



Ny produksjon i Stor-Oslo / Østlandsområdet

På oppdrag fra Statnett
mai 2012

Om prosjektet

Prosjektnummer:	STN-2012-04
Prosjektnavn:	Ny produksjon i Stor-Oslo
Oppdragsgiver:	Statnett
Prosjektleder:	Kristine Fiksen
Prosjektdeltakere:	Silje E. Harsem Guro Gravdehaug

Om rapporten:

Rapportnavn:	Ny produksjon i Stor-Oslo/ Østlandsområdet
Rapportnummer:	THEMA R-2012-11
ISBN-nummer	978-82-93150-14-5
Tilgjengelighet:	Offentlig
Ferdigstilt:	

Brief summary in English

This report considers the possibilities to increase power generation in the Greater Oslo Area, which may be one of several alternative solutions to ensure security of power supply. There is some potential for new hydropower and wind power in the region. But only a limited share of the potential for new hydropower will be available during peak load periods. Wind power is only available when the wind blows, and there is no guarantee that the wind blows during peak load periods. CHP plants based on gas or bio will be available during peak load periods, but the overall power production will be limited by demand for heat in order to limit costs. Other capacity and energy storage technologies are too immature to consider them in short term planning. In the longer term, however, deep geothermal energy may have a potential in the area. Also, energy storage in the form of compressed air (or others) may have a potential if there are underground caverns for the storage of air. Such storage will always be associated with high costs due to low overall efficiency. It is thus limited opportunities for new production in the short term (by 2020) that will be available during peak load hours in the greater Oslo Area. The potential is higher for the Eastern part of Norway, and there may also be a higher potential in the longer run for new technologies.

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6
0158 Oslo
Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.t-cg.no

THEMA Consulting Group tilbyr spesialistkompetanse innenfor markedsanalyse, markedsdesign og strategirådgivning for energi- og kraftbransjen.

INNHold

1	INNLEDNING	1
2	VANNKRAFT	2
3	VINDKRAFT	7
4	SOLCELLER	11
5	BIOKRAFT	13
6	GASSKRAFT	17
7	DYP GEOTERMISK ENERGI	23
8	KRAFTPRODUKSJON FRA LAVTEMPERATUR SPILLVARME.....	26
9	AGGREGATER.....	28
10	ENERGILAGRING	31



SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Denne rapporten vurderer mulighetene for å øke kraftproduksjonen i Stor-Oslo. Ny produksjon kan være en av flere faktorer som kan bidra til å begrense behovet for oppgradering av sentralnettet dersom produksjonen er tilgjengelig i toppplastperioder (eventuelt kan lagres). Det finnes noe potensial for både ny vannkraft og vindkraft i regionen. Men kun en begrenset andel av vannkraften blir tilgjengelig i toppplastperioder på grunn av lav vannføring i disse periodene. Vindkraft er kun tilgjengelig når det blåser, og man er ikke garantert at det blåser i toppplastperioder. Kraftvarmeverk basert på gass eller bio, vil være tilgjengelige i toppplastperioder, men den samlede kraftproduksjonen vil begrenses av etterspørsel etter varme for å begrense kostnadene. Andre produksjonsteknologier og teknologier knyttet til energilagring er ikke tilstrekkelig modne til at man kan ta hensyn til dem i dagens planlegging. På lengre sikt, kan imidlertid dyp geotermisk energi ha et potensial i Østlands-området. Også energilagring, for eksempel i form av komprimert luft, kan ha et potensial dersom det finnes underjordiske huler til lagring av luften. Slik lagring vil imidlertid alltid være forbundet med høye kostnader på grunn av lav totalvirkningsgrad. Det er dermed begrensede muligheter for ny produksjon i Stor-Oslo med tilgjengelighet i toppplastperioder på kort sikt. På lengre sikt kan imidlertid ny teknologi innen produksjon og lagring representere et større potensiale.

Formålet med denne rapporten er å identifisere og kvantifisere potensialer for alternativer til nettutbygging i Oslo og Akershus i forbindelse med prosjektet "Nettplan Stor-Oslo". Dette delprosjektet har belyst potensialer for ny kraftproduksjon fra vann- og vindkraft, kraftvarmeverk basert på biobrensel eller gass, solceller, dieselaggregater og dyp geotermisk energi i Stor-Oslo og fylkene rundt. I tillegg har vi vurdert noen lagringsteknologier for kraftproduksjon. Hovedfokus i analysen vil være utviklingen mot 2020, men mer langsiktige muligheter vurderes også. I tillegg til ny kraftproduksjon, kan også andre tiltak bidra til å redusere behovet for nett. Det er utarbeidet en egen rapport som beskriver tiltak på forbrukssiden, slik at dette ikke blir kommentert her. Disse to rapportene må ses i sammenheng opp mot behovet for utbygging/ oppgradering av sentralnett i Stor-Oslo.

Formålet med analysen er å utarbeide et grunnlag for å vurdere om ny kraftproduksjon i regionen kan redusere behovet for oppgradering eller bygging av nytt nett i Stor-Oslo. Flere forhold er relevante for å vurdere ny kraftproduksjon opp mot bygging/oppgradering av kraftledninger:

- Tilgjengelig teknologi og teknologiens modenhet
- Potensielt produksjonsvolum i regionen
- Kostnadsnivå
- Tilgjengelighet i toppplastperioder
- Påvirkning på klima og lokalmiljø

En overordnet vurdering på disse punktene for hver av teknologiene, er gitt i tabellen under. Stor-Oslo inkluderer her også Østfold fylke fordi nettkapasiten mellom Østfold og Akershus/ Oslo er god i toppplastperioder på vinteren. Det er viktig å påpeke at ny kraft i Stor-Oslo vil være nyttig for kraftsystemet i form av reduserte nettap og tørrårssikring, også dersom det ikke er tilgjengelig i toppplast og kan erstatte nettutbygging/ oppgradering.

Teknologi	Teknologisk	Potensial i 2020 (MW)		Kostnads-nivå (øre/kWh)	Tilgjengelig- het i toppplast	Natur/ klima
		Stor-	Øst-			

	modenhhet	Oslo ¹	landet			
Vannkraft- O/U	Moden	26	292	Høyt, men gjennomføres av andre årsaker	Begrenset	Lite inngrep
Vannkraft- ny	Moden	0	691	34	Delvis	Lokale inngrep
Vindkraft	Moden	135	780	> 60	Usikkert	Lokale inngrep
Biokraft	Moden	-	<50	44-97	Ja	Lokale inngrep og transport
Gasskraft	Moden	-	-	39-120 + gasstransport og CO ₂ håndtering	Ja	Lokale inngrep, klimautslipp og transport
Solceller	Moden	Lite	Lite	>67	Lite	Lite inngrep
Dyp geotermisk energi	Pilot	-	-	Svært høy	Ja	Lokale inngrep
Kraft fra spillvarme	Pilot	<5	<20	uklart	Ja	Ingen ulemper
Aggregater	Demonstrert	<50	Ikke vurdert	uklart	Usikkert	Klima- og lokale utslipp, støy
Pumpekraft	Moden	-	Ikke vurdert	>20 i prisforskjell	Ja	Lokale inngrep
Komprimert luft	Demonstrert	-	-	Svært høy	Ja	Lokale inngrep
Hydrogen	Utvikling	-	-	Svært høy	Ja	Lite inngrep
Batterier	Utvikling	-	-	Svært høy	Ja	Lite inngrep lokalt

Som tabellen viser, er det et relativt stort potensial for ny effekt fra vannkraft (O/U) og vindkraft, både i Stor-Oslo og på Østlandet, men begrenset potensial for andre teknologier innen 2020:

- Kun en begrenset andel av *vannkraften* er tilgjengelig i topplasttimer, men omfanget er relativt stort, også innen 2020.
- Også omfanget av *vindkraft* er betydelig, men tilgjengeligheten i topplastperioder er avhengig av vind, og kan dermed ikke garanteres
- *Solceller* forventes ikke å bli konkurransedyktig på pris under norske forhold innen 2020, og vil heller ikke bidra stort på vinteren i topplastperioder.
- *Kraftvarmeverk* basert på bio, avfall eller gass kan etableres i tilknytning til fjernvarme eller industri, men potensiell effekt er begrenset av avsetningen på varme. Uten varmeutnyttelse, vil kostnadene bli betydelig høyere. For gass, vil transport og håndtering av CO₂ være tilleggskostnader.

¹ Oslo og Akershus fylker

- *Dyp geotermisk energi* kan være en aktuell produksjonsteknologi på Østlandet på lengre sikt, dersom teknologien blir utviklet og kostnadene reduseres.
- *Kraft kan produsertes fra lavtemperatur spillvarme*, men det er begrenset med spillvarme i Stor-Oslo og storskala teknologier er ikke utprøvd.
- Dersom *nødaggregater* skal være aktuelt å utnytte i drift av sentralnettet, må man være helt sikker på at hovedfunksjonen til aggregatene ikke forringes. Egne aggregatparker kan være et alternativ som er enklere gjennomførbart.
- *Lagringsteknologier* som batterier og hydrogen er per i dag lite modne teknologier, og det er usikkert hvor egnet de er i stor skala. Dårlig systemvirkningsgrad bidrar til å gjøre lagringsteknologier kostbare i bruk.

Under beskrives hver av de spesifikke teknologiene noe mer utdypende.

Ny vannkraftproduksjon

Det forventes betydelige investeringer både i nye kraftverk, samt opprusting, utvidelse og reinvestering i eksisterende kraftverk. Det viser seg imidlertid at store deler av ny vannkraft på Østlandsområdet i hovedsak er elvekraft, småkraft eller opprusting/utvidelser som alle gir lite økt reguleringsevne av vannkraftproduksjonen i området. Disse prosjektene vil øke effekten i vannkraften på Østlandsområdet, men kun deler av effektøkningen vil være tilgjengelig i toppplastperioder. I Oslo, Akershus og Østfold er det et begrenset potensial for ny produksjon fra vannkraft, både på kort og lang sikt. Inkludert O/U-potensialet utgjør mulighetene for ny kraftproduksjon i disse tre fylkene 230 MW, det aller meste elvekraft. Lengre nord, i Hedmark og Oppland, er potensialet på 4-500 MW, men det er uklart hvor mye av dette som kan realiseres uten av kraftledningene nordfra må oppgraderes. I Buskerud er det også et betydelig langsiktig potensial på over 700 MW, men vannkraft vestfra kan ikke fraktes inn til Oslo uten en ny/oppgradert linje fra Buskerud.

Vindkraftproduksjon

Som følge av elsertifikatordningen finnes det planer om vindkraftutbygging mange steder i Norge innen 2020, hovedsakelig langs kysten. Men det er også meldt inn flere prosjekter til NVE i Østlandsområdet det siste året. Dersom alle disse prosjektene blir realisert, vil samlet installasjon utgjøre 810 MW og bidra med ny kraftproduksjon i området på over 2 TWh. Rundt 335 MW av de planlagte prosjektene på Østlandet vil mates direkte inn i kraftsystemet i Stor-Oslo. Utbygging av vindkraft på Østlandet vil være gunstig for redusert tørrårsrisiko og for å redusere nettapene. Til tross for de betydelige planene om vindkraft, vil ikke en slik utbygging redusere behovet for nettoutbygging i Stor-Oslo. Årsaken er at vindkraftproduksjonen varierer betydelig over tid, også innenfor et døgn. Man kan dermed ikke ta for gitt at det produseres vindkraft under toppplasttimene på vinteren.

Biokraft

Kraft fra bioenergi kan med dagens rammebetingelser kun bli økonomisk interessant ved utnyttelse av varme fra prosessen og svært høy brukstid på anlegget. Dermed er varmeleveranser til et fjernvarmenett (grunnlast) eller industri en forutsetning for å kunne produsere kraft fra bioenergi. Slike anlegg er etablert både i Stor-Oslo og på Østlandet, men på grunn av at kraftproduksjonen begrenses av varmebehovet, er installert effekt for kraftproduksjon relativt liten. Per i dag er det installert 22 MW_{el} i tilknytning til fjernvarmen i Oslo. Dersom hele grunn-/sommerlasten (ca 200 MW) i Oslos fjernvarme var etablert som kraftvarmeverk, ville effekten i kraftproduksjonen utgjøre 40-60 MW. Grunnlasten i fjernvarmen i Oslo er imidlertid spredt på flere grunnlastsentraller og teknologier, noe som gjør det lite sannsynlig at hele dette potensialet kan bli realisert. Hafslund har vurdert å bygge et nytt kraftvarmeverk basert på bio, men har lagt disse planene på is fordi anlegget ikke vil få tilstrekkelig høy brukstid til at det blir lønnsomt.

