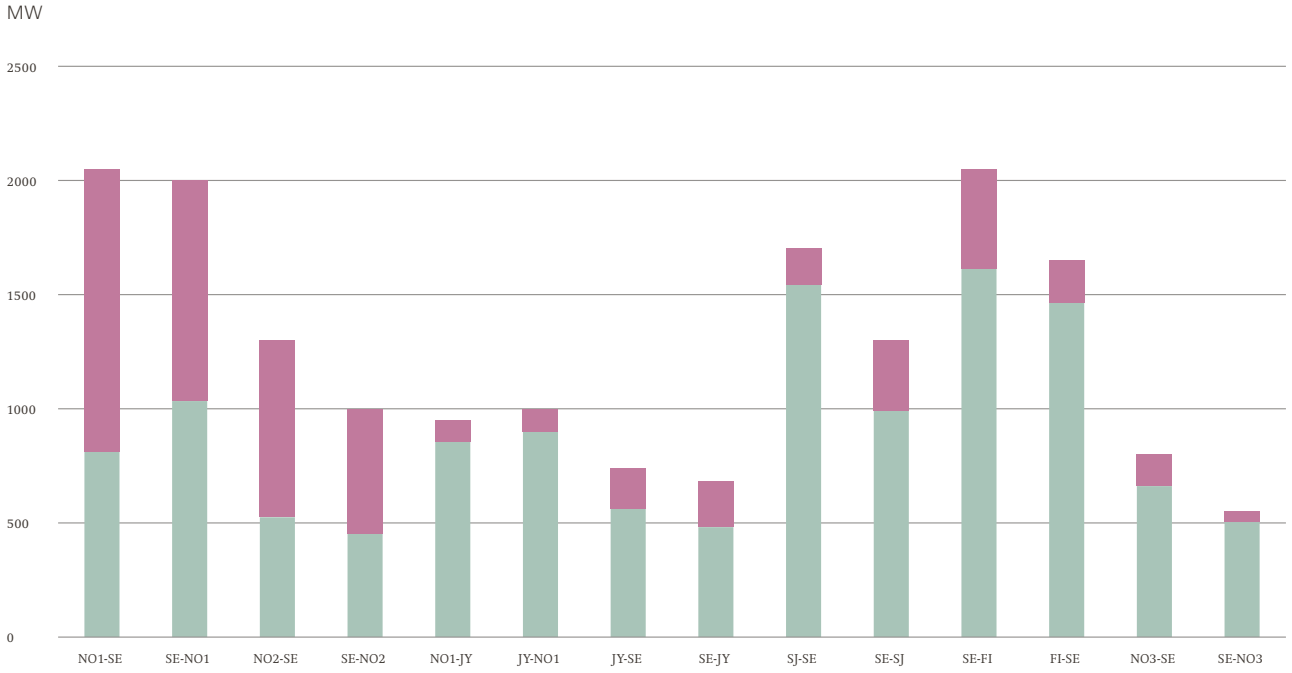
6.2 Kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet

Hvor mye som til enhver tid kan utveksles av elektrisk kraft vil være begrenset av overføringskapasiteten i nettet. I situasjoner hvor den elektriske kraften som er ønskelig å overføre mellom to områder overstiger kapasiteten på forbindelsen mellom områdene, oppstår det en flaskehals i overføringsnettet.

Slike flaskehalser håndteres hovedsakelig gjennom prismekanismen ved å dele markedet inn i ulike elspotområder. Eksportområdet, dvs. området som har et overskudd av kraft, får da en lavere pris enn området som har et underskudd av kraft, importområdet. Det betyr at prismekanismen styrer den markedsmessige utvekslingen av elektrisitet. Det nordiske markedet er delt inn i flere elspotområder, og alle produsenter og forbrukere som handler med fysiske kontrakter, må lokalisere budene sine i ett av disse områdene. Sverige og Finland utgjør egne områder, mens det i Norge ved utgangen av 2009 var fire elspotområder. I 2010 er det etablert ytterligere ett elspotområde i Norge. Danmark er delt inn i to elspotområder. Les mer om elspot på Nord Pool Spot sine websider.

Figur 6.2 viser hvor stor andel av kapasiteten på de viktigste overføringslinjene i Norden som var gjennomsnittlig tilgjengelig i 2009.

Figur 6.2
Tilgjengelig og maksimal kapasitet på utvalgte nordiske overføringsforbindelser 2009, MW. (fra – til). Kilde: Nord Pool[5].
■ Normal kapasitet
■ Gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet 2009



[5] Nummer etter NO (Norge) henspeiler til elspotområde i Norge. JY representerer Jylland, mens SJ står for Sjælland, SE og FI står for hhv. Sverige og Finland.

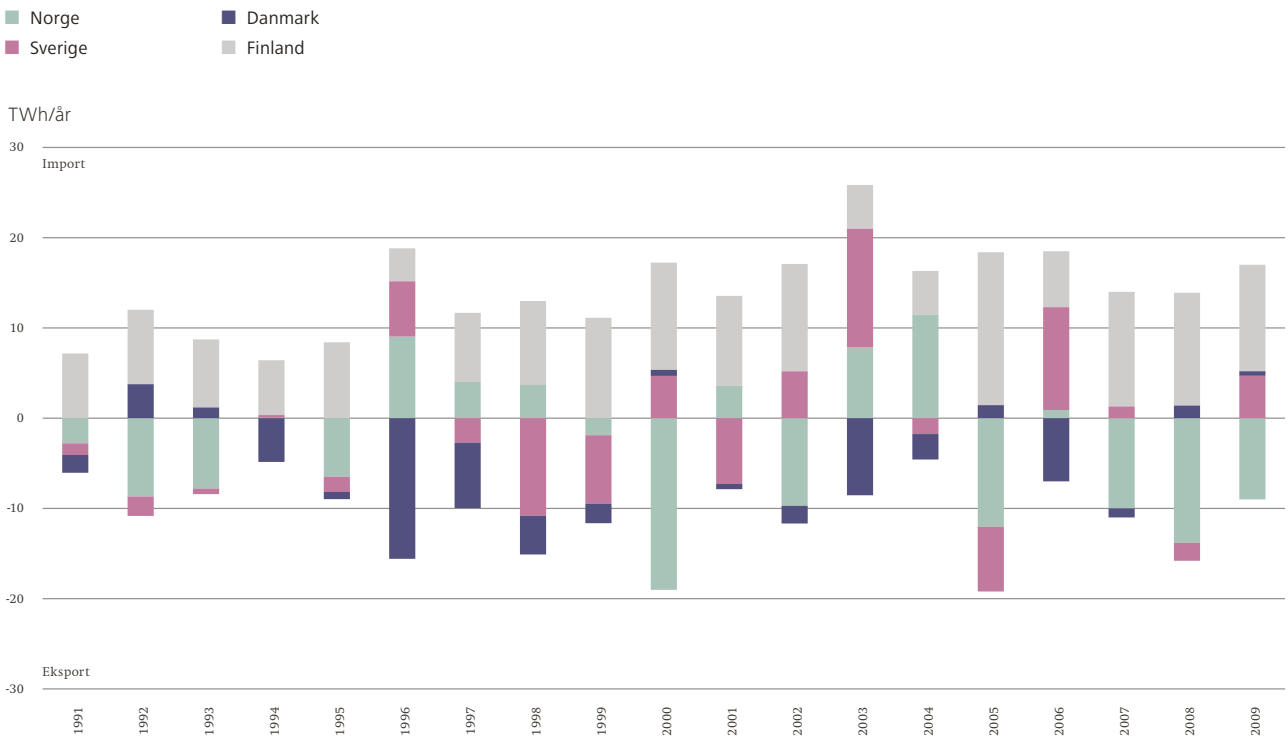
6.3 Kraftutveksling

Det norske vannkraftsystemet er kjennetegnet ved at det er lave kostnader knyttet til å endre produksjonen i takt med endringer i forbruket. Dette er en fordel sammenlignet med et system som baserer seg på varmekraft, der slik opp- og nedregulering av produksjonen går tregere og er mer kostnadskrevende. I et vannkraftbasert system er det vann som utgjør «brenselet», og det må være vann i magasinene for å kunne produsere elektrisitet. Tilgang til vann varierer mye fra år til år, avhengig blant annet av nedbørforhold. I et system basert på varmekraft vil ikke produksjonen variere på tilsvarende premisser, fordi energivarene olje, gass og kull er omsettelige i et marked og kan kjøpes og transporteres til produksjonsanleggene.

Utveksling av kraft mellom land som har mye vannkraft og land som har mye varmekraft, kan være formålstjenlig for begge parter. En kombinasjon av et vannkraftsystem og et termisk system vil på døgnbasis medføre et jevnere produksjonsnivå i det termiske systemet, fordi vannkraftprodusenter kan regulere opp produksjonen under forbrukstoppene. På denne måten reduseres behovet for opp- og nedregulering i det termiske systemet, og kostnadene ved produksjon blir samlet sett lavere

Norge utveksler kraft med Sverige, Danmark, Finland, Russland og Nederland. Utvekslingen med Nederland startet i mai 2008 som følge av at NorNed-kabelen kom i drift. Dette er i dag verdens lengste undersjøiske overføringskabel, og kabelen har en overføringskapasitet som tilsvarer omtrent 15 prosent av Norges samlede importkapasitet.

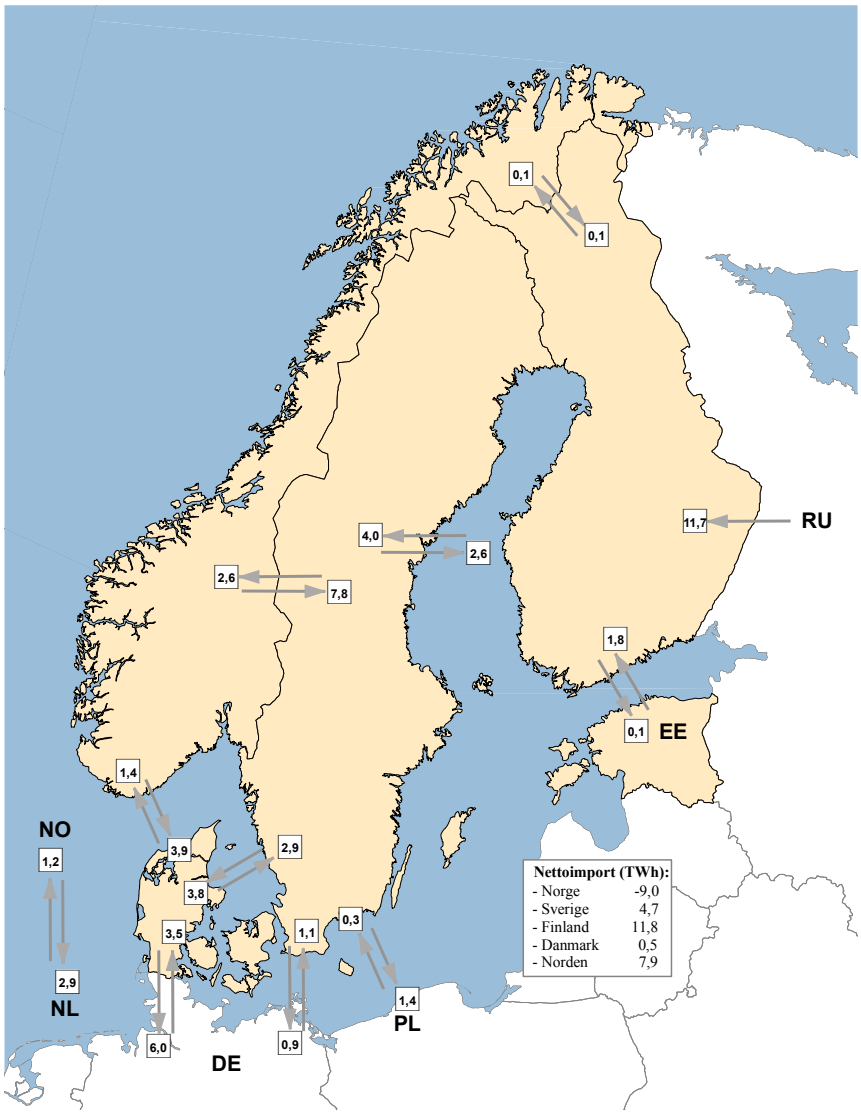
Figur 6.3
Årlig netto import/eksport i Norden.
Kilde: NVE.



Figur 6.3 viser nettoutvekslingen av kraft for landene i det nordiske børsområdet i perioden 1991 – 2009. Finland har et produksjonsunderskudd og har vært nettoimportør gjennom hele perioden. I Norge og Sverige har det vekslet mellom eksport og import. Danmark har hatt eksport av elektrisitet de fleste årene.

Figur 6.4 viser hvordan kraftflyten var i det nordiske markedet i 2009. Norge var det eneste landet med nettoeksport.

Figur 6.4
Kraftutveksling i 2009, målt i TWh.
Killde: Nord Pool og NVE.
Utforming: NVEs seksjon for geoinformasjon



6.4 Norsk nettoutveksling

I 2009 var Norge nettoeksportør av kraft; vi eksporterte 14,6 TWh mens vi importerte 5,7 TWh. Norges netto eksport utgjorde dermed om lag ni TWh.

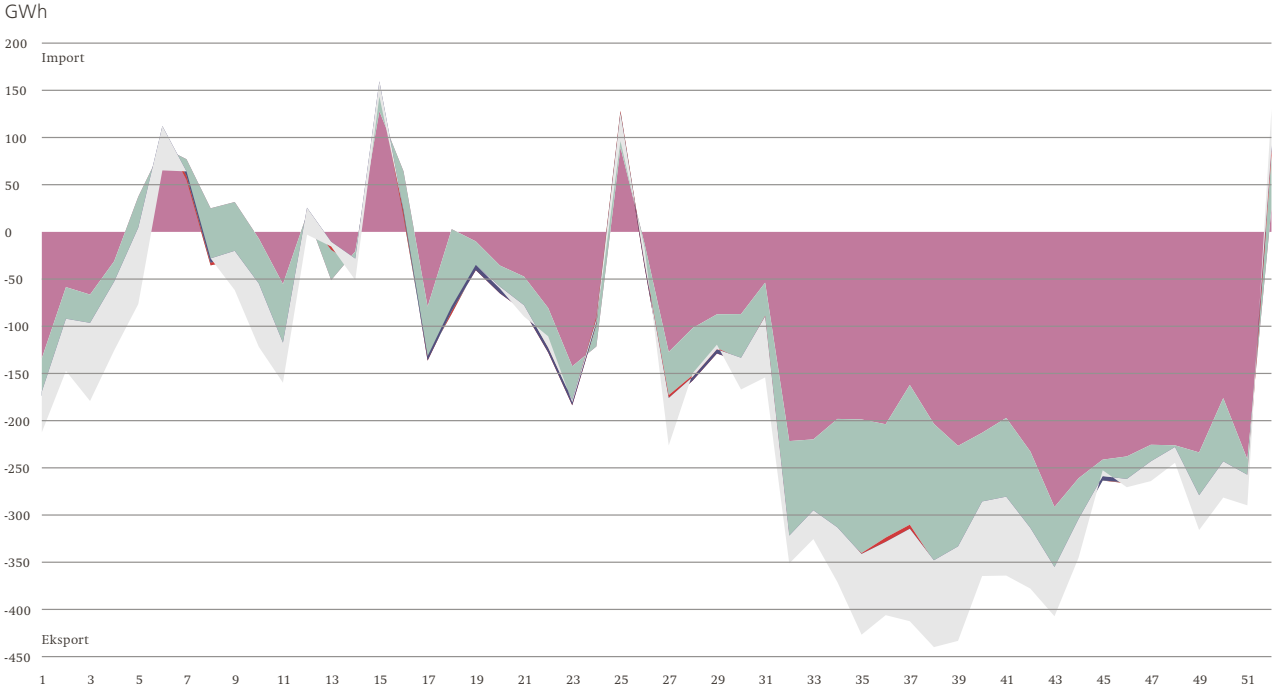
Figur 6.5 viser den norske utvekslingen fra 1960. Før 1995 var det nesten utelukkende norsk nettoeksport. Etter dette har det vært større variasjon. Dette kan delvis forklares med strammere norsk kraftbalanse de siste årene.

Normalt har Norge størst utveksling av kraft med Sverige. I 2009 gikk i overkant av 53 prosent av utvekslingsvolumet over grensen til Sverige. Figur 6.6 gir en oversikt over import og eksport av kraft i Norge på ukebasis i 2009. På grunn av lav overføringskapasitet mellom Norge og Finland og Norge og Russland, er det relativt små kraftmengder som utveksles direkte mellom disse landene.

Figur 6.5
Norsk årlig nettoutveksling av elektrisk kraft 1960-2009, GWh. Kilde: NVE og Nordel.

Figur 6.6
Kraftutveksling med Sverige, Danmark, Finland, Russland og Nederland på ukebasis, 2009.
Kilde: NVE.

- Norge - Sverige
- Norge - Danmark
- Norge - Finland
- Norge - Russland
- Norge - Nederland



7 Sluttbrukermarkedet

Markedsbasert omsetning av kraft gir mulighet for at forbrukeren selv kan velge leverandør av kraft uten kostnad. Før energiloven kom, måtte alle kjøpe elektrisk energi fra det lokale e-verket.

God og lett tilgjengelig informasjon om priser og de ulike kraftleverandørene er viktig for at forbrukerne skal kunne foreta veloverveide valg. Uten aktive og bevisste forbrukere vil ikke konkurransen i markedet fungere. Antallet leverandørskifter kan dermed være et signal på hvordan sluttbrukermarkedet for strøm fungerer. NVE offentliggjør rapporter om antall leverandørskifter hvert kvartal.

De fleste kraftleverandører tilbyr flere ulike kraftleveringsavtaler. De vanligste kontraktsformene har til nå vært spotpris med påslag, gjerne kalt markedspris, fastpris (stort sett for ett eller tre år) og standard variabel pris. På Konkurransetilsynets hjemmeside, under fanen kraftpriser, kan forbrukerne gå inn og sammenlikne ulike kontraktstyper og priser der de bor.

I sluttbrukermarkedet er det den enkelte forbruker som inngår avtale om kjøp av kraft fra en fritt valgt kraftleverandør. Storforbrukere som for eksempel industri, kan handle kraft direkte i engrosmarkedet. I Norge består sluttbrukermarkedet av om lag 1/3 husholdningskunder, 1/3 industri og 1/3 mellomstore forbrukere, som for eksempel hoteller og kjedebutikker.

7.1 Kontraktstyper og markedsutvikling

I Norge finnes det i dag ca. 190 registrerte kraftleverandører med offentlig tillatelse (konsesjon) til å omsette kraft til sluttbrukere. Mange av disse leverer kraft over hele landet, men de fleste kraftleverandører leverer derimot bare i begrensede geografiske områder.

Det finnes flere typer kontakter mellom sluttbrukere og kraftleverandører, som alle har ulike vilkår. Noen sluttbrukere ønsker visshet om hvor mye strømmen vil koste neste måned, halvår, eller gjerne tre år fram i tid. Disse har da mulighet til å velge en kontrakt med fast pris. Gjennom en fastpriskontrakt binder man prisen for en avtalt periode. En slik kontrakt kan sammenliknes med at sluttbrukerne kjøper en forsikring fra kraftleverandørene om at prisen vil holde seg på det avtalte nivået i avtaleperioden. Som de fleste andre forsikringer har også denne en kostnad, idet kraftleverandørene må ta hensyn til risikoen for at prisene på kraftbørsen vil stige mer enn antatt i avtaleperioden. Siden kraftleverandørene vil inkludere denne risikoen i prisen, vil man over tid kunne forvente å betale en høyere pris for strøm levert på fastpriskontrakt, men man vil unngå uforutsette høye strømpriser.

Andre sluttbrukere er derimot villige til å la kraftprisen variere med svingningene på den nordiske kraftbørsen Nord Pool Spot med en spotpriskontrakt, også kalt markedspriskontrakt. Da inngår man en avtale med kraftleverandøren om at man får levert strømmen til børsprisen i det området man bor, pluss et påslag som er fastsatt i kraftkontrakten. Sluttbrukere med denne kontrakten kan forvente en lavere pris over tid siden de ikke betaler for den nevnte «forsikringen», men de må også være forberedt på at strømprisen i perioder kan bli høy.

De to nevnte eksemplene illustrerer ytterpunktene av kontraktstypene. Mellom disse ytterpunktene finnes det mange varianter. En av de vanligste kontraktstypene er *standard variabel kontrakt*. Denne kontrakten følger ikke markedsutviklingen direkte, men blir fastsatt av hver enkelt kraftleverandør. Kraftleverandøren av en slik kontrakt plikter å meddele sluttbrukeren om endringer i prisene og vilkårene minst to uker i forveien av endringen, slik at kundene har mulighet til å bytte kontrakt før den nye prisen trer i kraft. Slik informasjon publiseres gjerne kun på kraftleverandørenes hjemmesider, og man er avhengig av å gå inn på hjemmesidene for å få vite om endringene. Sett under ett ligger prisene på standard variabel kontrakt nært spotprisen, men svingningene er noe mindre enn spotpriskontrakten. Standard variabel kontrakt går under fellesbetegnelsen variable kontrakter. I tillegg til standard variabel kontrakt kan variable kontrakter innbefatte for eksempel kontrakter med ulike former for pristak, grad av fornybar energi, topp-10 garantier, osv.

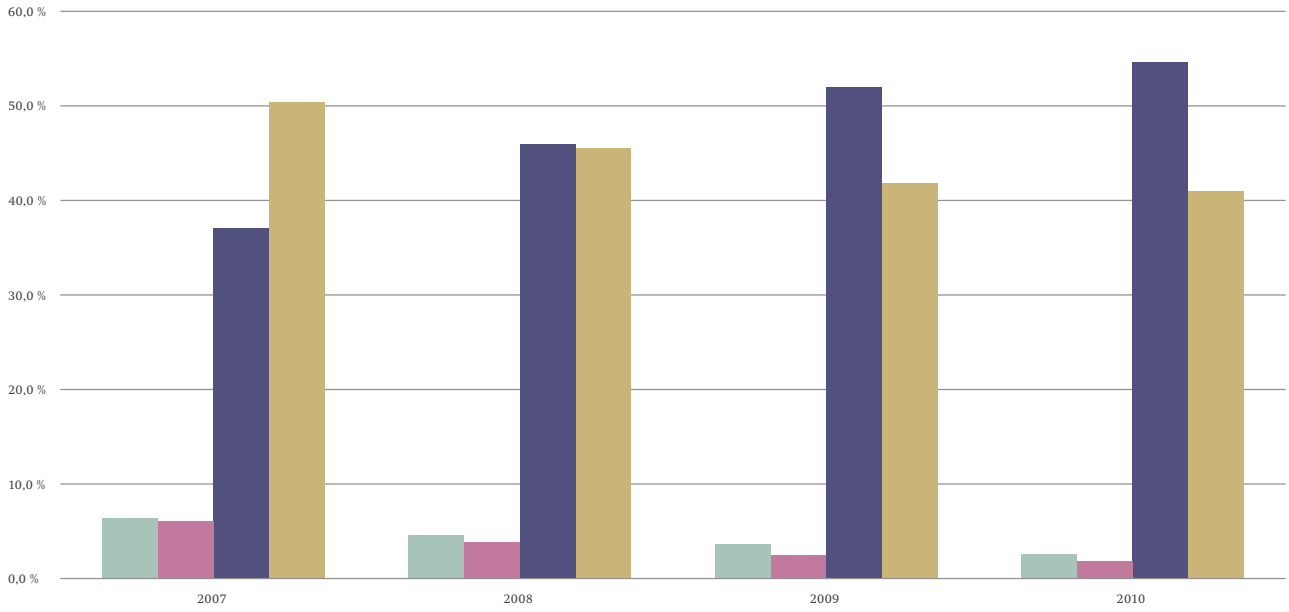
Tall fra Statistisk Sentralbyrå (SSB) og NVE viser at fordelingen av omsatt kraftvolum til *husholdningskunder* fordelt på de tre kategoriene av kraftkontrakter ved utgangen av 2009 var omtrent slik: Spotpriskontrakter 52 prosent; Variable kontrakter 42 prosent og fastpriskontrakter seks prosent.

Siden åpningen av kraftmarkedet har man sett en klar tendens til at mer og mer av kraftvolumet omsettes i spotpriskontrakter fremfor fastpriskontrakter og variable kontrakter. Tendensen som kan leses ut av figuren under, er at spotpriskontrakter har tatt flest kunder fra variable kontrakter. Noe av grunnen til dette kan kanskje være at det er lettere for kundene å ha kontroll på om de blir fakturert med bakgrunn i rett pris. Områdeprisen som brukes i spotpriskontrakt hver måned kan man finne på Nord Pool Spot sine hjemmesider, mens prisen for standard variabel kontrakt bestemmes ut fra kraftleverandørens egne vurderinger fra uke til uke.

Figur 7.1

Volum av ulike kraftpriskontrakter for husholdninger. Kilde: SSB og NVE.

- 1-års fastpriskontrakter
- Andre fastpriskontrakter
- Kontrakter knyttet til elspotprisen
- Variable kontrakter



7.2 Leverandørskifter og prisutvikling

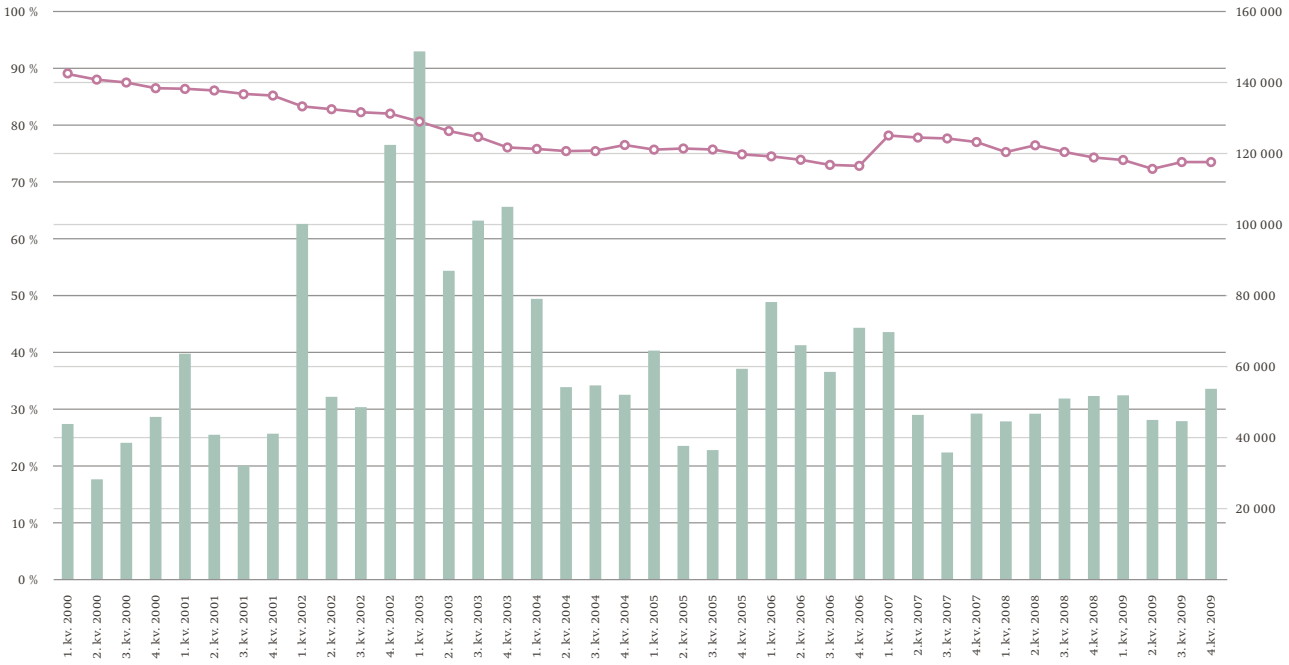
Ved en markedsbasert kraftomsetning kan strømkundene velge kraftleverandør helt fritt. Kundene har som regel også mulighet til å velge mellom flere typer kontrakter fra hver leverandør. Tilsvarende har kraftleverandørene muligheten til å selge strømmen til den prisen de selv ønsker. For at en markedsbasert løsning for kraftmarkedet skal fungere godt er det derfor helt nødvendig at strømkundene skifter kontrakt og/eller kraftleverandør hvis de mener de kan få en bedre pris ved å gjøre dette. Siden kraftleverandørene er interessert i å beholde kundene sine, kan de ikke sette prisene for høyt. Dermed bidrar muligheten for å skifte leverandør til at marginene på kontraktene holdes lave.