Gasskraft

Gasskraftverk kan bygges som grunnlast og bidra med kraftproduksjon året rundt. Begrensningen på etablerte gasskraftverk andre steder, er at lønnsomheten ikke er tilstrekkelig på grunn av høye gasspriser og lave kraftpriser. Faktisk lønnsomhet vil derfor være en forutsetning for produksjon fra et gasskraftverk til enhver tid. For å redusere kostnaden ved gasskraft og oppnå størst mulig virkningsgrad, må et gasskraftverk bygges i tilknytning til fjernvarmevirksomheten i Oslo. Med høy kapasitet på avfallsforbrenning til fjernvarme er dette lite aktuelt de neste 10-30 årene. Et alternativ vil være å bygge reservekraftverk i Stor-Oslo. Dette er imidlertid forbundet med høye kostnader og høye utslipp av CO₂ per produserte energienhet. Dersom begrunnelsen for et reservekraftanlegg skal være å unngå bygging av kraftledninger, må anlegget plasseres sentralt i regionen for å hindre at gasskraftanlegget i seg selv utløser behov for utbygging av lengre strekninger med kraftledninger.

Solceller

Solceller har fått økende betydning i Europa de siste årene, hovedsakelig på grunn av gunstige subsidier i Tyskland og Spania. I Norge har solceller blitt installert i områder uten tilgang til nett, for eksempel i hytter. Prisene på solceller er kraftig redusert de siste to årene, og en fortsatt prisreduksjon vil bidra til flere installasjoner av solceller, også i Norge. Produksjonen fra solceller avhenger av solinnstrålingen, og vil dermed være betydelig lavere over året i Norge sammenlignet med land lengre sør. I toppplastperioder i desember og januar, vil det være svært liten eller ingen kraftproduksjon fra solceller, selv på Østlandet.

Dyp geotermisk energi

Utnyttelse av dyp geotermisk energi skjer ved at man borer dypt nok ned i jordoverflaten til at man kan hent opp varme direkte fra jordens indre. For å kunne utnytte geotermisk energi til kraftproduksjon, må man som regel bore 4000-6000 meter ned i bakken, noe som gir svært høye investeringskostnader. Oslo, Akershus og Østlandsfylkene kan bli de mest interessante områdene for dyp geotermisk energi i Norge. Teknologien er på pilotstadiet, og kan representere en interessant produksjonsform på lang sikt dersom kostnadene reduseres. Kraftproduksjon fra dyp geotermisk energi vil egne seg som grunnlast, og kraftproduksjonen vil ikke variere mellom år eller årstider.

Kraftproduksjon fra lavtemperatur spillvarme

Lavtemperatur spillvarme er et resultat av flere industrielle prosesser. Slik spillvarme kan utnyttes til varmeformål, men behovet for varme er ikke alltid til stede i nærheten av industri. Spillvarmen kan da i teorien omdannes til elektrisitet, men teknologiene på dette området er umodne, særlig for større anlegg. Virkningsgraden vil være lav ved omdanning av lavtemperatur varme til elektrisitet. Det finnes begrensede spillvarmeressurser i Oslo og Akershus, men noe mer i Østfold og Buskerud. Totalt potensial for kraftproduksjon basert på dagens spillvarmeressurser vil utgjøre under 150 GWh for hele Østlandet med gitte forutsetninger.

Nødstrømsaggregater

Nødstrømsaggregater er installert på sykehus og andre viktige funksjoner for å sikre liv og helse i tilfelle strømbryt. Hafslund estimerer at slike aggregater utgjør en samlet effekt på 50 MW i deres nettområde. I og med at aggregatenes primære funksjon er å levere strøm til kritiske funksjoner ved behov, må sikkerheten utredes spesielt nøye før man vurderer å innføre en sekundærfunksjon for disse aggregatene. Det er en reell risiko at primær- og sekundæroppgaven vil komme i konflikt med hverandre i og med at begge funksjonene er mest sannsynlig i anstrengte kraftsituasjoner. I slike situasjoner er det også størst risiko for spennings- og frekvensproblemer i nettet, noe som kan ødelegge nødstrømsaggregatene. Et mulig alternativ er å etablere "nødaggregatparker" som kun har som oppgave å stå i reserve til det oppstår behov i nettet. Dette kan være en mer kostbar løsning enn å utnytte aggregater som må etableres uansett, men løsningen vil være enklere for Statnett å ta i bruk og man risikerer ingen sikkerhetsproblemer for sykehus, flyplasser og andre ved å ta i bruk deres nødstrømsaggregat.

Energilagring

Teknologier for energilagring kan fungere som et alternativ til nettutbygging dersom de har tilstrekkelig stor lagringskapasitet og energien raskt kan mates ut på nettet. De mest aktuelle teknologiene er pumpekraft, komprimert luft og enkelte batterier. Andre teknologier kan bli aktuelle på lang sikt, men er per i dag for umodne. En ulempe med all form for energilagring, er at kostnadene og energitapene er høye. For pumpekraft og storskala energilagring med komprimert luft, er man avhengig av fysiske lokasjoner som er egnet. Vi kjenner ikke til noen aktuelle prosjekter for pumpekraft i områdene rundt Oslo. De mest aktuelle batteriene med tanke på stor skala, er ikke teknologier som er tilstrekkelig modne til å tas i bruk.



1 INNLEDNING

1.1 Om Nettplan Stor-Oslo

Statnett har igangsatt prosjektet "Nettplan Stor-Oslo". Formålet er å etablere en helhetlig plan for utviklingen av sentralnettet i området frem mot 2050. Mye av kraftnettet i Oslo og Akershus er gammelt og må byttes ut de neste tiårene. Når Statnett uansett må gjøre større investeringer, er det nå også en mulighet til å gjøre endringer i selve nettstrukturen. Hvis hele nettstrukturen er tilpasset fremtidens behov vil det gi en bedre løsning med tanke på forsyningssikkerhet, arealbruk og miljøpåvirkning.

Nettplan Stor-Oslo gjennomføres i samarbeid med Hafslund og gjennomføres i tre faser:

- Behovs- og situasjonsanalyse (gjennomført i 2011)
- Alternativanalyse (august 2012)
- Nettplan (desember 2012)

Formålet med denne rapporten er å identifisere og kvantifisere potensialer for alternativer til nettutbygging i Oslo og Akershus. Dette er gjort gjennom å vurdere ulike former for ny kraftproduksjon i regionen som kan redusere behovet for å overføre kraft fra produksjonssteder andre steder.

1.2 Bakgrunn og problemstilling

Når man skal dimensjonere kraftnettet, må Statnett ta høyde for den timen i året hvor forbruket er størst. Summen av alt forbruk denne ene timen utgjør den maksimale belastningen som nettet må tåle. Kraftnettet er en kritisk infrastruktur. Konsekvensene av et utfall kan bli store, og det er derfor viktig å ha tilstrekkelig sikkerhetsmargin (ledig kapasitet i tilfelle feil). Samtidig er dette store investeringer, og alle relevante alternativer bør vurderes før investeringsbeslutning fattes.

Dette delprosjektet har belyst potensialer for ny kraftproduksjon fra vann- og vindkraft, kraftvarmeverk basert på biobrensel eller gass, solceller, dieselaggregater og dyp geotermisk energi i Stor-Oslo og fylkene rundt. I tillegg har vi vurdert noen lagringsteknologier for kraftproduksjon. Hovedfokus i analysen vil være utviklingen mot 2020, men mer langsiktige muligheter vurderes også. I tillegg til ny kraftproduksjon, kan også andre tiltak bidra til å redusere behovet for nett. Det er utarbeidet en egen rapport som beskriver tiltak på forbrukssiden, slik at dette ikke blir kommentert her. Disse to rapportene må ses i sammenheng opp mot behovet for utbygging/ oppgradering av sentralnett i Stor-Oslo.

Formålet med analysen er å utarbeide et grunnlag for å vurdere om ny kraftproduksjon i regionen kan redusere behovet for oppgradering eller bygging av nytt nett i Stor-Oslo. Flere forhold er relevante for å vurdere ny kraftproduksjon opp mot bygging/oppgradering av kraftledninger:

- Tilgjengelig teknologi og teknologiens modenhet
- Potensielt produksjonsvolum i regionen
- Kostnadsnivå
- Tilgjengelighet i topplastperioder
- Påvirkning av klima og lokalmiljø

Vi vil i denne rapporten ha fokus på punktene over og vurdere de ulike produksjonsteknologiene opp mot disse. Vi vil uansett påpeke at all ny produksjon i Stor-Oslo og tilgrensende områder vil være gunstig for kraftsituasjonen i regionen. Østlandsområdet har et stort underskudd på kraft, og er helt avhengig av import fra områder med overskudd på kraft. Økt produksjon på Østlandet vil redusere tapene i nettet. I tillegg vil ny produksjon fra andre kilder enn vannkraft bidra til å redusere risikoen i tørrår.

2 VANNKRAFT

Det forventes betydelige investeringer både i nye kraftverk samt opprusting, utvidelse og reinvestering i eksisterende kraftverk. Det viser seg imidlertid at store deler av ny vannkraft på Østlandsområdet i hovedsak er elvekraft, småkraft eller opprusting/utvidelser som alle gir liten økt reguleringsevne av vannkraftproduksjonen i området. Disse prosjektene vil øke effekten i vannkraften på Østlandsområdet, men kun deler av effektøkningen vil være tilgjengelig i toppplastperioder. I Oslo, Akershus og Østfold er det svært lite potensial for ny produksjon fra vannkraft, både på kort og lang sikt. Inkludert O/U potensialet utgjør mulighetene for ny kraftproduksjon i disse tre fylkene 33 MW, det aller meste elvekraft. Lengre nord, i Hedmark og Oppland, er potensialet på 4-500 MW, men det er uklart hvor mye av dette som kan realiseres uten av kraftledningene nordfra må oppgraderes. I Buskerud er det også et betydelig langsiktig potensial på over 700 MW, men utbygging kan også her utløse et behov for forsterkning av nett inn til Sot-Oslo.

2.1 Potensial

Økt vannkraftproduksjon på Østlandet kan skje enten ved økt produksjon fra eksisterende anlegg ved opprusting og utvidelser (O/U) av anleggene, eller på grunn av økt tilsig som følge av klimaendringene. Vi har vurdert muligheter for O/U i regionen ved se på årsrapportene til eiere av vannkraft i regionen og ved å intervjuene noen av de største aktørene.

Utbygging av nye vannkraftanlegg vil også skje dersom slik utbygging er lønnsom. Vannkraft vil i de fleste tilfeller være den mest lønnsomme produksjonsmetoden for kraft i Norge, og elsertifikater vil bidra til at flere prosjekter blir lønnsomme fram mot 2020. Potensialet for nye kraftverk er kartlagt ved hjelp av NVEs konsesjonsdatabase. For å fange opp prosjekter som kan realiseres i perioden fram til 2050 har vi også økonomisk potensial for hvert fylke, basert på samlet plan og digital kartlegging slik det er presentert av NVE.

2.1.1 Økt produksjon i eksisterende vannkraftanlegg

Klimautviklingen kan få konsekvenser for vannkraftpotensialet i Norge. Det forventes både høyere temperaturer og mer nedbør. Hvilke konsekvenser klimaendringer kan ha på vannkraftproduksjonen er usikkert. Historiske data for tilsig relatert til kraftproduksjon i toppplastperioden (uke 49 til uke 9) var 20 prosent høyere i perioden 1990-2010 enn i perioden 1970-1989 (NOU 2012:09).