Som et ledd i arbeidet med å undersøke om kraftmarkedet fungerer tilfredsstillende har NVE siden 1997 gjort kvartalsvise undersøkelser om leverandørskifter og prisutvikling.

Figur 7.2 viser antall leverandørskifter kvartalsvis fra 2000 til utgangen av 2009. I 2009 var det om lag 195 000 husholdningskunder som skiftet kraftleverandør.

Som man kan se varierer antall leverandørskifter mellom år og mellom kvartalene. En generell tendens er at det er færre leverandørskifter i sommerhalvåret enn i vinterhalvåret. En forklaring på dette kan være at sammenlignet med vinterhalvåret bruker husholdningene mindre strøm i sommerhalvåret, prisene er lavere, og mange er på ferie og har fokus et annet sted enn på strømregningen. Vinteren 2002/2003 steg spotprisen raskt som følge av sviktende tilsig til vannmagasinene om høsten 2002. Dette gjorde at kraftprisene steg betydelig, og som man kan se av figuren påvirket denne prisstigningen mange husholdninger til å skifte kraftleverandør.

Figur 7.2
Leverandørskifter og andel kunder hos dominerende leverandør. Kilde: NVE.
- Antall skifter i kvartalet
- Andel hushaldskunder med dominerende leverandør



Et annet eksempel er vinteren 2006, der energiressursene i snømagasinene var lavere enn normalt for årstiden. Dette førte til økte kraftpriser, som igjen påvirket kundene til å se seg om etter det billigste alternativet.

Figur 7.3 viser prisen i øre/kWh for en husholdning med et forbruk på 20 000 kWh per år, for kontraktstypene standard variabel kraftpris og spotpris med et påslag på 1,9 øre/kWh i elspotområdet Øst–Norge, NO1. Standard variabel kontrakt er beregnet ut fra et volumveid gjennomsnitt av de dominerende leverandørene i de 22 største nettområdene i Norge.

For standard variabel kontrakt må kraftleverandøren melde prisendringene til kunden to uker før prisen endres. Dette innebærer at endringene i prisen på standard variabel kontrakt ikke reagerer umiddelbart på endringer i markedet. I figuren under kan man tydelig se denne forsinkelsen.

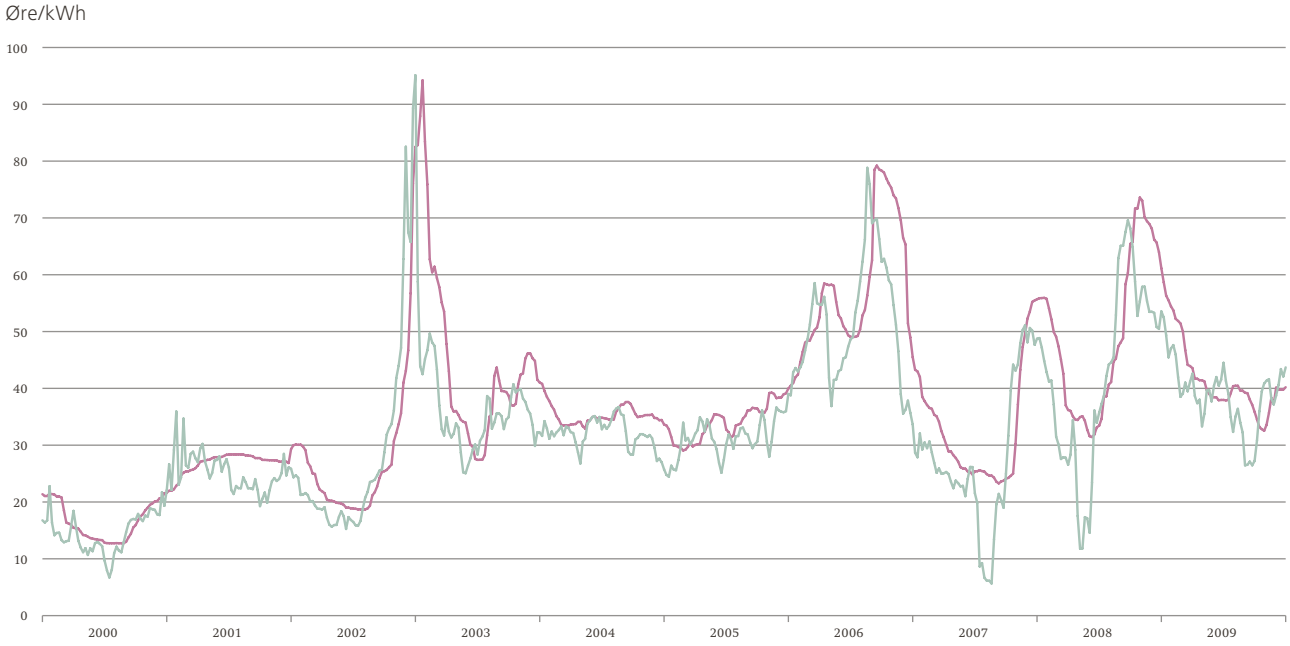
Vi ser også av figuren at kraftprisen varierer med sesongene, og fra år til år. En spotprisavtale vil som nevnt være mer utsatt for kortsiktige svingninger enn en standard variabel kontrakt, mens en fastpriskontrakt naturligvis vil være den mest forutsigbare varianten. Men kostnadsmessig vil som regel spotpriskontrakter over tid i snitt være billigere enn både kontrakter med standard variabel kraftpris og kontrakter med fastpris.

Figur 7.3

Variasjoner i kontrakter med standard variabel kraftpris og spotpris med påslag (i elspotområde NO1). Prisene er oppgitt i øre/kWh.

Kilde: Konkurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE.

- Standard variabel kontrakt m/mva, snitt for dominerende leverandører.
- Spotpris kontrakt (NO1) pluss påslag 1,9 øre/kWh.



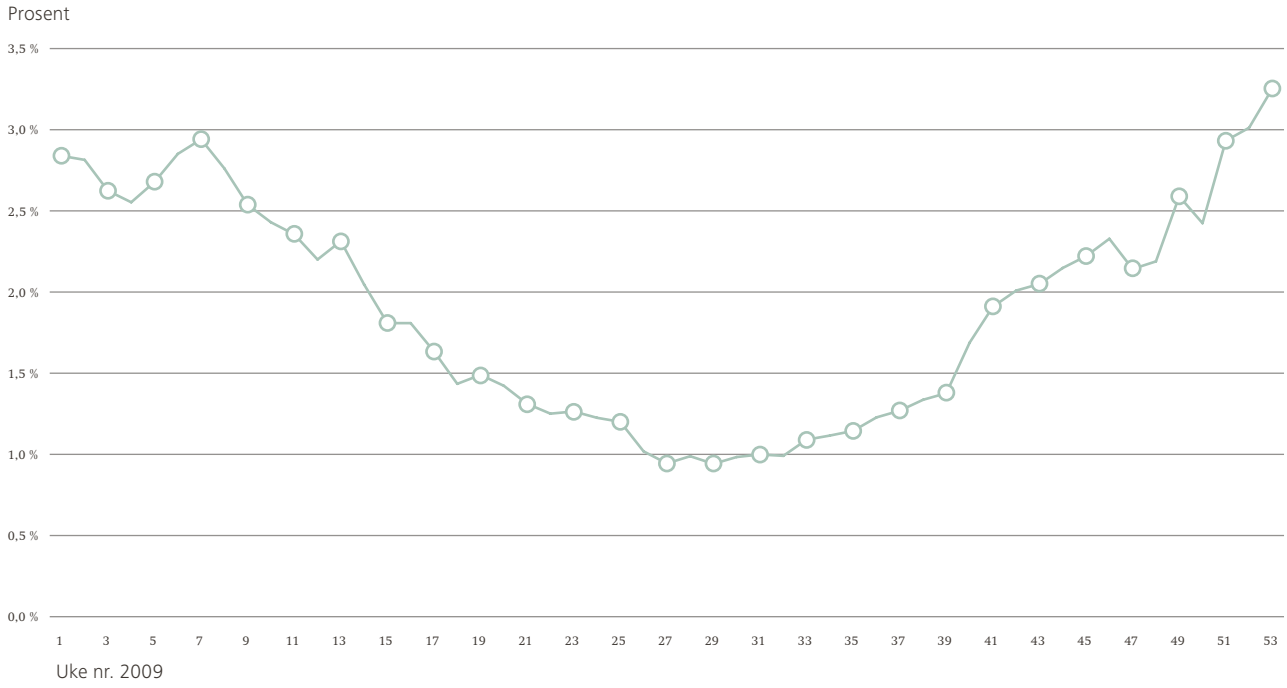
7.3 Beregning av forbruk

Kunder med høyt forbruk (over 100 000 kWh per år) har installert en strømmåler som kan fjernavleses time for time. De fleste husholdningskunder har ikke slik måler, men må selv lese av og sende målerstanden til nettselskapet med jevne mellomrom. På den måten får nettselskapet vite kundens totale forbruk mellom hver gang kunden leser av måleren. Hvordan forbruket til kunder uten fjernavlesning fordeler seg mellom hver gang kunden leser av måleren, kan ikke nettselskapet vite noe om. For å beregne denne fordelingen brukes noe som kalles *justert innmatingsprofil (JIP)*.

JIP beregnes ved at nettselskapet deler alt umålt forbruk i hver time på umålt forbruk i hele perioden. Dette gir den prosentvise fordelingen av forbruket per time i perioden. Dersom perioden er et kvartal, vil man kunne se den prosentvise fordelingen av det umålte forbruket i nettområdet for dette kvartalet.

Over året viser JIP at det meste av forbruket samlet sett foregår i begynnelsen og i slutten av året, altså i de kalde periodene. Figuren nedenfor er basert på JIP i de største nettområdene i Norge og viser hvordan gjennomsnittsforbruket fordelte seg per uke i 2009.

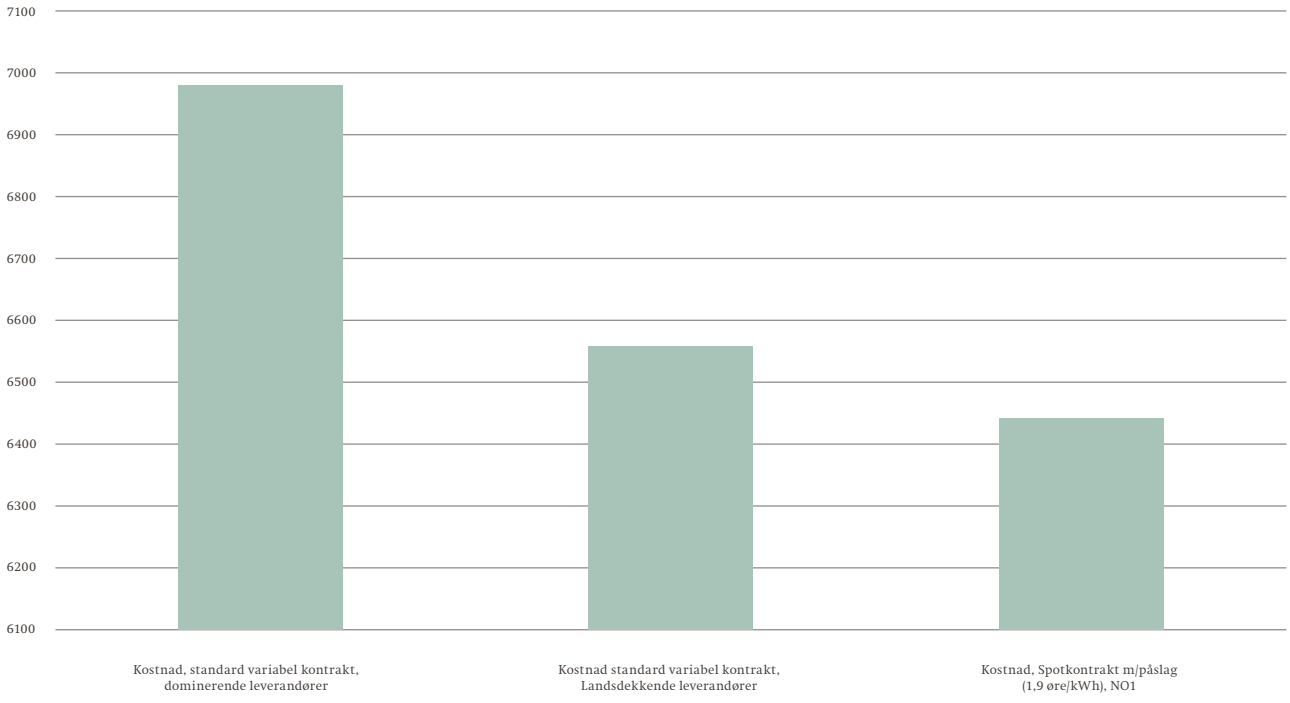
Figur 7.4
Justert innmatingsprofil for de største nettområdene i Norge i 2009. Kilde: NVE.
Umålt forbruk



7.4 Kostnader

Figur 7.5 viser tre ulike eksempler på hvor mye en husholdning med et forbruk på 20 000 kWh per år måtte betale for *kraften* i 2009. Eksemplene er gjennomsnittspriser fra tre ulike typer kontrakter. Det første eksempelet er et gjennomsnitt av standard variabel kontrakt tilbudt av de dominerende leverandørene i utvalgte nettområder. Det andre eksempelet er basert på et gjennomsnitt av de 15 billigste landsdekkende leverandørene av standard variabel kontrakt. Det siste eksempelet har tatt utgangspunkt en gjennomsnittlig spotpriskontrakt i elspotområdet Øst-Norge (NO1). Som vi ser kunne en husholdning med et forbruk på 20 000 kWh forvente å måtte betale mellom ca. 6 400 og 7 000 kroner for kraften.

Figur 7.5
Utgifter til kraft i løpet av 2009 for en forbruker av 20 000 kWh per år. Det er oppgitt gjennomsnittspriser for tre ulike typer kontrakter. Priser oppgitt i NOK u/mva. Kilde: NVE.

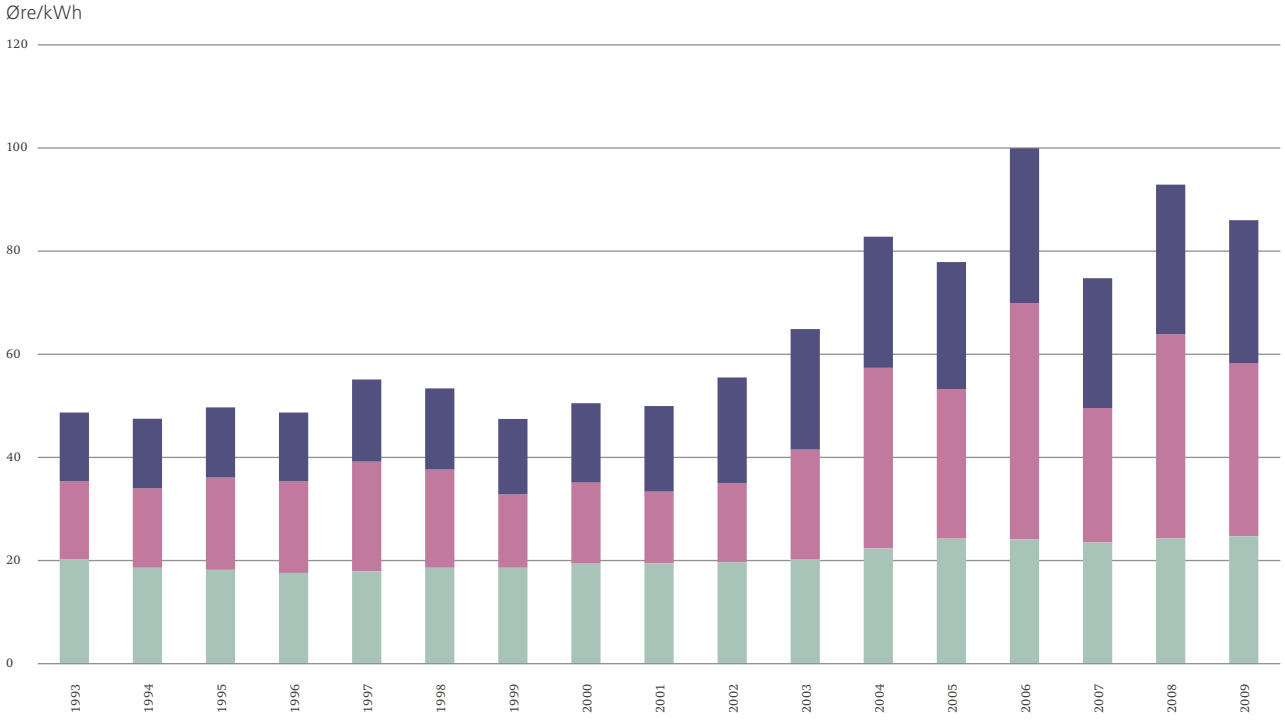


Den totale prisen en forbruker må betale for å elektrisiteten avhenger derimot ikke bare av kraftprisen. I tillegg kraftprisen, må forbrukeren også betale nettleie og avgifter. Figur 7.6 viser fordelingen av nettleie, kraft og avgifter i øre/kWh. Som vi ser utgjør utgiftene til kraft den høyeste andelen. Deretter følger utgifter til avgifter og nettleie. I snitt kunne en forbruker med en standard variabel kontrakt i 2009 forvente å betale til sammen i overkant av 80 øre/kWh for elektrisiteten den brukte.

Figur 7.6

Kostnader fordelt på nettleie, kraft og avgifter øre/kWh (gjennomsnittspriser). Kilde: NVE.

- Avgifter
- Kraft, volumveiet variabel pris
- Nettleie eksl. avgifter

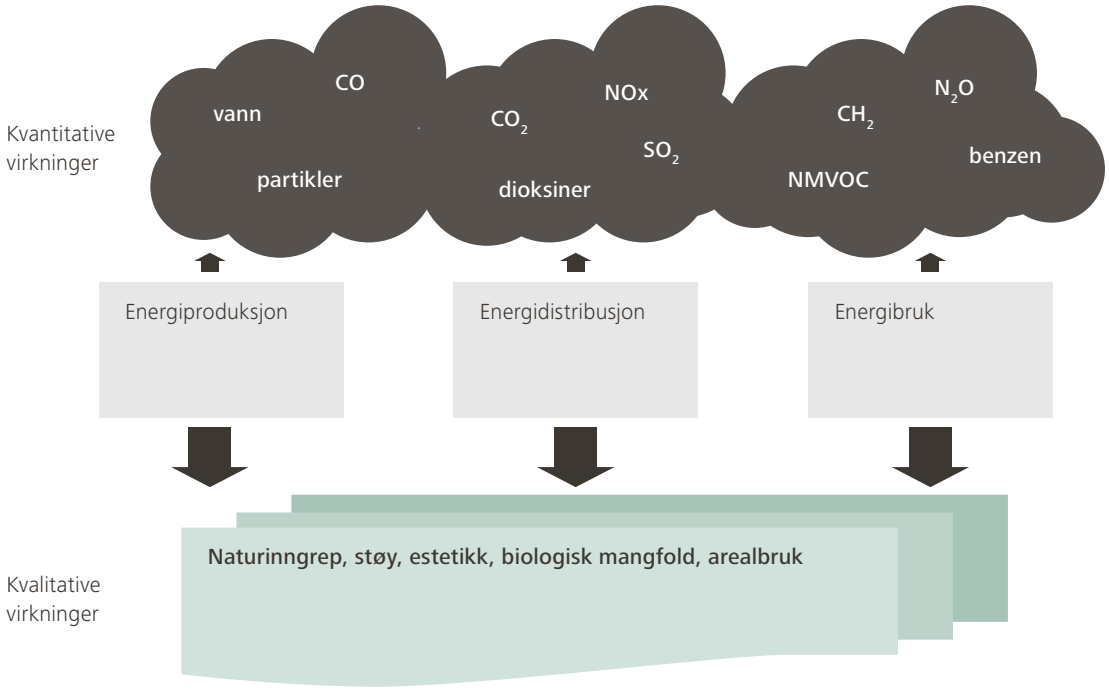


8 Energi og miljø

Norge er i en unik situasjon der 96 prosent (2009) av vår elektrisitetsproduksjon kommer fra ren, fornybar vannkraft. Omtrent halvparten av energien vi bruker kommer likevel fra ikke-fornybare kilder, som olje og naturgass. Dette gir utslipp av både drivhusgasser og utslipp som fører til lokale miljøvirkninger som dårlig luftkvalitet, sur nedbør, giftig jordsmonn eller vann, og helseskader.

I dette kapitlet vil vi se på miljøvirkninger som følge av vårt energisystemet vårt, som består av energiproduksjon, energidistribusjon og energibruk. Miljøvirkninger kan deles inn i kvantitative virkninger som utslipp til luft, vann og jord, og mer kvalitative virkninger som naturinngrep, støy, estetikk, biologisk mangfold og arealbruk.

Figur 8.1
Forenklet skisse over miljøvirkninger som følge av energisystemet fra produksjon til sluttbruk.



Tabell 8.1 under viser en forenklet oversikt over miljøvirkninger knyttet til Norges energisystem. I det følgende omtales miljøvirkninger fra selve energiproduksjonen, energibruken eller energidistribusjonen, mens andre oppstrøms- og nedstrømsaktiviteter i tilknytning til disse er kun omtalt i korthet i siste del-kapittel om livssyklusbetraktninger.

Tabell 8.1
Oversikt over aktiviteter som forårsaker miljøvirkninger i energisystemet, delt inn i sentral kraft- og varmeproduksjon, og lokal energibruk.

Sentral kraft- og fjernvarmeproduksjon					
	Oppstrømsaktiviteter	**Sentral Energiproduksjon**	**Nedstrømsaktiviteter**		
			Distribusjon		**Andre**
			Elektrisitet	Fjernvarme	
Vind (kraft)	Produksjon av vindturbiner og bygging av veier.	Inngrep i uberørt natur og beslag-leggelse av areal.	Kraftlinjer: Støy- og estetisk forurensning, inngrep i areal, innvirkning på fugle- og dyreliv, biologisk mangfold etc. forbundet med høyspentlinjer.	*Ingen varme-produksjon.*	Riving og skroting av vindturbiner.
Vann (kraft)	Bygging av kraftstasjonene				Riving og skroting av demning og kraftverk.
Bølge (kraft)	Bygging av bølgekraftverket				Riving og skroting av bølgekraft-verk.
Bioenergi som flis, pellets, briketter (kraft og fjernvarme)	Uttak av tømmer fra skogen, transport og produksjon av foredlet bioenergi (pellets/ briketter/flis). Bygging av biokraftverket eller fjernvarmeverket.	Forbrenning ved kraft/ varme-produksjon.	Jordkabler: Åpne og varige sår i landskapet.	Små virkninger, da rør ofte legges langs eksisterende vei eller annen infra-struktur.	Riving og skroting av kraftvarme-verk.
Kull (kraft og fjernvarme)	Gruvedrift. Transport av kull til kraftverk. Bygging av kullkraftverket.	Forbrenning ved kraft- og/eller varmeproduksjon.	Oppstrøms-aktiviteter for selve kablene og kraftlinjene: Produksjon av kraftlinjer og jordkabler. Transport av disse fra fabrikk til der de blir satt opp.	Oppstrøms-aktiviteter for selve rørene: Produksjon av rørene og transport av disse fra fabrikk til der de blir lagt.	
Olje (kraft og fjernvarme)	Bygging og drift av oljeplattformer. Transport av brensel med skip og/ eller trailere. Raffinering av olje og gass. Bygging av gass/olje-kraftverket eller fjernvarmeverket.				
Gass (kraft og fjernvarme)					
Avfall (fjernvarme og kraft)	Transport ved innsamling av avfallet.	Forbrenning ved kraft- og/eller varmeproduksjon. (En del av avfallet regnes som klimanøytralt.)			
Solceller (kraft)	Produksjon av solcellepanel og batteri.	*Ingen (energi direkte fra sola).*		*Ingen varme-produksjon.*	Riving og skroting av solcelle-panel og batteri.

Lokal energibruk (både stasjonær og transport)			
	Oppstrømsaktiviteter	**Lokal Energibruk**	**Nedstrømsaktiviteter**
Kull (punktvarme eller sentralfyr)	Gruvedrift. Transport av kull med skip og/eller trailere til sluttbrukere. Produksjon av selve ovnen eller kjelen.	Forbrenning ved varmeproduksjon.	Håndtering av giftig aske fra varmeproduksjon. Skroting av ovnen/kjelen.
Olje (punktvarme eller sentralfyr)	Bygging og drift av oljeplattformer. Transport av olje og gass med skip og/eller trailere til sluttbrukere. Raffinering av olje og gass. Produksjon av selve ovnen eller kjelen. Produksjon og drift av fyllestasjoner. Produksjon av selve bilen, traileren, flyet eller båten.	Forbrenning ved varmeproduksjon.	Lite giftig aske ved lokal varmeproduksjon. Skroting av ovnen/kjelen.
Gass (punktvarme eller sentralfyr)		Forbrenning i bil/trailer, fly eller båt/skip.	Skroting av bilen/trailer, fly eller båt/skip.
Bioenergi som pellets og ved (punktvarme eller sentralfyr)	Uttak av tømmer fra skogen. Produksjon av foredlet bioenergi (pellets). Produksjon av selve ovnen eller kjelen.	Forbrenning ved varmeproduksjon.	Skroting av ovn/kjel. Lite giftig aske ved lokal energiproduksjon.
Biofuel (til transport)	Dyrking av raps eller andre energivekster. Produksjon av biofuel (bioetanol, biodiesel el annet). Transport av biofuel til sluttbrukere. Produksjon og drift av fyllestasjoner. Produksjon av selve bilen eller traileren.	Forbrenning i selve bilen eller traileren.	Skroting av bil eller trailer.
Solfangere (sentralvarme)	Produksjon av solfanger.	Ingen (energi direkte fra sola)	Skroting av solfanger.