NVE har laget "klimakorrigerte" tilsigsserier, der vannkraftproduksjonen anslås å øke med fire til tolv prosent i forhold til eksisterende produksjon frem mot 2050. Den største andelen av økningen vil være i vest og i nord, minst på Sør- og Østlandet (NOU 2012:9). Vi har ikke informasjon om hvordan en eventuell økning i tilsiget vil fordele seg over året, og om økt tilsig vil øke vannkraftproduksjonen i toppplasttimene på vinteren. Vi kan forvente noe høyere tilsig og vintereffekt på Østlandet om vinteren på grunn av klimaendringer (Statnett, 2012).

Flere O/U-prosjekter er unntatt konsesjonsplikt. Vi har kartlagt dagens planlagte prosjekter i Østlandsområdet ved å gå gjennom årsrapporter, samt intervjuet noen aktører. I tabellen under har vi listet opp de kartlagte prosjektene, hvor flere er under bygging. Oppgraderinger medfører økt virkningsgrad, økt slukeevne og/eller økt kapasitet. Tabellen viser blant annet ny effekt og ny produksjon (deltaverdi i forhold til eksisterende).

Tabell 2.1: O/U-prosjekter der konsesjonssøknad ikke er nødvendig

Sak	Tiltakshaver	Fylke	Status	Ny effekt (MW)	Ny Produksjon (GWh)	Type
Embretsfoss IV	EB/E-CO Energi	Buskerud	Under bygging	43.5	120	Elvekraft
Rendalen	Opplandskraft	Hedmark	Under bygging		50	Elvekraft
Braskereidfoss	Eidsiva Energi	Hedmark	Planlagt	-	40	Elvekraft
Øvre Vinstra	Opplandskraft	Oppland	Planlagt		10	Regulerbar
Harpefossen	Opplandskraft	Oppland	Planlagt		30	Elvekraft
Mykstufoss	EB	Buskerud	Under bygging	4	7.5	Regulerbar
Kaggefoss	EB	Buskerud	Under bygging	5	7.5	Elvekraft
Hensfoss/Begna	EB	Buskerud	Planlegges	10	30	Elvekraft
Diverse prosjekter	EB	Buskerud	Planlegges	-	30	Elvekraft
Vamma	Hafslund	Østfold	Planlegges	100	100	Elvekraft
Sarp	Hafslund	Østfold	Planlegges	100	100	Elvekraft
Rånåsfoss III	Akershus Energi	Akershus	Under bygging	25.6	60	Elvekraft
Klosterfoss	Akershus Energi	Telemark	Planlegges	3.5	10	Elvekraft
Vittingfoss	Ringeriks-Kraft	Buskerud	Planlegges	-	25	Regulerbar
Sum				292	620	

Kilde: Intervjuer, årsrapporter og hjemmesider

Som tabellen over viser, er det prosjekter innen oppgradering eller utvidelser av eksisterende vannkraft på Østlandet som samlet sett gir en økt effekt på 292 MW, der kun en andel blir tilgjengelig også på vinteren i topplastperioder.

Vi har ikke fanget opp hele potensialet knyttet til O/U. Det er trolig et større potensial for dene type prosjekter i perioden mot 2050, både med dagens teknologi og fremtidig teknologiutvikling. Aktørene vi har vært i kontakt med har antydnet at de har flere prosjekter i planleggingsstadiet, som vil få betydning i et 2050-perspektiv.

2.1.2 Konsesjonssøkte / gitte prosjekter

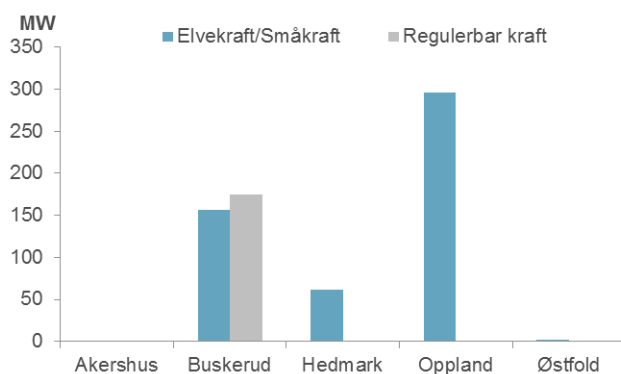
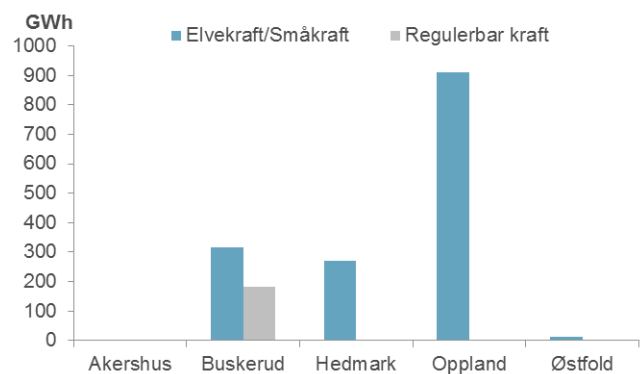
Basert på NVEs vannkraftdatabase har vi kartlagt prosjekter med konsesjon og konsesjonssøkte og forhåndsmeldte vannkraftprosjekter. Tabellen under viser totalt potensial fordelt på aktuelle fylker. Av disse er 26 MW gitt konsesjon, mens resterende 668 MW er konsesjonssøkt eller forhåndsmeldt.

Tabell 2.2: Konsesjonsgitte, konsesjonssøkte og forhåndsmeldte vannkraftprosjekter per fylke

Fylke	Effekt (MW)	Produksjon (GWh)
Akershus	0,1	0,6
Buskerud	331,3	499,3
Hedmark	61,5	271,4
Oppland	295,5	909,1
Østfold	2,6	13,0
Vestfold	-	-
Sum	691	1693

Kilde: NVEs konsesjonsdatabase (nve.no)

Figurene under viser fordelingen av potensialet på elvekraft/småkraft og regulerbar kraft. I Oslo/Akershus er det kun ett konsesjonssøkt prosjekt, et mikrokraftverk i Eidsvoll kommune. Fylket med størst potensial for ny regulerbar kraftproduksjon er Buskerud. Her er det flere store prosjekter, som blant andre Hemsil 3 (meldt, 89,5 MW) og Hol 1 Stolsvatn (meldt, 142 MW). Andre store elvekraftprosjekter er Rosten kraftverk i Oppland (konsesjonssøkt, 80 MW) og Nedre Otta kraftverk i Oppland (konsesjonssøkt, 85 MW). Av disse er det kun Hol 1 Stolsvatn som er regulerbar.

Figur 2.1: Fordeling av ny effekt (MW)**Figur 2.2: Fordeling av ny energiproduksjon (GWh)**

Kilde: NVEs konsesjonsdatabase (2012)

2.1.3 Langsiktig potensial

Delkapitlene 2.1.1 og 2.1.2 gir et godt bilde av potensialet frem mot 2020-2030. Potensialet frem mot 2050 er imidlertid større enn det som nå er planlagt. Derfor presenterer vi også det økonomiske potensialet, kartlagt av NVE. Det økonomiske potensialet for ny vannkraft i hele Norge er anslått til 33 TWh av NVE (ved inngangen til 2011). Anslaget inkluderer både prosjekter i konsesjonsbehandling, Samlet plan og fra en digital kartlegging av småkraftverk. Prosjektene er hovedsakelig elvekraftverk eller småkraftverk, med andre ord uregulerbar kraft. (NOU 2012:9). Tabellen under oppsummerer potensialet som *ikke* er i konsesjonsbehandling per 1.1.2011 for de aktuelle fylkene og som dermed representerer et langsiktig potensial i tillegg til det som er presentert over. Potensialet i samlet plan og digital kartlegging med investeringskostnad mindre

enn 3 kroner per kWh utgjør 3 TWh, potensialet med investeringskostnad mellom 3 og 5 kroner per kWh beløper seg til 0,6 TWh, se Tabell 2.3.

Tabell 2.3: Fylkesvis fordeling av det økonomiske potensialet for ny vannkraft per 1.1.2011

Fylke	Samlet plan og digital kartlegging < 3 kr/kWh		Digital kartlegging 3-5 kr/kWh	
	MW	GWh	MW	GWh
Akershus			2	9
Buskerud	652	1245	47	193
Oppland	310	1333	64	263
Hedmark	109	465	28	113
Østfold			2	6
Vestfold			2	8
Sum	1071	3043	145	592

Kilde: NOU 2012:9 <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/12/4.html?id=675565>

2.2 Kostnadsnivå

Kostnader knyttet til ny vannkraftproduksjon varierer mellom ulike kraftverkstyper og fra prosjekt til prosjekt, men er generelt den rimeligste produksjonsformen for ny fornybar kraft per i dag. Tabellen under er basert på NVEs kostnadshåndbok og viser eksempler på kostnader for nye utbygginger av ulike typer vannkraftverk. Her er øvre investeringsgrense 4,5 kr/kWh. Vi har valgt å presentere de øvre nivåene.

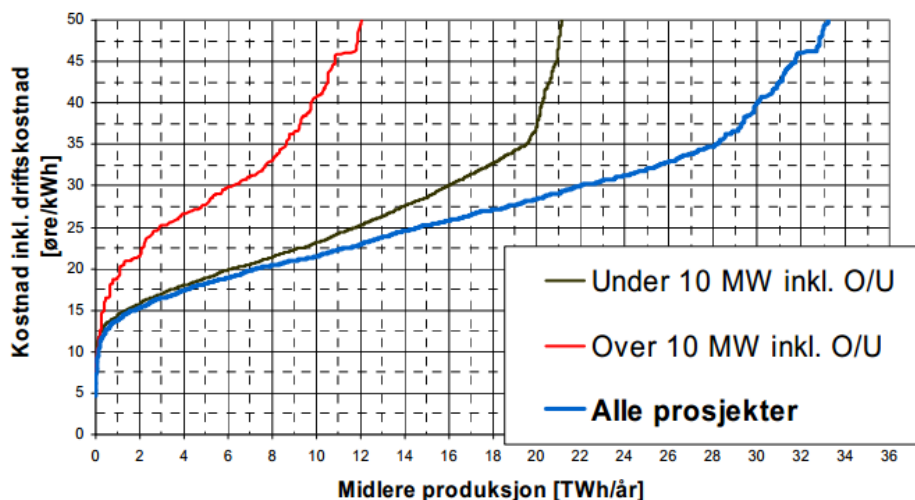
Tabell 2.4: Kostnader for ny vannkraftproduksjon

Type kraftverk	Høytrykk	Lavtrykk	Småkraft
Kapitalkostnader (kr/kW/år)	1 333	1 329	1 348
Driftskostnader (kr/kW/år)	201	200	203
Fullasttimer (h)	4 500	4 500	4 500
Sum enhetskostnader (øre/kWh)	34,1	34,0	34,5

Kilde: NVE (2011)

NVE oppgir også kostnadskurver for det gjenværende vannkraftpotensialet i Norge. Disse er vist i figuren under. Som det fremkommer av figuren er det stor variasjon blant de gjestående prosjektene, og spesielt i forhold til størrelse.

Figur 2.3: Kostnadskurve for vannkraftutbygging



Kilde: NVE(2011)

2.3 Tilgjengelighet

Vannkraftproduksjonen, spesielt produksjonsanlegg uten vesentlig magasinkapasitet, avhenger av det årlige tilsiget. Vannkraft som ikke har noen lagringsmuligheter har størst produksjon på sommerhalvåret. Regulerbar vannkraft har stor tilgjengelighet i toppplastperioder. Et eksempel på dette er Hol 1 Stolsvatn som gir effektøkning i et kraftverk med magasinkapasitet

Elvekraftverk er avhengig av vannet i elven til enhver tid, og har i forbindelse med vårflom den største andelen av produksjonen. Oppgradering eller utvidelse av elvekraftanleggene vil gi økt produksjon i toppplastperioder dersom de per i dag ikke har tilstrekkelig slukeevne til vannet i vinterperioden eller dersom virkningsgraden økes. I intervjuene har aktørene som oppgraderer elvekraftverk anslått at om lag 30 prosent av den nye produksjonen vil komme om vinteren, dermed vil også noe av den nye effekten i anlegget kunne utnyttes på vinteren. Hafslund anslår at økning i vinterproduksjonen fra deres to, store O/U prosjekter ikke vil øke. Ny effekt vil produsere mest fra mai til august, og noe på høsten. For at oppgradering skal øke produksjonen i dagens anlegg, må vannføringen være over 1000 m³ per sekund. Vannføringen varierer på vinterstid, men ligger per i dag ofte på 4-500 m³ per sekund, ny effekt i anleggene vil dermed kun gi økt produksjon i år som er spesielt våte. De største utbyggingsprosjektene er i hovedsak elvekraftverk. De elvekraftverkene som ligger nedstrøms magasiner vil dra nytte av reguleringen i vassdraget.