8.1 Begrepsavklaring

Kvantitative miljøvirkninger er målbare utslipp til luft, vann og jord. Her er det valgt å fokusere på utslipp til luft, kategorisert som klimagassutslipp og lokalt forurensende utslipp som har innvirkning på lokalt miljø.

Klimagasser omfatter:

- Karbondioksid (CO_2)
- Metan (CH_4)
- Lystgass (N_2O)
- Fluorholdige gasser: hydrofluorkarboner (HFK), perfluor-karboner (PFK) og svovelheksafluorid (SF_6) hvor de tre første utgjør hoveddelen av klimagassutslippene

Lokalt forurensende utslipp omfatter andre utslipp enn klimagasser. Eksempelvis:

- Karbonmonoksid (CO)
- Partikler (PM): PM10 har en diameter på mellom 2,5 og 10 µm, og PM2.5 en diameter mindre enn 2,5 µm.
- Svevestøv (TSP)
- Nitrogenoksid (NO_2) eller nitrogenoksider (NO_x)
- Svoveldioksid (SO_2)
- Benzen (C_6H_6)
- Polysykliske aromatiske hydrokarboner (PAH), kalles ofte tjærestoffer
- Bly (Pb)

Forbrenning skjer for eksempel i varmekraftverk, i bilen din og i peisen din. Man kan forbrenne bioenergi og fossile brensler som alle slipper ut CO_2 og andre gasser som nitrogenoksider (NO_x) og støv. Forskjellen er at bioenergi regnes som CO_2-nøytral i det lange løp og CO_2-utslippene ved forbrenning av bioenergi settes derfor til null.

Kilden til kvantitative miljøvirkninger fra energisektoren er hovedsakelig forbrenning. I tillegg kommer prosessutslipp fra industriprosesser, fordampning eller biologiske prosesser, utslipp fra husdyr og husdyrgjødsel, fordampning ved bensindistribusjon, gjæringsprosesser i næringsmiddelindustrien og utslipp ved veislitasje og fra avfallsdeponier.

Litt forenklet kan vi skrive reaksjonslikningen for forbrenning slik:
brensel + luft → CO_2 + vann + lokalt forurensende gasser

Reaksjonslikningen viser at klimagassutslipp og andre utslipp som påvirker lokal luftkvalitet kommer fra samme sted, nemlig ved forbrenning av fossile brensler eller biobrensel. Utslippenes virkning på klimaet har hatt stor oppmerksomhet, men vel så viktig er vårt lokale miljø. Ved å redusere bruk av fossile brensler vil man både begrense klimagassutslippene og samtidig redusere andre utslipp til luft som påvirker vårt lokalmiljø.

Vi definerer **kvalitative virkninger** som naturinngrep, støy, estetikk, biologisk mangfold og arealbruk. Et eksempel er vindkraftverk som griper inn i uberørt natur og som kan gi konsekvenser for fugle- og dyreliv, estetisk forurensning, støyforurensning og beslaglegge arealer.

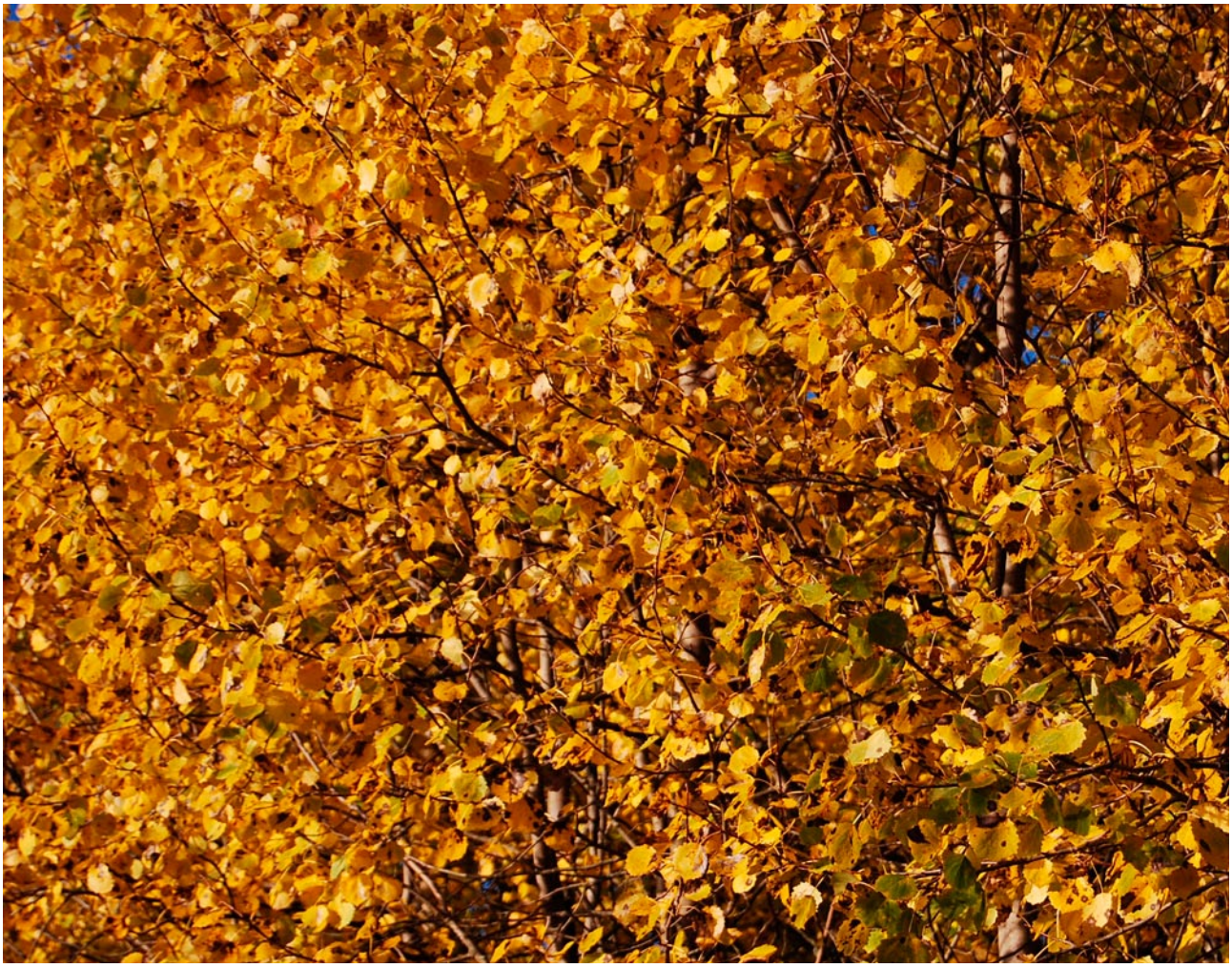
8.2 Utslipp til luft i Norge

I dette kapitlet gis det en oversikt over nasjonale utslipp til luft. Av lokalt forurensende gasser er det valgt å se nærmere på tre utslippskategorier som er regulert av Gøteborgprotokollen[1]; nitrogenoksider (NO_x), svoveldioksid (SO_2) og ikke-metanholdige flyktige organiske forbindelser (NMVOC).

30 prosent av klimagassutslippene våre i 2008 var prosessutslipp, mens de resterende 70 prosent er et resultat av forbrenning av fossile brensler enten i stasjonær sektor eller i transportsektoren. De tre største kildene til Norges klimagassutslipp er transport med 32 prosent, olje- og gassvirksomheten 27 prosent og industriprosesser 18 prosent.

I 2008 ble klimagassutslippene noe redusert, og dette gjelder innen de fleste sektorer. Norge har ratifisert Kyotoprotokollen, en internasjonal avtale for å begrense utslipp av klimagasser. Dette gir Norge en forpliktelse for perioden 2008-2012, som ligger på 50 millioner tonn CO_2 per år. Vi er fortsatt 3,7 millioner tonn CO_2- ekvivalenter fra å nå målet.

[1] Gøteborgprotokollen er en europeisk avtale for å redusere utslipp som fører til forsuring, overgjødsling og ozondannelse.

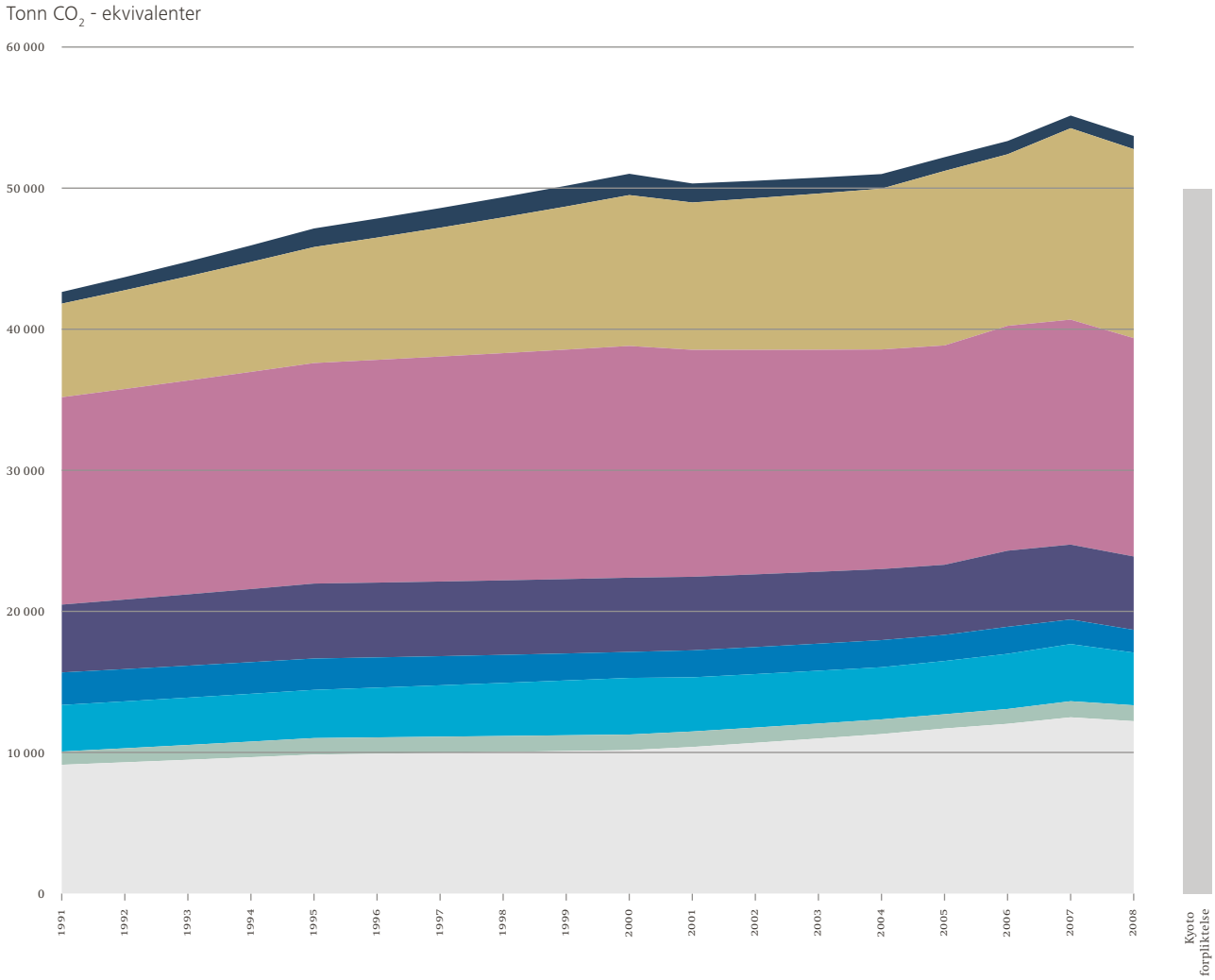


Figur 8.2

Klimagassutslipp, millioner tonn CO_2-ekvivalenter.

Kilde: SSB/Klif.

- Prosessutslipp - Olje- og gassutvinning
- Forbrenning - Olje- og gassutvinning
- Prosessutslipp - Industri m.m. (inkl. landbruk og deponigass)
- Forbrenning - Industri (inkl. forbrenning av deponigass og avfall)
- Husholdninger, næringsbygg og andre næringer
- Transport, sjø (innenriks)
- Transport, luft (innenriks)
- Transport, vei



Nasjonale utslipp av lokalt forurensende gasser

Når vi forbrenner fossile brensler, slippes også andre gasser ut i tillegg til CO_2. Disse har innvirkning på vårt lokale nærmiljø og kan forårsake helsevirkninger som nedsatt lungefunksjon, økt frekvens av astma, økt sykelighet hos barn og kreft.

I forhold til utslippsmålene satt i Gøteborgprotokollen har Norge i 2008 nådd sine utslippsmål for SO_2, ammoniakk og NMVOC, men for NO_X må årlige utslipp reduseres med 11 prosent for å nå målsettingen innen 2010. I det følgende ser vi nærmere på utviklingen i utslippene av SO_2, NO_X og NMVOC.

Svovelutslipp dannes ved bruk av stoffer som inneholder svovel som kull og olje, enten ved forbrenning eller i industriprosesser. Hovedkilden til svovelutslipp i Norge er industriprosesser der metallindustrien er den klart viktigste. SO_2- utslippene har hatt en kraftig reduksjon i perioden 1980-1992 i alle sektorer. Industrien har redusert sine svovelutslipp med 86 prosent siden 1980, men er likevel den sektoren som slipper ut mest, rundt 73 prosent, av nasjonale SO_2- utslipp (2008), se Figur 8.3.

Den viktigste kilden til utslipp av nitrogenoksider er forbrenning av fossile brensler i industri, olje- og gassutvinning, og transport. Figur 8.4 viser at NO_x-utslippene er redusert betydelig i det siste tiåret, og utslippsmålet i 2010 kan synes innen rekkevidde. Reduksjonen de siste årene har vært størst innen sjø- og veitransport – sektorer som til sammen står for over 60 prosent av de samlede NO_x-utslippene.

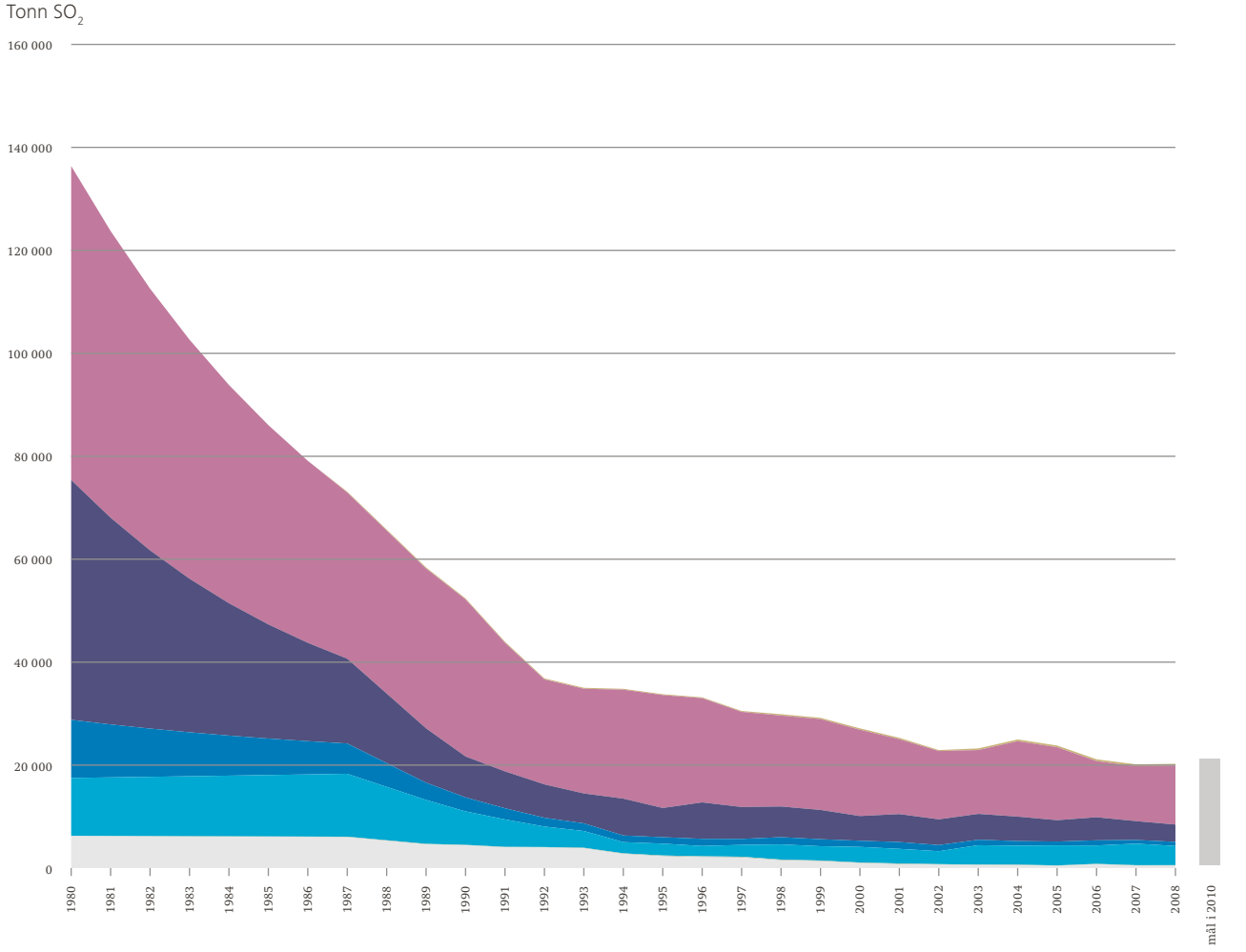
Figur 8.5 viser at utslipp av NMVOC er redusert til under det halve fra toppåret 2001. I all hovedsak skyldes dette reduksjon innen olje- og gassutvinning. Men også veitrafikken kan vise til betydelig utslippsreduksjon.

Tabell 8.2
Skade på natur som følge av utslipp av lokalt forurensende gasser og partikler.
Kilde: Miljøstatus 2005.

Utslippskomponent	Skade på natur
Nitrogendioksid, NO_2 (eller nitrogenoksider, NO_X) Svoveldioksid (SO_2), Ammoniakk (NH_3), og Flyktige organiske forbindelser (NMVOC)	NO_2, SO_2, NH_3 og NMVOC fører til forsuring, overgjødsling og ozondannelse. Forsuring av vann gir skader på fisk og naturlig vegetasjon, og korrosjon av materialer som kan gi skader på bygninger. Overgjødsling gir reduserte avlinger. Utslipp av ammoniakk fører også til utslipp av klimagassen N_2O.
Ozon (O_3)	Kan føre til skader på vegetasjon gjennom redusert fotosyntese som gir redusert vekst og framskyndet aldring og bladfelling. Ozon sammen med NO_2 og SO_2 gir korrosjonsskade på bygninger og materialer, spesielt gummi og plaststoffer.
Polysykliske aromatiske hydrokarboner (PAH), dioxiner og tungmetaller (som bly)	Genetiske skader, reproduksjonsskader.

Figur 8.3
Utslipp av svoveldioksider, tonn SO_2.
Kilde: SSB/Klif.

- Prosessutslipp: Olje- og gassutvinning
- Forbrenning: Olje- og gassutvinning
- Prosessutslipp: Industri m.m. (inkl. avfallsdeponigass)
- Forbrenning: Industri (inkl. forbrenning av deponigass og avfall)
- Husholdninger, næringsbygg og andre næringer
- Transport, sjø (innenriks)
- Transport, luft (innenriks)
- Transport, vei

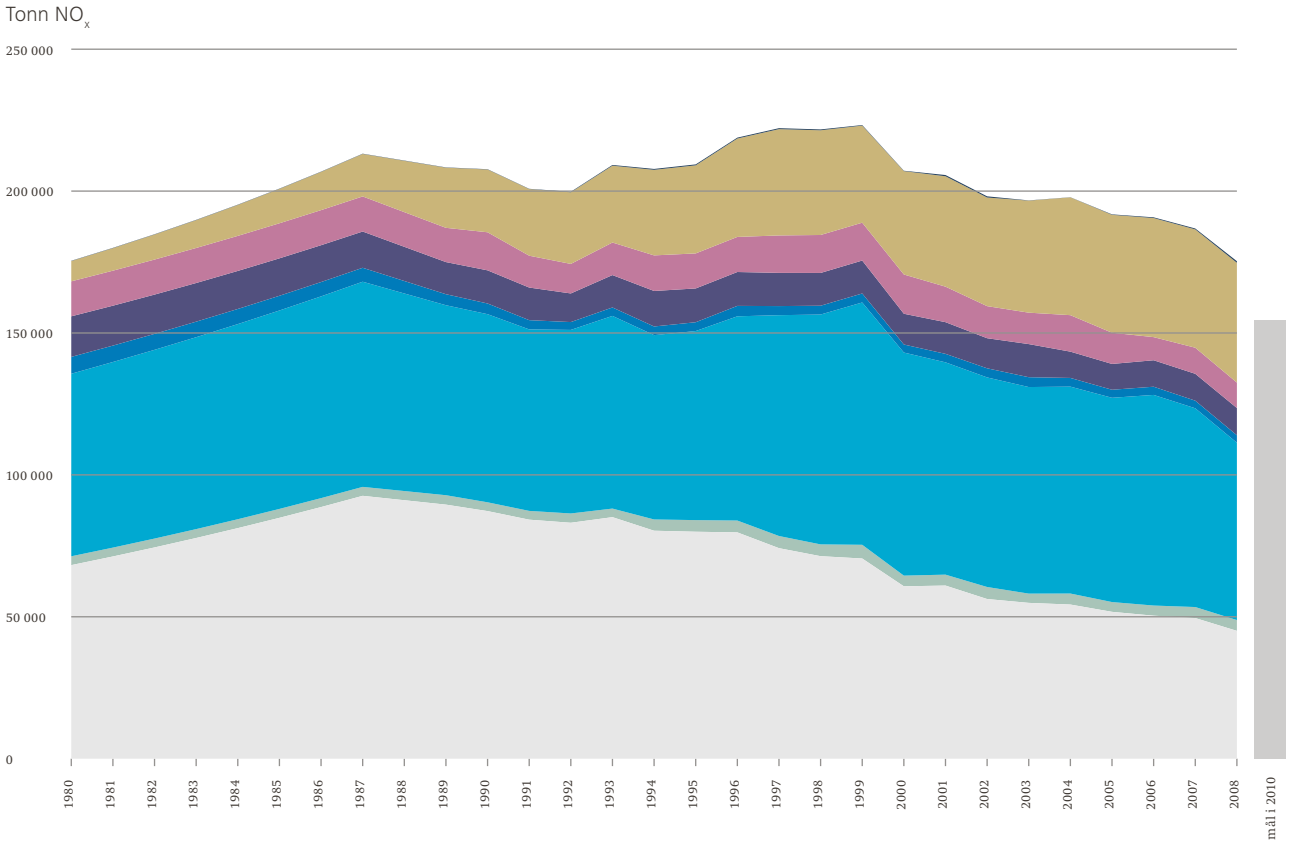


Figur 8.4

Utslipp av nitrogenoksider. Tonn NO_x.

Kilde: SSB/Klif.

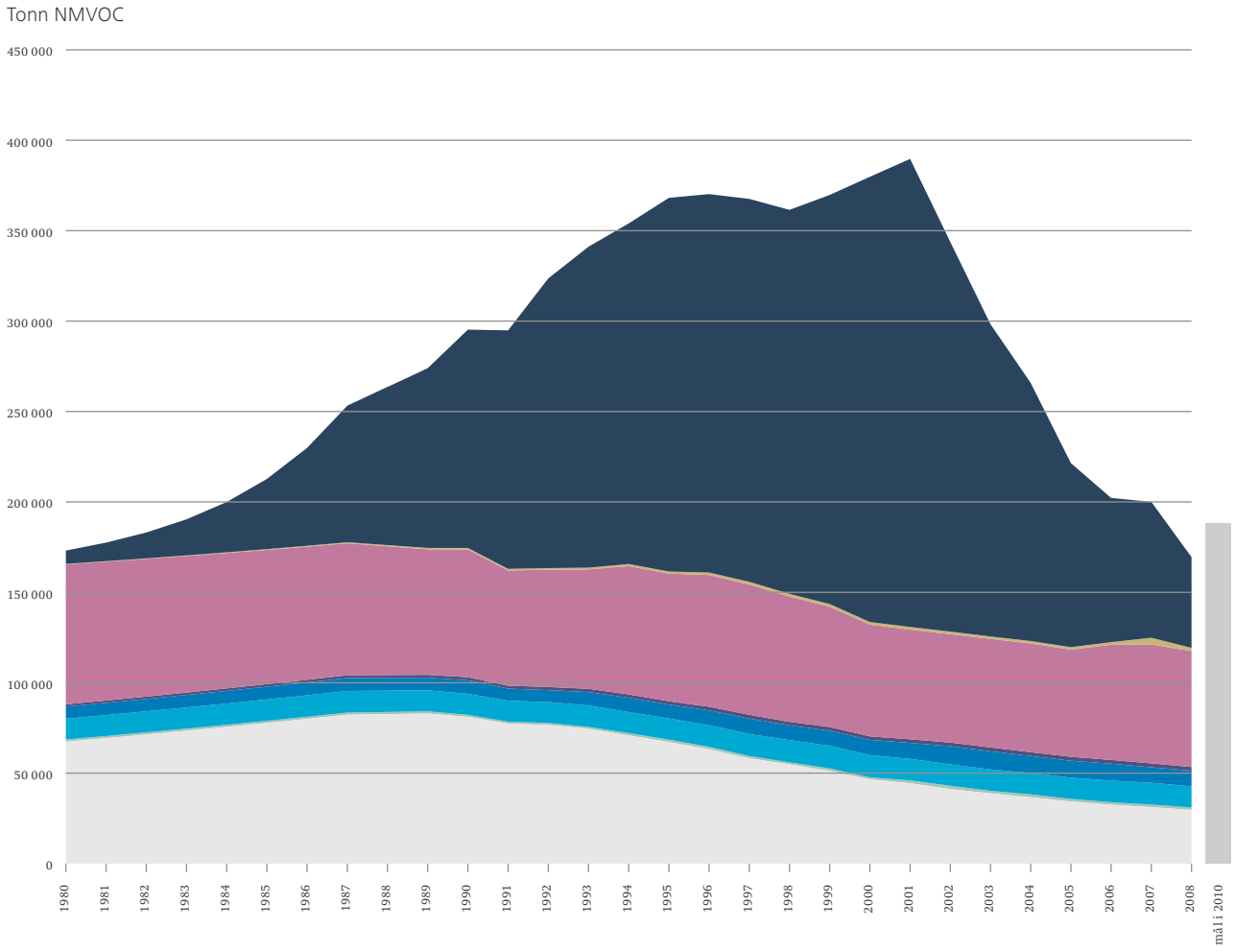
- Prosessutslipp - Olje- og gassutvinning
- Forbrenning - Olje- og gassutvinning
- Prosessutslipp - Industri m.m. (inkl avfallsdeponigass)
- Forbrenning - Industri (inkl. deponi og avfallsforbrenning)
- Husholdninger, næringsbygg og andre næringer
- Transport, sjø (innenriks)
- Transport, luft (innenriks)
- Transport, vei



Figur 8.5

Utslipp av ikke-metanholdige flyktige organiske forbindelser, Tonn NMVOC. Kilde: SSB/Klif.