Småkraft ligner på elvekraft ved at de normalt ikke har reguleringsmuligheter. En vesentlig forskjell er at små elvekraftverk i vinterhalvåret kan ha tilnærmet ingen produksjon på grunn av at vannet i elven fryser. Småkraftanlegg i kalde områder vil derfor ikke alltid være tilgjengelig i kalde toppplastperioder.

3 VINDKRAFT

Som følge av elsertifikatordningen finnes det planer om vindkraftutbygging mange steder i Norge innen 2020, hovedsakelig langs kysten. Men det er også meldt inn flere prosjekter til NVE i Østlandsområdet det siste året. Dersom alle disse prosjektene blir realisert, vil samlet installasjon utgjøre 810 MW og en ny kraftproduksjon i området på over 2 TWh. Rundt 470 MW av de planlagte prosjektene på Østlandet vil mates direkte inn i kraftsystemet i Stor-Oslo. Utbygging av vindkraft på Østlandet vil være gunstig for redusert tørrårsrisiko og for å redusere nettapene. Til tross for de betydelige planene om vindkraft, vil ikke en slik utbygging redusere behovet for nettutbygging i Stor-Oslo. Årsaken er at vindkraftproduksjonen varierer betydelig over tid, også innenfor et døgn. Man kan dermed ikke ta for gitt at det produseres vindkraft under topplasttimene på vinteren.

3.1 Teknologi

Etter vannkraft er vindkraft den mest konkurransedyktige fornybare produksjonsteknologien både i forhold til lønnsomhet og teknologisk modenhet. Norge har svært gode forhold for vindkraft, ved å ha en lang kyst, store og åpne områder og fjell. Den årlige vindkraftproduksjonen i Norge er ca 1 TWh. Som følge av fornybardirektivet og elsertifikatsystemet planlegges det imidlertid å øke andelen vindkraft i hele Norden i tiden fremover.

3.2 Potensial

De fleste av de norske vindkraftverkene er lokalisert langs kysten der det blåser mest, og i dag er det ikke etablert noen vindkraftanlegg på Østlandet. Prosjektene beskrevet i Tabell 3.1 er vindkraftprosjekter på Østlandet som er meldt eller har søkt om konsesjon til NVE. For å få rett til elsertifikater under dagens ordning, må anleggene være i drift innen utgangen av 2020. Det er usikkert om det blir støtteordninger etter 2020, og på hvilket tidspunkt man kan forvente at vindkraftutbygging blir konkurransedyktig uten støtte. Vi har derfor kun vurdert hva som er aktuelt i perioden fram til 2020, og antatt at det ikke blir bygget vindkraft i perioden 2020-2030.

Tabell 3.1: Konsesjonssøkte og forhåndsmeldte vindkraftprosjekter per fylke

Sak	Tiltakshaver	Fylke	Kommune	Status	Ny effekt (MW)	Ny Prod. (GWh)
Kjølen	HAVGUL CLEAN ENERGY	Østfold	Halden og Aremark	Konsesjon søkt	130	422
Høgåsen og Elgåsen	E.ON Wind Sverige	Østfold	Marker	Melding mottatt	70	190
Kvitvola/ Gråhøgda	AUSTRI VIND	Hedmark	Engerdal	Utrednings-program fastsatt	150	400
Raskiftet	AUSTRI VIND	Hedmark	Trysil og Åmot	Utrednings-program fastsatt	110	300
Engerfjellet	E.ON Wind Sverige	Hedmark	Nord-Odal	På høring	45	121
Songkjølen	E.ON Wind Sverige	Hedmark/ Akershus	Nes og Nord-Odal	På høring	135	365
Skreifjella	HAVGUL CLEAN ENERGY	Oppland	Østre Toten	Melding stilt i bero av NVE	140	390
Sum					780	2190

Kilde: NVEs konsesjonsdatabase

Som tabellen over beskriver er det per i dag kun ett prosjekt som har meldt sin interesse i Akershus og Oslo-området, Songkjølen. Songkjølen vindkraftområdet strekker seg over både Nord-Odal og Nes kommune, og er lokalisert både i Akershus og Hedmark. Prosjektområdet for Engerfjellet er lokalisert 5 km unna Songkjølen planområde, og ligger helt på grensen til Akershus fylke. E.ON antar at det vil være mulig å plassere totalt 60 vindturbiner innenfor de meldte arealene, 45 turbiner på Songkjøl-området og 15 turbiner på Engerfjell-området. Avhengig av valg av vindturbin vil vindparken kunne bidra med en samlet kapasitet og produksjon på henholdsvis 180 MW og 500 GWh. Dersom fremdriften går som planlagt vil vindkraftverkene kunne være i drift fra 2017 (E.ON, 2012).

Sognkjølen og Engerfjellet har felles innmatingspunkt på kraftnettet som følge av sin geografiske nærhet. Tilknytningen til sentralnettet er planlagt via transformatorstasjonen på Minne i Eidsvoll kommune. Produksjonen fra Songkjølen planlegges å mates inn på nettet via eksisterende 132 kV-ledning mellom Skarnes og Minne, hvorav prosjekteier antar at det ikke vil være kapasitetsbegrensninger. Produksjon på Engerfjellet synes imidlertid å være avhengig av oppgradering av den eksisterende 66 kV-ledning eller bygging av en ny linje.

Vindkraftproduksjon i Eidsvoll kommune og Østfold fylke vil redusere kraftunderskuddet i området og bidra til reduserte tap i nettet på grunn av nærhet mellom produksjon og forbruk av kraft. I tillegg vil vindkraft bidra til å redusere risikoen for tørrår med lav produksjon i elvekraftanleggene i området. Det er ikke undersøkt om vindkraftproduksjon nord for Akershus vil ha betydning for kraftsituasjonen i Stor-Oslo med de begrensninger som er på dagens sentralnettsledning nordfra.

3.3 Kostnadsnivå

Kostnader knyttet til vindkraftproduksjon varierer avhengig av en rekke faktorer. Siden vindkraftanlegg er forbundet med store investeringskostnader påvirkes faktisk produksjonskostnad per kWh betydelig av verkets antall brukstimer. Brukstiden ved et vindkraftverk påvirkes blant annet av lokaliseringens vindprofil, temperaturer, og graden av vaketap. Vaketaf oppstår i vindparker dersom de enkelte vindkraftverkene skygger for hverandre. I Norge regner man vanligvis med en årlig brukstid på mellom 2000 og 3000 timer. I tillegg bidrar lokale forhold som vanskelige grunnforhold og veiforbindelser, avgifter til grunneiere, samt kostnaden knyttet til nettilknytning til ytterligere utgifter. Tabell 3.2 under reflekterer NVEs (2011) kostnadstall for et typisk landbasert vindkraftverk i Norge med en årlig brukstid lik 2500 timer. Tallene inkluderer kun kostnader knyttet til installasjoner innenfor selve vindparkområdet. Kostnader knyttet til vei og nettilgang vil følgelig komme i tillegg.

Tabell 3.2: Kostnad for 1 MW landbasert vindkraftverk, eksklusive nett- og veitilgang

Kapitalkostnader	45,3 øre/kWh
Driftskostnader	15 øre/kWh
Sum enhetskostnader	60,3 øre/kWh

Kilde: NVE (2011)

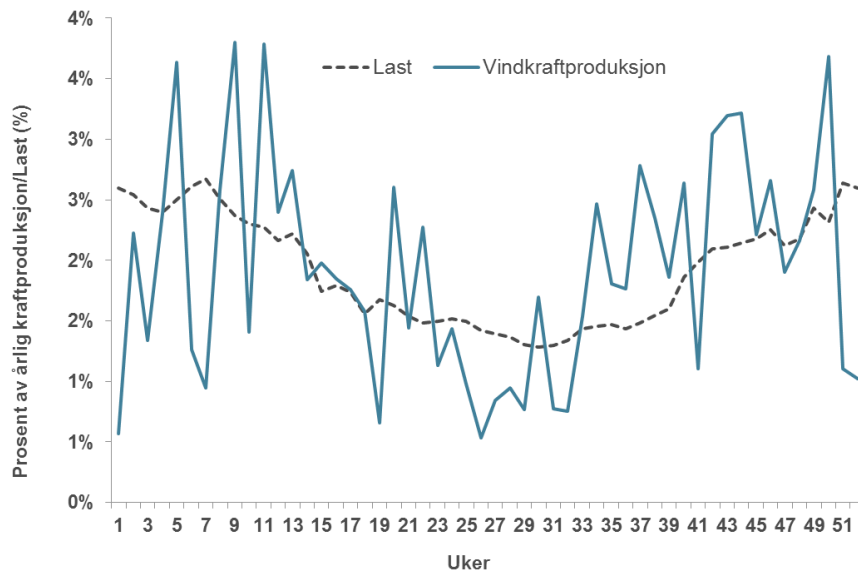
3.4 Tilgjengelighet

Bevegelsesenergien til luften øker med luftens egenvekt, og siden kald luft veier mer enn varm luft er bevegelsesenergien til luften større når det er kaldt (NVE, 2011). Vindkraftproduksjon er derfor generelt høyere om vinteren enn om sommeren, og følger slik lastprofilen i det nordiske kraftsystemet. Figur 3.1 illustrerer sammenhengen mellom etterspørsel og vindkraftproduksjonen over et år. Korrelasjonen mellom produksjons- og lastprofilen i figuren er på 0,33, hvilket bekrefter samvariasjonen mellom vindkraftproduksjonen og etterspørselen over året i det nordiske kraftsystemet. Positiv korrelasjon mellom krafttilbud og –etterspørsel

reduserer samtidig behovet for annen fleksibilitet over sesong. Vind- og vannkraft er i så måte preget av ingen eller negativ samvariasjon, og vindkraft vil derfor bidra til tørrårssikring.

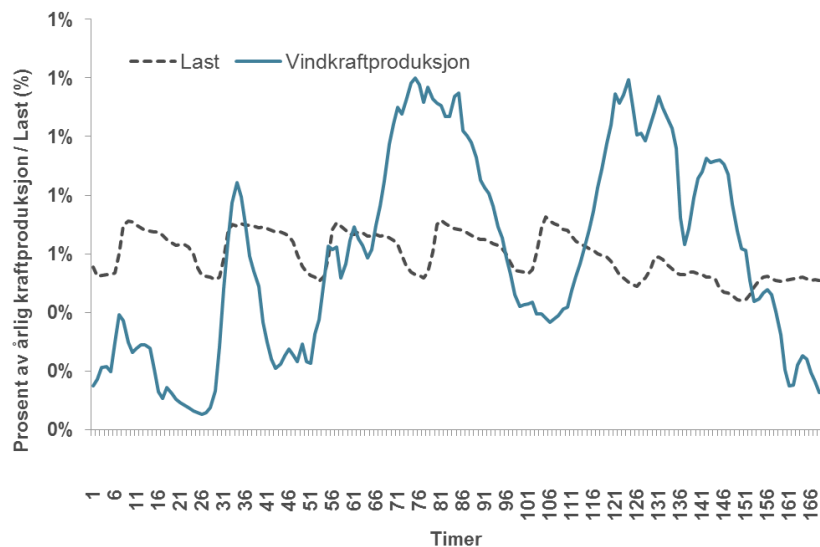
Til tross for en samvariasjon mellom vindkraftproduksjon og kraftforbruket over året, viser figuren under at vindkraftproduksjonen varierer mye fra uke til uke innenfor sesongen. Dermed kan man ikke ta for gitt at det blåser like mye alle vinteruker.