- Prosessutslipp - Olje- og gassutvinning
- Forbrenning - Olje- og gassutvinning
- Prosessutslipp - Industri m.m. (inkl. avfallsdeponigass)
- Forbrenning - Industri (inkl. deponi og avfallsforbrenning)
- Husholdninger, næringsbygg og andre næringer
- Transport, sjø (innenriks)
- Transport, luft (innenriks)
- Transport, vei



8.3 Miljøvirkninger ved sentral energiproduksjon

I Norge ble det produsert 4,3 TWh fjernvarme og rundt 4,7 TWh varmekraft i 2009. I dette kapitlet ser vi på miljøvirkninger ved kraft- og varmeproduksjon basert på forbrenning. Deretter omtales fornybar kraftproduksjon som i 2009 var 127 TWh vannkraft og 1,0 TWh vindkraft.

Ved forbrenningsbasert kraftproduksjon forbrennes eksempelvis kull, hydrokarboner eller bioenergi. I eksempelvis et konvensjonelt kullkraftverk produseres det damp ved høyt trykk og temperatur som gjennom en turbin og via en generator, omgjøres til elektrisitet. Under forbrenningen reagerer karbon- og hydrogenatomene med oksygenet i forbrenningsluften og danner røykgass som inneholder vanndamp (H_2O), karbondioksid (CO_2) og lokalt forurensende gasser og partikler.

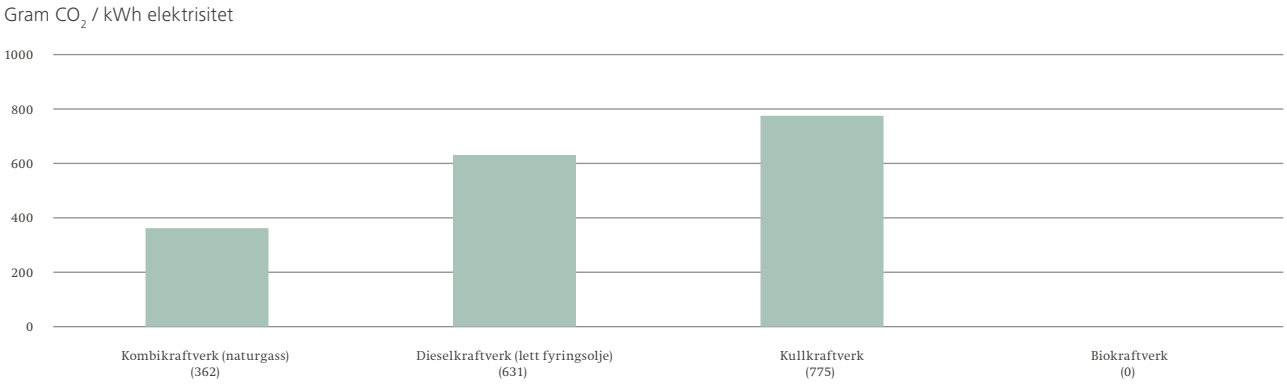
Fornybare energikilder er energikilder som fornyes på en naturlig måte og som ikke forringes ved bruk. Fornybare energikilder er for eksempel vannfallsenergi, vindenergi, bioenergi, solenergi, energi fra havet og geotermisk energi. De fleste kildene for fornybar energi, unntatt jordvarme og tidevannsenergi, er lagret solenergi. Fossil energi er også lagret solenergi, men bruker millioner av år på å dannes og er derfor definert som ikke-fornybar fossil energi.

Forbrenningsbasert kraft- og varmeproduksjon

Figur 8.6 viser CO_2-utslippene ved forbrenningsbasert kraftproduksjon. Her er det tatt hensyn til virkningsgrader som er typisk 58 prosent for nyere gassfyrte kombikraftverk, 42 prosent for dieselkraftverk og 40 prosent for konvensjonelle kullkraftverk. Kombikraftverk kommer best ut, både fordi naturgass har et høyt innhold av hydrogen og fordi kombikraftverk har høyest virkningsgrad.

Mens CO_2-dannelsen ved forbrenning av brensler er en ren funksjon av brenseltype og medgått brensel, vil NO_X-utslippene være sterkt avhengig av forbrenningsteknologien. Det er normalt to hovedkilder til dannelse av NO_X i en forbrenningsprosess; nitrogen i brenselet (brensel-NO_X) og nitrogen i forbrenningsluften (termisk NO_X). Spesielt er dannelsen av termisk NO_x sterkt avhengig av temperaturen i forbrenningsprosessen.

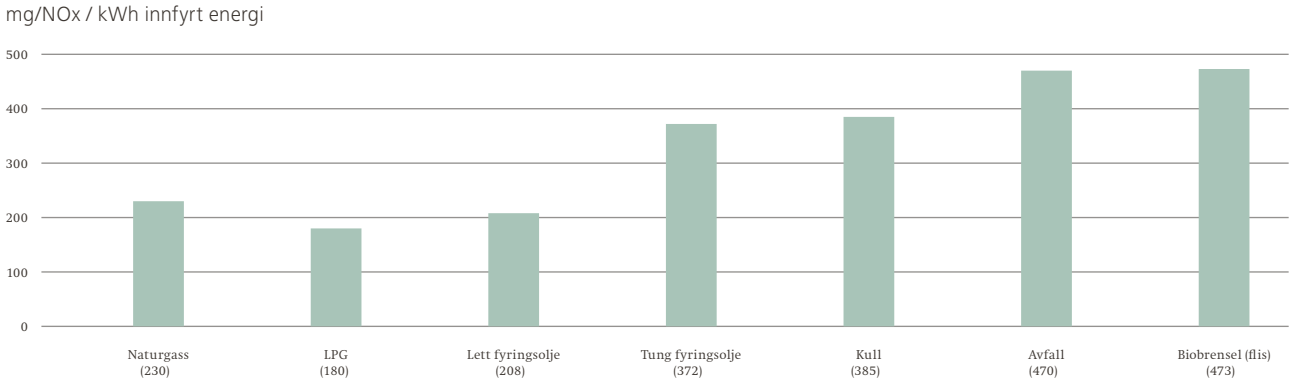
Figur 8.6
CO_2-utslipp fra ulike varmekraftverk, forutsatt ingen varmeutnyttelse, gram CO_2/kWh elektrisitet.
Kilde: Norsk Energi/NVE.



Figur 8.7 viser NO_X-utslippet fra kjeler som benyttes til dampproduksjon i varmekraftverk eller til varmeproduksjon i fjernvarmeanlegg, med ulike brensler. Utslippstallene gjelder for anlegg uten særskilte rensetiltak. Figuren viser utslipp per innfyrt energienhet slik at NO_X-utslipp per produserte kWh elektrisitet eller varme vil være høyere.

Tabell 8.3 viser utslipp av utvalgte lokalt forurensende gasser (SO_2, partikler, CO og flyktige organiske forbindelser) per kWh innfyrt energi. Generelt kan man si at tungolje og kull har de høyeste utslippene sammenlignet med de andre energibærerne, bortsett fra for utslipp av CO hvor biobrensel ligger høyest. Naturgass og LPG (liquefied petroleum gas) har de laveste utslipp av lokalt forurensende gasser. Det er viktig å presisere at det er knyttet usikkerhet til tallene.

Figur 8.7
NO_X-utslipp fra varme- og dampproduksjon (kjeler) med ulike brensler, mg NO_X / kWh innfyrt energi. Kilde: SSB/NVE.



Tabell 8.3
Utslipp av lokalt forurensende gasser fra varme- og dampproduksjon i kjeler. mg/kWh innfyrt energi. Kilde: Norsk Energi.

	[mg/kWh innfyrt energi]			
Brensel	**SO_2**	**Partikler**	**CO**	**VOC**
Lettolje	72	5	18	10
Tungolje	1 200	80	174	50
Naturgass	2	0	7	0
LPG	2	0	7	0
Avfall	10	10	*44	*250
Biobrensel (flis)	40	20	220	250
Kull	2 400	>80*	30-40	*100-2 000

* avhengig av brensel

Fornybar kraftproduksjon

Vannkraft
Miljøpåvirkning av vannkraftutbygging er knyttet til endring i vannføringsforholdene, regulering av vann og fysiske inngrep i naturen. Miljøkonsekvensene er avhengig av omfanget av utbyggingen og de lokale forholdene. Ved utbygging av flere små kraftverk innen et begrenset geografisk område kan det medføre store og utilsiktede miljøkonsekvenser selv om hvert enkelt prosjekt kan ha begrensede konsekvenser. Tema som er viktig ved vurdering av miljøpåvirkning av vannkraftutbygging er bl.a. landskap, inngrepsfrie områder, biologisk mangfold, kultur og kulturmiljø, friluftsliv, fisk og fiske, reindrift og reiseliv.

Vindkraft
Vindkraftutbygging påvirker miljøet visuelt. Dette kan ha betydning for viktige landskapsområder, inngrepsfrie områder, bebyggelse, friluftsliv, kulturminner og kulturlandskap og reiseliv. Videre kan vindkraftverk gi skyggekast og støy. For påvirkninger på biologisk mangfold, flora og fauna regnes det med mer begrensede virkninger som kan avbøtes effektivt. Fugleliv kan bli skadelidende avhengig av størrelse på parken, plassering og fuglenes tilpasningsevne.

Bioenergi
Ved forbrenning av biomasse frigjøres det like mye karbondioksid som den har tatt opp i vekstfasen. Bruk av biomasse inngår derfor i et naturlig kretsløp og regnes derfor som CO_2-nøytralt. Miljøpåvirkningene omfatter kvalitative virkninger i forbindelse med uttak og produksjon av biobrensel eller ved hogst utover skogens balansekvantum. Selv om klimautslippene regnes som null, medfører forbrenning av bioenergi til utslipp av lokalt forurensende gasser og partikler.

8.4 Utslipp ved ulike sluttbrukerteknologier

I dette kapitlet ser vi nærmere på utvalgte teknologier ved sluttbruk av energi. Med sluttbruk mener vi bruk i sluttbrukersektorer som transport, industri, tjenesteyting og husholdninger. Det er valgt å fokusere på stasjonær forbrenning utenom industrien, altså husholdninger, næringsbygg og andre næringer, og transport på vei. Teknologier ved sluttbruk av energi i industrien, og sjø- og luftransport er ikke omtalt.

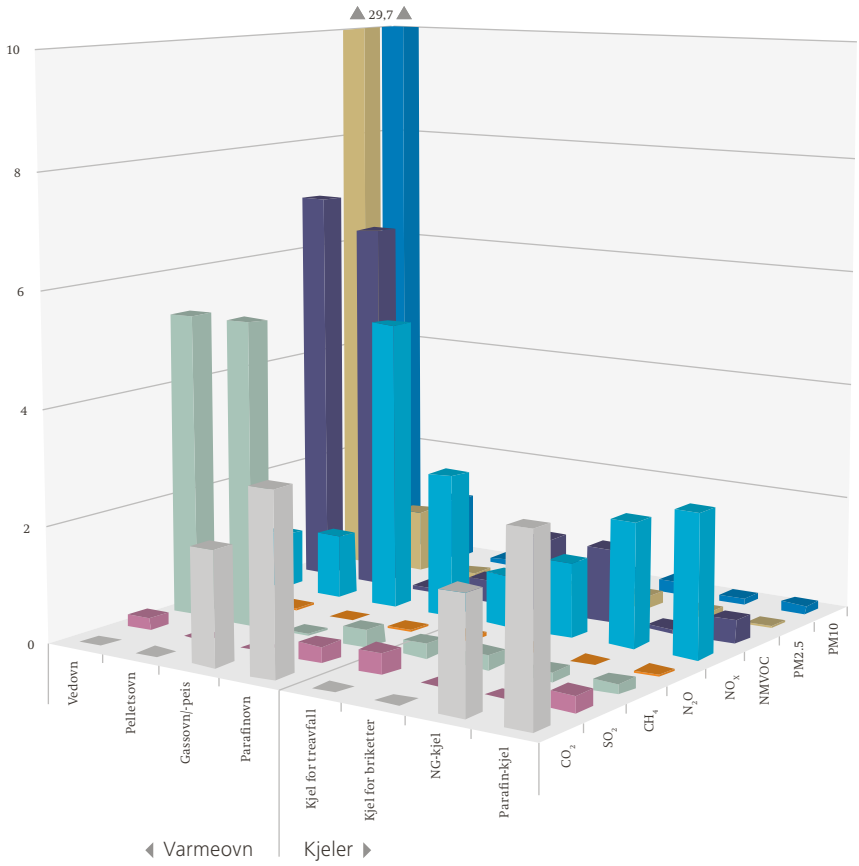
Stasjonær forbrenning
I alle bygg trenger vi lys og varme. I Norge bruker mange elektrisitet til både lys og oppvarming, men oppvarming kan også dekkes av andre energibærere som ved, gass og fyringsolje. I forrige delkapittel så vi på utslipp fra store kjeler brukt til kraft- og fjernvarmeproduksjon eller i industriprosesser. Mindre kjeler, i kombinasjon med vannbåren varme, kan brukes til å gi varme lokalt i husholdninger eller næringsbygg.