Figur 3.1: Sammenhengen mellom vindkraftproduksjon og etterspørselen over et år



Kilde: THEMA Consulting Group

Også innenfor en uke, vil vindkraftproduksjonen variere betydelig. Figur 3.2 under viser observert vindkrafteffekt og lastprofil i en tilfeldig uke. Den blå linjen illustrerer vindkraftens ukesprofil og angir hvor mange prosent av årlig kraftproduksjon som produseres hver time i løpet av denne uken. Den stiplede linjen beskriver hvordan kraftetterspørselen varierer i løpet av den samme uken, og er også angitt som prosent av årlig etterspørsel. Som figuren illustrerer, er det ingen sammenheng mellom vindkraftproduksjon og etterspørsel innenfor en uke. Korrelasjonen mellom de ukesvise last- og vindkraftprofilene i løpet av et år er tilnærmet lik null, hvilket bekrefter at det samme er tilfelle for de resterende ukene av året.

Figur 3.2: Variasjon i produksjon og last over en uke

Kilde: THEMA Consulting Group

Vindkraft i regionen bidrar altså til å avhjelpe forsyningssituasjonen i periodene med høyest forbruk, men vil spille liten rolle for tilgjengelig vintereffekt. Selv om det generelt er større vindkraftproduksjon i det kalde vinterhalvåret, er det ikke sikkert at det blåser på de aller kaldeste dagene eller i høylasttimene. Variable og uforutsigbare egenskaper, og fravær på lønnsomme lagringsteknologier, gjør derfor vindkraften lite egnet som alternativ til nettinvesteringer.

4 SOLCELLER

Solceller har fått økende betydning i Europa de siste årene, hovedsakelig på grunn av gunstige subsidier i Tyskland og Spania. I Norge har solceller blitt installert i områder uten tilgang til nett, for eksempel i hytter. Prisene på solceller er kraftig redusert de siste to årene, og en fortsatt prisreduksjon vil bidra til flere installasjoner av solceller, også i Norge. Produksjonen fra solceller avhenger av solinnstrålingen, og vil dermed være betydelig lavere over året i Norge sammenlignet med land lengre sør. I toppplastperioder i desember og januar, vil det være svært liten eller ingen kraftproduksjon fra solceller, selv sør i landet.

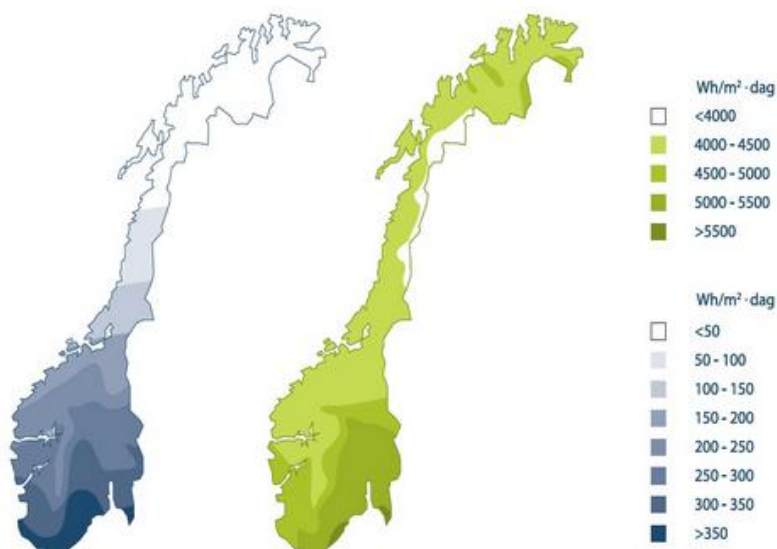
Solceller konverterer energi fra solens stråling til elektrisitet ved hjelp av den fotoelektriske effekten. For generell strømforsyning skiller en gjerne mellom følgende systemtyper: Frittstående systemer, som gjerne benyttes når nettilknytning er forbundet med store kostnader, distribuerte nettilknyttede systemer og sentraliserte nettilknyttede systemer.

4.1 Potensial

Solenergien som treffer jordens overflate i løpet av et år tilsvarer 15 000 ganger verdens totale energiforbruk. Virkningsgraden til solceller tilsvarer forholdet mellom solinnstråling og produsert strøm, og vil variere gjennom dagen og over året. Solcelleanlegg varierer sitt produksjonsvolum avhengig av solinnstrålingen. For eksempel produserer norske solceller i størrelsesorden 1 kWp (kiloWatt peak som angir solcellens maksimale ytelse) ca 800-900 kWh/år, mens tilsvarende solcelleanlegg i Sahara i gjennomsnitt forventes å produsere ca 2270 kWh/år (Enova).

Figur 4.1 illustrerer variasjonen i solinnstråling i forhold til sesong og landsdel. Vi ser at østlandsområdet har relativt stor solinnstråling i løpet av sommermånedene, hvilket kan gi en indikasjon på at regionen er blant de mest aktuelle for solkraftproduksjon i Norge. Agder Energi installerte i 2011 et solcelleanlegg på taket av sitt nye hovedkvarter, Kraftsenteret, i Kristiansand. Solcellepanelene dekker til sammen 350 m², og er dimensjonert for en maksimal produksjon på 45 kW. I henhold til Agder Energi produserer et slikt anlegg rundt 45 000 kWh i året (Tekniske Nyheter, 2011). Som Figur 4.1 under indikerer er solinnstrålingen i Kristiansand og Stor-Oslo relativt lik, slik at man kan anta tilsvarende produksjon per m² i Stor-Oslo. Et likt anlegg dimensjonert for en maksimal produksjon på 1 MW vil da kreve ca 7 800 m² areal.

Figur 4.1: Solinnstråling mot horisontal overflate i henholdsvis januar og juli

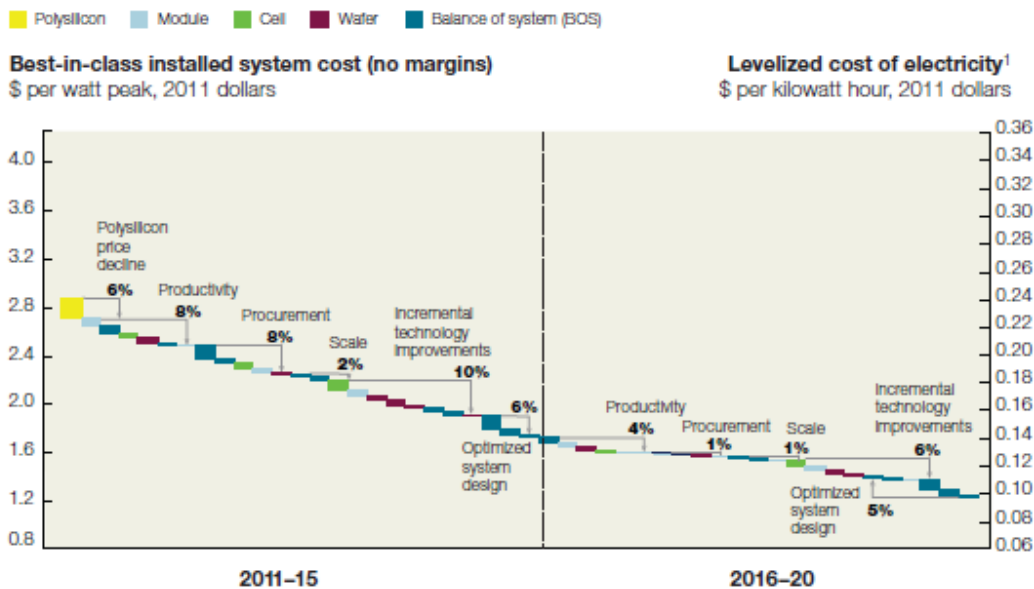


Kilde: Enova

4.2 Kostnadsnivå

I henhold til en ny studie fra McKinsey (2012) vil en dobling av industriens kapasitet de neste 3-5 årene legge grunnlag for ytterligere kostnadsreduksjoner med 10 prosent per år frem til 2020. Figuren under illustrerer forventet kostnadsreduksjon i solkraftindustrien frem mot 2020, i et "best case"-scenario, det vil si i områder med høy solinnstråling. Gitt dagens valutakurs, vil en slik utvikling implisere en produksjonskostnad lik 57,5 øre/kWh i 2020.

Figur 4.2: Forventet utvikling i kostnader til solcelleinstallasjoner



Kilde: (McKinsey, 2012)

Norge er som nevnt over preget av relativt lav solinnstråling sammenlignet med resten av verden, kostnadsnivået vil derfor være høyere i Norge. En oppjustering av best-case produksjonskostnad til norske forhold basert på forholdstall i den nevnte McKinsey-studien, gir en forventet produksjonskostnad i 2020 i Norge på minst 67 øre/kWh i 2020.

4.3 Tilgjengelighet

Det er lite solenergi i vintermånedene, når energibehovet i Norge er størst. Solkraftens systemegenskaper gjør den derfor bedre egnet i land med stort energibehov til kjøling om sommeren, og mindre egnet i land med stort energibehov til oppvarming om vinteren.

Skal solenergi benyttes som energikilde i topplastperioder er en i så fall avhengig av at solceller produseres i de få timene med dagslys i perioden november til januar, og at energien hentes ut i topplattimene så langt den lagrede energien rekker. I så fall vil kostnaden økes med kostnaden til lagring (i hovedsakelig batterier).

5 BIOKRAFT

Kraft fra bioenergi kan med dagens rammebetingelser kun bli økonomisk interessant ved utnyttelse av varme fra prosessen og svært høy brukstid på anlegget. Dermed er varmeleveranser til et fjernvarmenett (grunnlast) eller industri en forutsetning for å kunne produsere kraft fra bioenergi. Slike anlegg er etablert både i Stor-Oslo og på Østlandet, men på grunn av at kraftproduksjonen begrenses av varmebehovet, er installert effekt for kraftproduksjon relativt liten. Per i dag er det installert 22 MW_{el} i tilknytning til fjernvarmen i Oslo. Dersom hele grunn-/sommerlasten (ca 200 MW) i Oslos fjernvarme var etablert som kraftvarmeverk, ville effekten i kraftproduksjonen utgjøre 40-60 MW. Grunnlasten i fjernvarmen i Oslo er imidlertid spredt på flere grunnlastsentraller og teknologier, noe som gjør det lite sannsynlig at hele dette potensialet kan bli realisert.

5.1 Teknologi

Biobrensel inkluderer skog- og treavfall, avfall fra jordbruk og skogindustri, avfall fra næringsmiddelindustri, husdyrgjødsel, avløpsvann og slam, matavfall og nedbrytbare komponenter av husholdningsavfall.

Produksjon av elektrisitet basert på bioressurser er en moden teknologi. Kraftproduksjon basert på bio kan produseres fra både fast biomasse og biogass, basert på to prosesser (NOU, 2012:9):

- 1) *Dampturbin eller dampmotor.* Treforedlingsindustrien, avfallsforbrenning og annen biokraftindustri er sektorer som baserer seg på denne produksjonsprosessen.
- 2) Kraftproduksjon i *gassmotorer* med biogass som brensel. Denne produksjonsprosessen er først og fremst installert i deponiggassanlegg og slamrenseanlegg.

Vi har i det videre kun sett på kraftproduksjon fra fast biobrensel og avfall. Vi anser biogasspotensialet for begrenset i en region med lite husdyrbasert gårdsdrift, og at den biogassen som produseres fra bioavfall i hovedsak vil benyttes til transport.

Kraftvarmeanlegg er anlegg som samtidig produserer kraft og varme. Slike anlegg er gjerne dimensjonert slik at mellom 20 og 30 prosent av innvunnet varme i kjelen omdannes til elektrisitet (NVE, 2011). Norske kraftvarmeanlegg styrer sin kraftproduksjon etter varmebehovet, i betydning av at det kun produseres kraft når anlegget også får avsetning på sin varmeproduksjon. Avfallsanlegg styrer produksjonen i større grad med utgangspunkt i avfallstilgangen, og dersom varmen ikke omsettes vil den dumpes. I slike tilfeller vil kraftproduksjonen kunne utgjøre en større andel av den totale energiproduksjonen. Potensialet for biokraftproduksjon i avfallsanlegg avhenger følgelig av tilgangen til avfall, samt et visst volum på etterspørselen etter varme. Avstanden mellom anlegget og varmemerbrukeren bør heller ikke være for stor, som følge av betydelige kostnader knyttet til etablering av overføringsnett. God tilgang til billig brensel spiller også en viktig rolle for kraftvarmeanleggenes lønnsomhet (Norsk Energi, 2011).

Varmebehovet varierer over året og mellom ulike typer forbruk. Mens kraftvarmeanlegg i prosessindustrien gjennom året har en relativt jevn etterspørsel etter varme, og høy brukstid, er kraftvarmeanlegg som forsyner husholdningers varmemerbruk forbundet med betydelig lavere driftstid. Høye kapitalkostnader øker viktigheten av høy driftstid for kraftvarmeanlegg, og i henhold til en analyse utført av Norsk Energi bør årlig driftstid være på minst 6000 fullastimer i året. I dag har fjern- og nærvarmeanlegg normalt en årlig driftstid på ca 2000 fullastimer, mens varmeanlegg knyttet til prosessindustrien kan ha en driftstid tilsvarende 8000 fullastimer per år (Norsk Energi, 2011). I den sammenheng passer biokraftanlegg best med virksomheter i prosessindustrien.

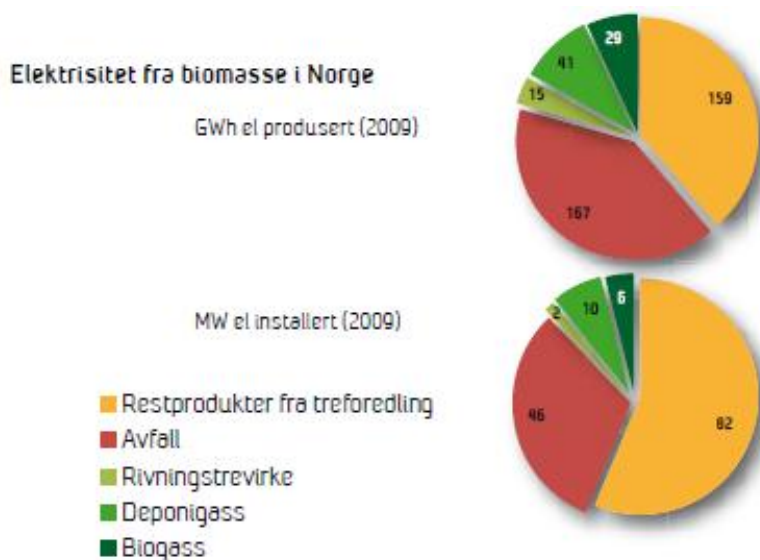
I Danmark har flere av de sentrale kraftvarmeanleggene mulighet til å skifte fra kraftvarmeproduksjon til ren kraftproduksjon i kondensdrift. Økt kraftproduksjon på bekostning av varmeproduksjonen er noe som allerede utnyttes av kommersielle aktører i topplastperioder, der de selger tjenester i reguleringsmarkedet. En slik optimering krever imidlertid at verkene i forkant

kjører i mottrykkspunktet, hvilket gjerne er tilfelle på kalde vinterdager. Dette virkemiddelet er spesielt relevant de få timene i året det er effektmangel i kraftmarkedet (Ea Energianalyse & Risø/DTU, 2009).

5.2 Potensial

Figuren under viser installert MW og produksjon av biokraft i Norge i 2009. Total effekt installert for kraftproduksjon var 145 MW på landsbasis, det meste i industrien.

Figur 5.1: Elektrisitet fra biomasse i Norge



Kilde: SINTEF (2011)

Kraftvarmeanlegg basert på biomasse er ikke nytt i Norge, men de anleggene vi har omfatter i hovedsak avfallsforbrenningsanlegg (fra negativ til billig brenselpris), eldre anlegg i treforedlingsindustrien (restprodukter) og anlegg basert på billig/gratis gass fra forråtnelsesprosesser (biogass, deponigass) (SINTEF, 2011). Tabell 5.1 under viser total forventet effekt og produksjon i biokraftanlegg fremover i Stor-Oslo området og tilgrensende fylker.

Tabell 5.1: Forventet kapasitet og produksjon i etablerte og planlagte anlegg

Type anlegg	MW _{el}	GWh _{el}
Treforedling	50	290
Avfallsforbrenning	33	238
Kraftvarme	7	45
Totalt	90	573

Kilde: EGE, Norsk Energi, SINTEF, Eidsiva Bioenergi, Enova

5.2.1 Treforedling

Som Tabell 5.1 reflekterer skjer mesteparten av biokraftproduksjonen i treforedlingsindustrien, herunder i Södra Cell Tofte i Buskerud. Lavere etterspørsel, høye råvarepriser og sterk norsk krone har skapt krevende konkurranseforhold for norsk treforedling- og papirindustri den siste tiden. De dårlige markedsforholdene har bidratt til at industrien har vært preget av flere store

nedleggelse. Norske skog stanset sin papirproduksjon på Follum 30. mars i år. Anlegget er solgt til Viken Skog, men vil ikke papirproduksjonen ved fabrikken fortsette. Follum hadde en installert effekt på 12 MW, denne kapasiteten faller nå bort. Viken Skog har imidlertid mål om å etablere en "ny, fremtidsorientert skogindustriklynge", hvilket blant annet innebærer virksomhet mot bioenergi (Aftenposten, 2012). Det er dermed mulig at biokraftanlegget blir opprettholdt eller videreført. Fjernvarmeanlegget i Hønefoss er koblet til kraftvarmeanlegget på Follum, og mulighet for varmeleveranser til fjernvarme vil øke sannsynligheten for fortsatt biokraft fra anlegget.

Södra Cell Tofte er den største biokraftprodusenten i Norge, med en kraftproduksjon på 270 GWh. Etter at ESA april i år godkjente Enova-støtten til energiomlegging (TU, 2012), skal papirmassefabrikken bli uavhengig av fossile brensler og øke sin totale kraftproduksjon med 17 GWh. Samlet kraftproduksjon ved Södra Cell Tofte etter omlegging forventes derfor å bli i størrelsesorden 290 GWh i året (Enova, 2011).

5.2.2 Avfallsforbrenning

Relevant biokraft produsert via avfallsanlegg er lokalisert i Oslo, Energigjenvinningsetaten (EGE), i Fredrikstad, i henholdsvis Bio-El og Frevar, samt i Hamar, i den nyetablerte Trehjørningen Energisentral. Energigjenvinningsetaten i Oslo har den største biokraftproduksjonen tilknyttet avfallsforbrenningsanlegget på Klemetsrud med en installert effekt på 22 MW_{el}. En 90 MW kjel til fjernvarmeproduksjon er installert i det samme anlegget (Hafslund Fjernvarme, 2012). Anlegget på Klemetsrud er nylig utvidet med en avfallsforbrenningslinje, og det vil trolig gå lang tid før fjernvarmegrunnlaget i Oslo tilsier en ytterligere utvidelse på dette anlegget.

5.2.3 Annen biokraft

Annen biokraft inkluderer Solør Energis biobrenselfyrte kraftvarmeverk i Grue, Hedmark. Anlegget har en 2 MW turbin med en kraftproduksjon på i snitt 15 GWh. Eidsiva Bioenergi planlegger å bygge en kraftvarmeverk på Gjøvik med en årlig energiproduksjon på ca 180 GWh, fordelt på fjernvarme, damp og el. Anlegget antas å være ferdig før jul i 2013, og vil være Norges største i sitt slag. Turbinstørrelse er ikke bestemt enda, men i henhold til Norsk Energi (2011) antas det installasjon av dampturbin på enten 1,5 MW_{el} eller 5 MW_{el}².

Hafslund Fjernvarme har vurdert å bygge et nytt CHP anlegg i tilknytning til fjernvarmeanlegget i Oslo. De økonomiske beregningene som er gjort, viser imidlertid at et slikt anlegg må ha en brukstid på rundt 7000-7500 timer for å være lønnsomt med dagens rammebetingelser. Et CHP basert på bioenergi tilknyttet fjernvarmen i Oslo kan ikke oppnå i nærheten av den brukstiden som er nødvendig for å oppnå lønnsomhet, og er dermed foreslåpig lagt på is.

5.3 Kostnadsnivå

Som nevnt er ikke rene biokraftanlegg lønnsomme ved dagens rammevilkår, og vi ser ikke noen grunn til å tro at rammevilkårene vil endre seg dramatisk i perioden mot 2020. Vi har derfor valgt å kun inkludere kostnadene knyttet til biokraftproduksjon ved samtidig produksjon av varme. NVE (2011) angir kostnadene for de ulike typene kraftvarmeproduksjon. NVE spesifiserer imidlertid at overslagene er heftet med relativt stor grad av usikkerhet, blant annet som følge av stor variasjon i investeringskostnader og brenselpriser.

Kostnader for kraft produsert fra fast biobrensel er vist i tabellen under. Elandel av produsert varme er 25 prosent for kjelkapasitet lik 10 MW og 30 prosent for kjelkapasitet lik 30 MW. Som tabellen viser er kraftproduksjon basert på biobrensel forholdsvis kostbart, til tross for samtidig produksjon av varme.

² I Tabell 4 er det antatt en samlet installert turbinkapasitet på 5 MW_{el}, og en driftstid på 6000 timer.

Tabell 5.2: Biokjel med mottrykksturbin i kraftvarmeverk/ CHP ved optimale forhold

Brenseltype	Fuktig flis (50 %)		Tørr flis (10 %)		Pellets	
Kjelkapasitet (MW)	10	30	10	30	10	30
Brenselkostnader øre/kWh	24,7	24,7	33,4	33,4	37,2	37,2
Sum enhetskost elprod øre/kWh	74,3	67,2	81,8	77	78,9	71,8

Kilde: NVE (2011)

Den rimeligste produksjonsformen for biokraft, er avfallsforbrenning med samtidig varmeutnyttelse og høy brukstid, se tabellen under. Gitt at de variable kostnadene er lavere enn markedsprisen på elektrisitet, vil det være lønnsomt å produsere el så lenge forbrenningsanlegget er i drift. I tabellen under er det antatt en elandel av produsert varme lik 20 prosent ved en kjelkapasitet på 10 MW, og en elandel lik 25 prosent når kjelen har en kapasitet på 30 MW. Fullasttimene er i begge tilfeller satt til 6000 timer.

Tabell 5.3: Avfallskjel med mottrykksturbin i kraftvarmeverk/ CHP

Brenseltype	Avfall	
Kjelkapasitet (MW)	10	30
Kapitalkostnader (kr/kW/år)	1.894	1.546
Faste driftskostnader (kr/kW/år)	1.056	480
Brenselkostnader (øre/kWh)	-30,5	-30,2
Sum enhetskost elprod (øre/kWh)	97,4	43,5

Kilde: NVE (2011)

5.4 Tilgjengelighet

Generelt sett kan man si at tilgjengeligheten for biokraft er høy og tilsvarende kraftvarmeverk basert på fossile brenslere som for eksempel gass. Anleggene kan tilpasse produksjonen til markedets behov innenfor installert kapasitet, forutsatt at det er tilgang på riktig brensel til en konkurransedyktig pris.

For avfallsanlegg vil det også være en forutsetning at man har tilstrekkelig tilgang til avfall. Det er en overkapasitet i avfallsforbrenningsanlegg samlet sett i Norge og Sverige sammenlignet med tilgjengelig avfallsmengde. Dette vil gi et press på avfallsprisene og resultere i ulønnsomme vilkår for biokraft fra avfall i perioder.

Den installerte effekten for elproduksjon i CHP anlegg med leveranser til fjernvarme, vil man kunne produsere full effekt på kraft gitt et visst minimumsnivå på varmeproduksjonen. Dersom det i topplastperioder vil være behov for maksimal produksjon av varme, kan man "koble fra" elproduksjonen og øke effekten på varmeproduksjonen. Dersom det i en gitt markedsmessig situasjon er gunstig å øke varmeproduksjonen på bekostning av kraftproduksjonen, vil dermed ikke biokraften produseres i topplastperioder.