Figur 8.8 viser utslipp ved forbrenning av bioenergi, naturgass og olje brukt i henholdsvis frittstående varmekilder som vedovn eller parafinovn (til venstre i figuren), og kjeler som oljekjel og biokjel (til høyre i figuren). Generelt kan vi si at kjeler har lavere utslipp av lokalt forurensende gasser som NOX, støv og partikler enn frittstående ovner. Derimot er CO_2-utslippene per tonn brensel brukt uavhengig av om det brennes i en ovn eller kjel.

Bioenergi brukt i punktvarmekilder som vedovn eller pelletsovn er CO_2-nøytralt per definisjon, men gir svært høye utslipp av lokalt forurensende gasser sammenliknet med naturgass og parafin. Dette er et dilemma når en skal velge hva som er mest miljøvennlig; skal global oppvarming eller lokal luftforurensning veie tyngst?

Veitransport

Som tidligere omtalt, er CO_2-utslippene kun avhengig av mengden brensel du bruker. Bensin brukt i passasjerbil, lastebil eller moped gir like stort utslipp per liter, men det er hvor godt motoren utnytter bensinen per kilometer, altså energieffektiviteten, som avgjør hvor mye CO_2-utslipp en transportetappe på 20 kilometer gir.



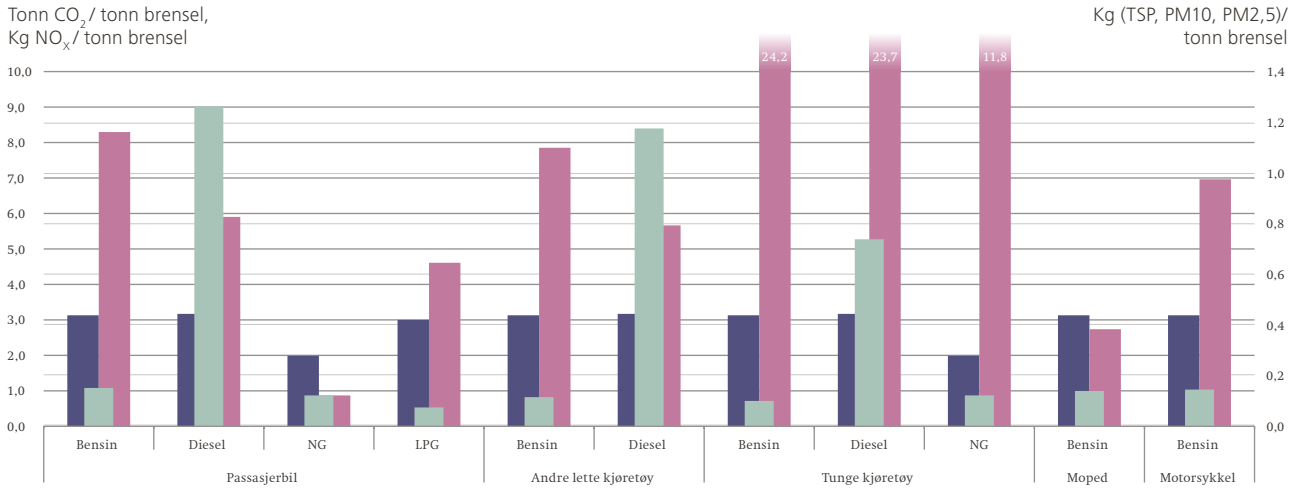
Figur 8.8
Utslipp til luft fra frittstående varmekilder (til venstre) og fra kjeler (til høyre), kg utslipp/tonn brensel (bortsett fra CO_2: tonn CO_2/tonn brensel). Kilde: SSB.

Figur 8.9 viser tre utvalgte utslipp (CO_2, nitrogenoksider og støv/partikler) fra transportsektoren. For passasjerbiler ser vi at diesel gir nesten ni ganger så høye utslipp av støv og partikler som bensin, men at NO_x-utslippene er lavere med diesel enn med bensin. Naturgass er det som gir lavest utslipp av både CO_2, NO_X og støv per tonn brensel brukt. Videre viser figuren at NO_x-utslippene fra tunge kjøretøy er svært høye uansett brenseltype sammenlignet med lette kjøretøy. Tabell 8.4 viser ytterligere skadelige utslipp fra transportsektoren i tillegg til de vist i Figur 8.9.

Figur 8.9

Utslipp til luft fra mobil forbrenning.
Utslipp/tonn brensel. Kilde SSB.

■ CO_2 (tonn/tonn) ■ NO_x (kg/tonn)
■ TSP, PM10, PM2,5 (kg/tonn), (høyre akse)



Tabell 8.4

Utslipp til luft fra mobil forbrenning, kg utslipp/tonn brensel. Kilde SSB.

		Passasjerbil				Andre lette kjøretøy		Tunge kjøretøy			Moped	Motor-sykkel
		Bensin	Diesel	NG	LPG	Bensin	Diesel	Bensin	Diesel	NG	Bensin	Bensin
SO_2	kg/tonn	0,01	0,0278	0	0	0,01	0,0278	0,01	0,0278	0	0,01	0,01
CH_4	kg/tonn	1,07	0,04	0,26	0,20	0,58	0,05	0,80	0,10	4,29	5,85	4,94
N_2O	kg/tonn	0,29	0,08	0,03	0,21	0,15	0,05	0,05	0,13	0,03	0,06	0,05
NMVOC	kg/tonn	12,61	1,38	0,07	1,78	9,52	1,70	12,40	2,52	1,07	367,53	130,65
CO	kg/tonn	104,64	8,09	1,69	13,40	86,79	11,02	64,94	5,58	2,51	699,88	711,21
NH_3	kg/tonn	1,47	0	0	0,97	0,79	0,01	0,09	0	0	0,05	0,05
PAH	g/tonn	1,00	4,37	0,02	0	1,00	4,37	1,99	3,56	0,02	2,00	2,00
PAH-OSPAR	g/tonn	0,45	2,38	0	0	0,45	2,38	1,00	1,78	0,0	0,53	0,53
PAH-4	g/tonn	0,13	0,45	0	0	0,13	0,45	0,21	0,43	0,0	0,08	0,08
Dioxin	ug/tonn	0,10	0,10	0,05	0,06	0,10	0,10	0,10	0,10	0,05	0,10	0,10

8.5 Miljøvirkninger ved energidistribusjon

Miljøvirkninger ved luftlinjer

- Estetikk og landskap - Estetiske nærføringsulemper og fjernvirkning. Med fjernvirkning menes hvordan ledningen oppfattes i landskapet. Fjernvirkningssonen strekker seg så langt anlegget er godt synlig. Høye tårnmaster vil ha større og mer markert fjernvirkning enn portalmaster sett på lik avstand. For fjernvirkningen er det særlig linjeføring og silhuettvirkning som er viktig. Med nærføring menes at kraftledningen kommer nærmere bebyggelse enn 3 x høyden. For portalmaster er nærføringssonen ca. 100 meter. For tårnmaster er nærføringssonen ca. 150 meter.
- Fugl - Et problem med luftledninger er at fugl kolliderer med faselederne eller med topplinen.
- Støy - Luftlinjer på de høyeste spenningsnivåer kan ved spesielle værforhold gi hørbare elektriske utladninger («spraking» spesielt i vått vær) rett ved ledningen.
- Areal – Luftlinjer legger beslag på store arealer. Dette kan by på større utfordringer i byer, men mindre i utkantstrøk. Kabling av spenningsnivåene 66 kV og 132 kV kan gjøres på kortere strekninger for å gi plass til nye næringsbygg og boligformål.
- Magnetfelt – Overføring av kraft fører til et magnetfelt rundt linjene. Negative virkninger av dette feltet er ikke tilstrekkelig dokumentert.

Miljøvirkninger ved jordkabler

Jordkabler kan være ett av mange fysiske tiltak som kan redusere negative virkninger av kraftledninger. Men kabling vil ikke være en miljømessig forbedring i alle tilfeller. Dette gjelder særlig for anlegg på høyere spenningsnivå og anlegg utenfor tettbebygde områder. For jordkabler på høye spenningsnivå er det behov for brede grøfter, sprengning med mer som kan lage åpne og varige sår i landskapet. Ved utlegging av ett kabelsett for 300/420 kV kreves det i anleggsperioden en trasé på ca. 15 meters bredde; fem meter til vei, åtte meter til lagring av løsmasser og minst to meter til kabelgrøften. Det kreves dessuten en anleggsvei i selve byggeperioden som ofte vil bli permanent.

Miljøvirkninger ved fjernvarmedistribusjon

Det er få miljøvirkninger ved fjernvarmeledninger da de legges under bakken, ofte langs allerede eksisterende veier, og de legges i bebodde områder. Visuelt vises de ikke, og det er ikke forbundet støy med dem. Hvis det oppstår lekkasje vil det ikke by på store problemer da rørene kun inneholder vann.

8.6 Livssyklusbetraktninger

Tidligere i kapittelet har vi sett på miljøvirkninger ved kraft- og varmeproduksjon og ved sluttbruk av energi i vedovner og biler. Utover dette vil det også være miljøvirkninger knyttet til oppstrømsaktiviteter ved fremskaffelse av brenslene og nedstrømsaktiviteter ved håndtering av eventuell aske etter forbrenning eller riving av kraftverkene. Som regel vil oppstrøms- og nedstrømsaktiviteter ha mindre miljøvirkninger enn ved selve energiproduksjonen, men det er viktig å fastslå at de ikke er neglisjerbare. Ved utarbeidelsen av Energistatus 2010 er disse miljøvirkningene ikke tallfestet, men kun beskrevet ved eksempler og enkle illustrasjoner. Se også Tabell 8.1 i innledningen.

Oppstrømsaktivitet

Et eksempel på oppstrømsaktivitet for oljeprodukter fra offshore oljeutvinning er vist i Figur 8.10. Råoljen må først utvinnes fra oljefelt, før den transporteres inn til land hvor den raffineres til ulike produkt (bensin, diesel, fyringsolje). Deretter transporteres de raffinerte produktene videre til fyllestasjoner (bensin og diesel) eller til næringsbygg, fjernvarmeverk eller boligkompleks (fyringsolje).

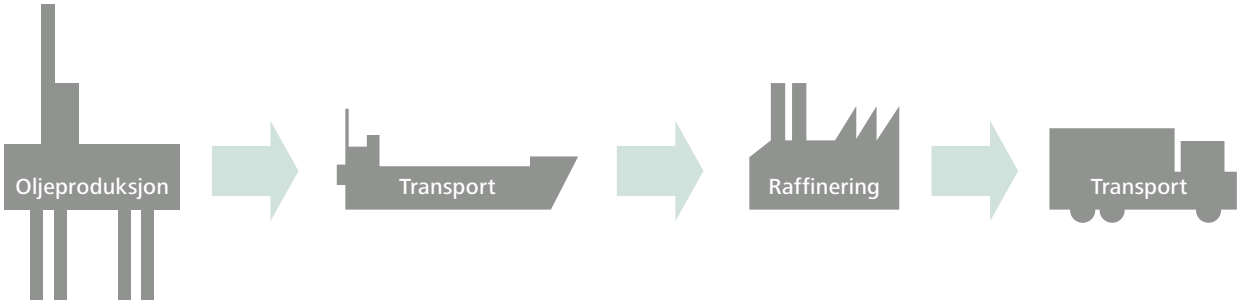
I alle leddene i oppstrømsaktiviteten vil det være miljøvirkninger ved produksjon av eksempelvis oljeplattformene, produksjon av trailerne i tillegg til direkte utslipp under selve transporten eller ved drift av oljeplattformen.

Nedstrømsaktivitet

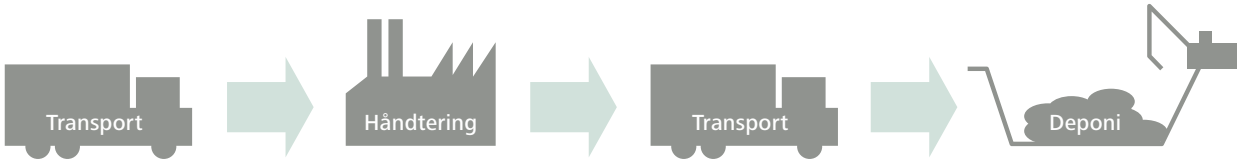
Et eksempel på nedstrømsaktivitet fra fjernvarmeproduksjon er vist i Figur 8.11 hvor giftig aske fra avfallsforbrenningen først må transporteres til et sted for å stabiliseres og renses, og deretter transporteres videre til deponi. Det er miljøvirkninger knyttet både til transport og til bygging av utstyr og bygg i tilknytning til håndteringsterminalen. Dette kan man forfølge så langt man vil, slik at i en utførelse av en livssyklusanalyse er det viktig å sette systemgrenser. Systemgrensene settes i henhold til formålet for studiet man utfører.

Alle ledd i oppstrøms- og nedstrømsaktiviteter er forbundet med miljøvirkninger, både kvalitative og kvantitative. I hvert av disse leddene vil det igjen være miljøvirkninger ved eksempelvis byggingen av de ulike installasjonene (selve plattformen, traileren eller kraftverket) der utvinning av stål og andre komponenter vil være beheftet med miljøvirkninger, og ved drift av installasjonene.

Figur 8.10
Forenklet skisse av oppstrømsaktivitet for fyringsolje.



Figur 8.11
Forenklet skisse av nedstrømsaktivitet; Håndtering av slagg og aske fra fjernvarmeproduksjon.



NORGES VASSDRAGS- OG
ENERGIDIREKTORAT

Middelthunsgate 29
Pb. 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon 22 95 95 95
Telefaks 22 95 90 00
E-post: nve@nve.no
www.nve.no