Biokraft fra industri vil normalt gå med et jevnt nivå hele året, og tilgjengeligheten av biokraften vil være avhengig av produksjonsnivået i industribedriften. Normalt vil dermed biokraft fra industrianlegg også være tilgjengelig i topplastperioder for kraftetterspørselen. Unntaken kan være år med sviktende etterspørsel eller industriens produkter, der produksjonen ikke går for fullt.

6 GASSKRAFT

Gasskraft i Stor-Oslo vil kunne bidra med en betydelig effekt og dermed være det mest aktuelle alternativet for ny produksjon i Stor-Oslo dersom det blir vurdert som et bedre alternativ enn utbygging eller oppgradering av nettet inn til området. Gasskraftverk kan bygges som grunnlast og bidra med kraftproduksjon året rundt. For å redusere kostanden ved gasskraft og oppnå størst virkningsgrad, må et gasskraftverk bygges i tilknytning til fjernvarmevirksomheten i Oslo. Med høy kapasitet på avfallsforbrenning til fjernvarme er dette lite aktuelt de neste 10-30 årene. Et alternativ vil være å bygge reservekraftverk i Stor-Oslo. Dette er imidlertid forbundet med høye kostnader og høye utslipp av CO₂ per produsert energienhet. Dersom begrunnelsen for et reservekraftanlegg skal være å unngå bygging av kraftledninger, må anlegget plasseres sentralt i regionen for å hindre at gasskraftanlegget i seg selv utløser behov for utbygging av lengre strekninger med kraftledninger.

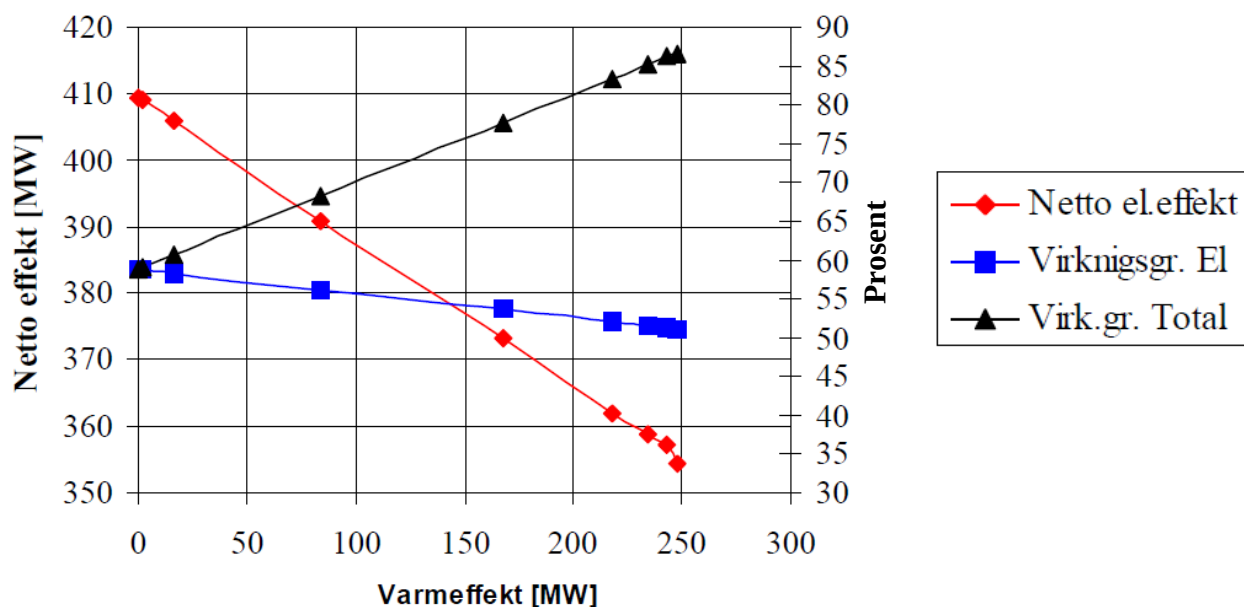
6.1 Teknologi

I Norge er det per i dag installert gasskraftanlegg både som grunnlast og som reservekraft. Gasskraft er et termisk kraftverk der varmeenergi omdannes til elektrisk energi. På grunn av termodynamiske lover, kan kun deler av varmeenergien omdannes til kraft. Hvor mye energi som kan omdannes, avhenger av forholdet mellom prosessstemperaturene i gasskraftverket. I tillegg kan varmeenergien i prosessen benyttes til industri eller fjernvarme.

De fire viktigste gasskraftteknologiene er:

- *Gassturbinverk* er den enkleste installasjonen der avgassen fra forbrenning av gass brukes til å produsere kraft via en enkel turbin før de varme avgassene slippes ut i friluft. Gassturbinverk benyttes ofte offshore på grunn av lav vekt og lave investeringskostnader sammenlignet med installert effekt. Slike kraftverk er også fleksible i form av at kraftproduksjonen raskt kan justeres opp og ned, og brukes derfor ofte som reservekraftverk. Statnetts reservekraftverk i Midt-Norge er gassturbinverk. Virkningsgraden er under 40 prosent, slik at tapene og driftskostnadene i form av brensel blir høye. I følge NVE (2011) er det installert 3000 MW gassturbiner med en gjennomsnittlig virkningsgrad på 31 prosent.
- *Dampturbinverk* produserer elektrisk kraft via oppvarming av vann til overopphetet damp som driver en dampturbin. Etter turbinen må dampen kjøles i en kondensator før det slippes ut til omgivelsene. Dampturbinverk har noe høyere virkningsgrad enn gassturbinverk (opp mot 45 prosent), men er i stor grad erstattet av kombikraftverk.
- *Kombikraftverk / CCGT* består av både en gassturbin og en dampturbin. Den varme avgassen fra gassturbinen utnyttes til produksjon av damp for dampturbinen slik at mest mulig av energien i gassen blir omgjort til kraft. Kombikraftverk er den mest effektive prosessen for å omdanne gass til elektrisk kraft og brukes derfor som grunnlast i kraftforsyningen. Virkningsgraden kan komme opp mot 60 prosent (mål i elektrisk kraft). Gasskraftanlegget på Kårstø er et kombikraftverk.
- *Kraftvarmeverk / CHP* kombinerer kraft- og varmeproduksjon ved at overskuddsvarme fra kraftproduksjonen utnyttes til industri eller fjernvarme. Dette reduserer tapene og samlet totalvirkningsgrad kan bli opp mot 90 prosent (mål i samlet energiproduksjon for kraft og varme). En ulempe ved dette er at virkningsgraden i form av produsert kraft vil være lavere for kraftvarmeverk enn rene kraftproduserende anlegg, og nivået på kraftproduksjonen vil være avhengig av varmebehovet i industrielle prosesser eller fjernvarme. Energiverket på Mongstad er et kraftvarmeverk som bruker varmen til prosesser i raffineriet. En forutsetning for å bygge et kraftvarmeverk i Oslo/ Akershus vil være at det kan kobles på fjernvarmenettet i Oslo.

Figur 6.1: Virkningsgrad for kraftvarmeverk/ CHP med varmeleveranse



Kilde: NVE (2011)

Tabell 6.1: En oversikt over gasskraftverk i Norge

	Oppstart	Installert effekt	Type verk	Virkningsgrad
Reservekraft	2009	300 MW	Gassturbin	36 %
Offshore Nordsjøen	Varierer	3000 MW	Gassturbin	Gjennomsnitt: 31 %
Kårstø	2007	430 MW	Kombikraftverk	58 – 59 %
Mongstad	2010	280 MW _{el} 350 MW _{varme}	Kraftvarmeverk/ CHP	70 – 80 %
Melkøya	2007 / 2008	229 MW _{el}	Kraftvarmeverk/ CHP	

Kilde: Naturkraft.no (2012), statoil.com (2012), tu.no (2012)

Figur 6.2: Gasskraftverket på Kårstø

Kilde: Naturkraft.no

6.2 Kostnadsnivå

6.2.1 Kostnadseksempler

Tabellen under viser kostnadseksempler for noen utbygde og planlagte gasskraftverk i Norge de senere årene.

Figur 6.3: Investeringskostnader for utbygde og planlagte gasskraftverk i Norge

	Installert effekt	Investering i gasskraftverk	Investering i gassledning
Reservekraftverk	2x150 MW	2,1 mrd. NOK	-
Kårstø	430 MW	2 mrd. NOK	-
Mongstad	280 MW _{el} 350 MW _{varme}	3 mrd 2005-kroner (inkludert noe ombygging av raffineriet)	Kollsnes – Mongstad (65 km) 750 millioner 2005-kroner
Melkøya	229 MW _{el} Varmeproduksjon ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt
Skogn	800 MW _{el} 250 MW _{varme}	7 mrd NOK nettinvesteringer kommer i tillegg	1,7 mrd. NOK (160 km)
Fræna	450 MW		

Kilder: Agenda (2005), Statoil (2005), Industrikraft (1999) – Konsesjonssøknad, THEMA (2011)(Midt-Norge)

Industrikraft Midt-Norge har konsesjon til et gasskraftanlegg på Skogn uten CO₂-rensing. De har lagt utbyggingsplanene på is inntil videre.

6.2.2 Investering og drift

NVE (2011) oppgir kostnader ved produksjon av kraft og varme fra ulike teknologier under relativt optimale forhold når det gjelder brukstid og fordeling mellom kraft- og varmeproduksjon. For gasskraft, har de oppgitt kostnader for kraftproduksjon fra gassturbinverk, kombikraftverk og kraftvarmeverk /CHP, se Tabell 6.2

Gassturbinverkene offshore har en størrelse på 30-40 MW (NVE, 2011) og kombikraftverket på Kårstø er litt over 400 MW. De gassfyrte kraftvarmeverkene som er satt i drift i Norge er betydelig større enn det NVE har tatt med i sine kostnadsestimater som er gjengitt i tabellen under. For et kraftvarmeanlegg som leverer grunnlast til fjernvarme i Oslo, vil størrelsene som er oppgitt i tabellen være relevante. Kostnader til karbonfangst og –lagring, samt transport av gass er ikke inkludert i tallene.

Tabell 6.2: Kostnader ved kraftproduksjon fra gasskraft ved optimale forhold

	Elvirkningsgrad	Antall fullastimer (brukstid)	Investeringskostnad - kr per kW _{el}	Kostnad – produsert el Øre/ kWh
Gassturbinverk 10 MW _{el}	31 %	4000	5 463	123
Gassturbinverk 100 MW _{el}	36 %	7000	4 203	58
Kombikraftverk 100 MW _{el}	54 %	7000	7 446	Naturgass: 46 LPG: 109
Kombikraftverk 400 MW _{el}	57 %	7500	5 425	Naturgass: 39 LPG: 98
Kraftvarme/ CHP 1 MW _{el}		4000	14 528	73
Kraftvarme/ CHP 10 MW _{el}		4000	11 415	58

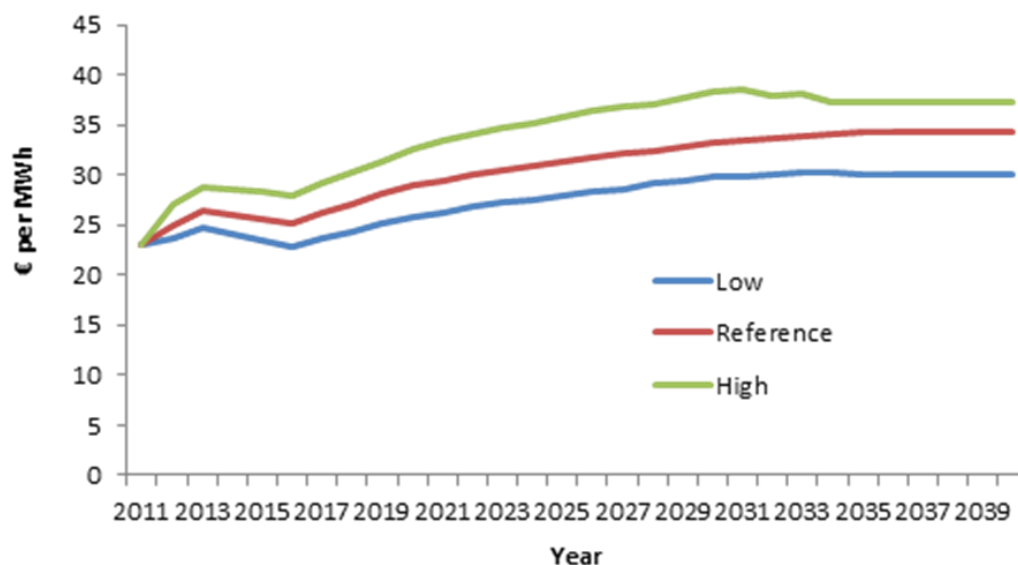
Kilde: NVE (2011)

Tabellen viser at de fleste alternativene for gasskraftverk vil være svært kostbare. Kun kombikraftverk basert på naturgass har kostnadsnivåer som er interessante sammenlignet med andre alternativer for kraftproduksjon. Kostnadene ved elproduksjon som er oppgitt i tabellen er imidlertid basert på flere forutsetninger som ikke er realistiske ved realiseringen av gasskraftanlegg:

- *Brukstiden* ved anleggene har sært stor betydning for kostnaden per produsert kraftenhet. Den oppgitte brukstiden for gassturbinverken er oppgitt til en kunstig høy verdi i NVE sin tall. Hensikten med dette, er å gjøre tallene sammenlignbare på tvers av teknologier. I praksis vil et landbasert gassturbinverk fungere som et reservekraftverk som sjelden eller aldri tas i bruk. Dette er tilfellet for reservekraftverkene som er installert i Midt-Norge. Den faktiske kjøringen av gasskraftverkene er avhengig av om kraftprisen er tilstrekkelig høy til å dekke kostnadene ved gasskjøp og drift. Gasskraftverket på Kårstø har stort sett stått stille siden utbyggingen på grunn av høye kraftpriser.

- *Gassprisen er svært usikker framover, men på lang sikt er det ventet at gassprisen vil øke fra dagens nivå, se figuren under. NVE har basert sine tall på en gasspris på 1,6 kr/ Sm³ (tilsvarende ca 21 EUR/MWh)*
- *Optimal fordeling mellom el og varmeproduksjon.* For kraftvarmeanleggene, er kostnadene basert på at anlegget er tilpasset etterspørselen etter varme, og ikke kraft. Det vil si at hele varmeproduksjonen, året rundt, kan utnyttes til varmeproduksjon. Som beskrevet tidligere, er sommelasten i fjernvarmenettet i Oslo på rundt 200 MW, noe som gir et teoretisk potensial på 40-30 MW_{el}. Per i dag er det overskudd av avfallsvarme på sommerstid i Oslo, og det vil dermed kun være aktuelt med kraftvarmeverk i området dersom avfallsforbrenning ikke lenger er aktuelt eller dersom gasskraft er mer aktuelt ved utløp av levetiden til kjelene i avfallsforbrenningen. Dersom gasskraft skal erstatte avfallsforbrenning i fjernvarmenettet, vil det være naturlig å plassere det gassfyrte varmekraftanlegget der avfallsforbrenningsanlegget ligger i dag. Denne lokaliseringen vil unngå behovet for investeringer i nytt fjernvarmenett på toppen av kraftvarmeverket.
- *Kostnader til infrastruktur for gasstransport er ikke inkludert.* Ved etablering av et gasskraftverk i Osloregionen, må man enten investere i et ledningsnett for gassen eller basere seg på anlegg for LNG transport. Et gassrør fra Tjeldbergodden til Skogn, en strekning på 160 km, er estimert til 1,3 milliarder NOK (1999-kroner). Avstandene for en gassledning fra Vestlandet til Oslo vil være betydelig lengre, og en slik investering vil kun være aktuell dersom den også skal betjene andre anlegg og industri. En gassledning til Grenland ble vurdert tidlig på 2000-tallet, men ble ikke funnet regningssvarende. Transport av LNG er mer kostbart per enhet enn transport i gassrørsledning, men kan være aktuelt for mindre anlegg.
- *Eventuelle nettkostnader er ikke inkludert.* Når vi vurderer ny produksjon av gasskraft i denne rapporten, så er det med bakgrunn i å unngå større nettinvesteringer. Etablering av gasskraft i Stor-Oslo kan imidlertid også utløse behov for investeringer i nettet i regionen. Størrelsen på eventuelle nettinvesteringer vil være avhengig av hvor et gasskraftverk etableres
- *Eventuelle økte kostnader forbundet med klimagassutslipp er ikke inkludert.* I perioden mot 2050 er det beskrevet i EU Energy Roadmap at klimagassutslippene fra kraftproduksjon skal reduseres betydelig. Dette indikerer at utslippskostnaden trolig vil økes betydelig fra dagens nivå. I tallene i tabellen over, er dagens CO₂ avgift inkludert.

Figur 6.4: Forventet utvikling gassprisen 2011 - 2040



Kilde: THEMA Consulting Group basert på tall fra EEX, IEA, EIA

6.3 Tilgjengelighet

Et gasskraftverk er i prinsippet tilgjengelig så lenge det får tilførsel av brensel, og er dermed tilgjengelig i topplastperioder, noe som er en stor fordel sammenlignet med uregulerbar vind og vannkraft.

Fleksibiliteten til de ulike typene av gasskraftverk varierer noe. Gasturbiner har høyest fleksibilitet, og kraftproduksjonen kan reguleres opp og ned basert på behovet. Kraftvarmeverk følger varmebehovet, og kan dermed ikke skalere opp kraftproduksjonen ved behov.

Dersom gasskraftverket er tatt ut av produksjonsmodus på grunn av høye gasspriser eller annet, varierer det også hvor raskt kraftproduksjonen kan startes opp. Statnett oppgir ulike oppstartstider for sine to reservekraftverk – 4 og 48 timer.

7 DYP GEOTERMISK ENERGI

Utnyttelse av dyp geotermisk energi skjer ved at man borer dypt nok ned i jordoverflaten til at man kan hent opp varme direkte fra jordens indre. For å kunne utnytte geotermisk energi til kraftproduksjon, må man som regel bore 4-6000 meter ned i bakken, noe som gir svært høye investeringskostnader. Oslo, Akershus og Østlandsfylkene kan bli de mest interessante områdene for dyp geotermisk energi i Norge. Teknologien er på pilotstadiet, og kan representere en interessant produksjonsform på lang sikt dersom kostnadene reduseres. Kraftproduksjon fra dyp geotermisk energi vil egne seg som grunnlast, og kraftproduksjonen vil ikke variere mellom år eller årstider.

7.1 Teknologi

Geotermisk energi har et tilnærmet utømmelig potensial. Det er en energikilde som kan fungere som en pålitelig grunnlast, da den er uavhengig av sesong. I dag er lavtemperatur geotermisk energi kommersielt utnyttet ved hjelp av grunne brønner og varmepumper. Dyp geotermisk energi, også kalt høytemperatur geotermisk energi, relaterer seg til jordens indre varme og radioaktiviteten i bergartene.

Ved utnyttelse av dyp geotermisk energi vil man lage et system der vann sendes flere kilometer ned i jordoverflaten der den varmes opp før den pumpes tilbake til overflaten. Varmen i vannet kan utnyttes til varmeformål eller kraftproduksjon.

Det finnes to hovedteknologier for rørsystemer ned i jordoverflaten:

- *Et lukket systemt* der vannet kun går i to vertikale borekanaler brønner og 20 000 meter med retningsboring (styrt boring). I dette systemet har man full kontroll på grunnen og risikerer ikke uforutsette konsekvenser.
- *Hydraulisk sprekkning* mellom fire brønner (oppsprekking). Vannet pumpes ned i grunnen via borede brønner, men renner i naturlige kanaler, eller i kanaler som sprekkes opp ved vanntrykket, på deler av sin ferd i dypet.

Brønnene forventes å ha en levetid på 20-30 år før temperaturen i brønnen har sunket for mye til at man kan hente ut energi. Dersom brønnen ligger uvirksom i 50-100 år vil temperaturen sannsynligvis ha steget til opprinnelig nivå.

Kraftproduksjon kan skje ved to ulike teknologier:

- *Damppturbiner*: produserer kraft direkte ved at vannet som hentes ut fra brønnen har tilstrekkelig høy temperatur til å produsere damp som driver en damppturbin. Dette krever at temperaturen i brønnen må være minst 175 °C. Dette krever at man borer brønner som er tilstrekkelig dype til at man kan oppnå dette temperaturnivået.
- *Binærsyklusanlegg*: kan utnytte temperaturer helt ned til 73 °C til kraftproduksjon, der en varmeveksler benyttes til å koke opp en sekundær væske (med lavt kokepunkt) for å produsere damp til å drive turbinen (IEA, 2010). Siden de fleste geotermiske feltene har temperaturer under 175 °C, forventes binærsyklus brukt i de fleste fremtidige prosjekter.

I kombinasjon med kraftproduksjon vil det være mulig å utnytte varmen til for eksempel fjernvarme. Varmeuttaket er proporsjonalt med vannmengden i systemet og temperaturdifferansen: $Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T$. Temperaturdifferansen avhenger av temperaturen på vannet som pumpes ned i grunnen, temperaturen i grunnen og varmeveksleroverflaten. Desto større flate, desto større temperaturdifferanse er det mulig å oppnå.

Dagens teknologi er imidlertid på utviklings- og pilotstadiet. Anlegg i Frankrike og Tyskland kan sammenlignes med aktuelle anlegg i Norge. I Soultz-sous-Forêts i Frankrike er det et EU-forskningsprosjekt som benytter et kunstig sprekkesystem (HDR) med tre brønner ned til 5 km. Her er reservoartemperaturen 200 °C. Til kraftproduksjon benyttes binærsyklusteknologi, og

installert effekt er 1,5 MW, i henhold til Genter et. al (2012). Anlegget i Landau i Tyskland er utført av kommersielle aktører, baseres på binærsyklus og har installert effekt på 3 MW.

Norske forhold er mindre gunstige enn i Frankrike og Tyskland, da man må bore dypere og samtidig nøye seg med lavere temperaturgradienter. En studie fra Massachusetts Institute of Technology estimerte i 2006 at ytterligere 15 år med forskning og utvikling kunne gjøre dyp geotermisk energi konkurransedyktig, men dette er av andre påpekt å være overoptimistisk. Det er også store utfordringer knyttet til miljøkonsekvenser som indusert seismisitet og innsynking av land ved hydraulisk sprekking. Seismiske forhold må vurderes, da vanninjeksjoner forandrer spenningsforholdet i berggrunnen som igjen kan utløse jordskjelv eller geologiske endringer som innsynking av land (Norconsult, 2012).

Rock Energy AS har patent på et helt lukket system, der vannet varmes opp og brukes til varmeproduksjon eller kraftproduksjon. De har en avtale om å bygge et pilotanlegg i Oslo, for levering av varme til Hafslunds fjernvarmenett. Anleggene er skalerbare fra 2 MW til 50 MW.

7.2 Potensial

I Enovas potensialstudie "Studie dypgeotermisk energi" analyseres energipotensialet med dagens teknologi, utfordringer og muligheter i Norge. Enova-studien påpeker at områdene der varmetettheten er størst og med gunstig boreddybde er Østlandet rundt Oslofjorden. De grunneste nivåene for 50 °C, 100 °C og 150 °C er henholdsvis ca. 1750 meter, 4050 meter og 6500 meter. Det tekniske potentialet for dyp geotermisk energi i Norge er vurdert til ca. 6,2 TWh. Det økonomiske potentialet i Norge i tre ulike scenarier er vist i tabellen under.

Tabell 7.1: Potensialet for dyp geotermisk energi i Norge

Scenario	Styrt boring (GWh)	Oppsprekking (GWh)	
C0	0	0	Basisscenario (dagens kost.nivå/teknologi)
C1	450	1200	70 % kost. reduksjon
C2	2250	3410	70 % kost.reduksjon + forbud mot avfallsforbrenning

Kilde: Enova/Norconsult, 2011

7.3 Kostnadsnivå

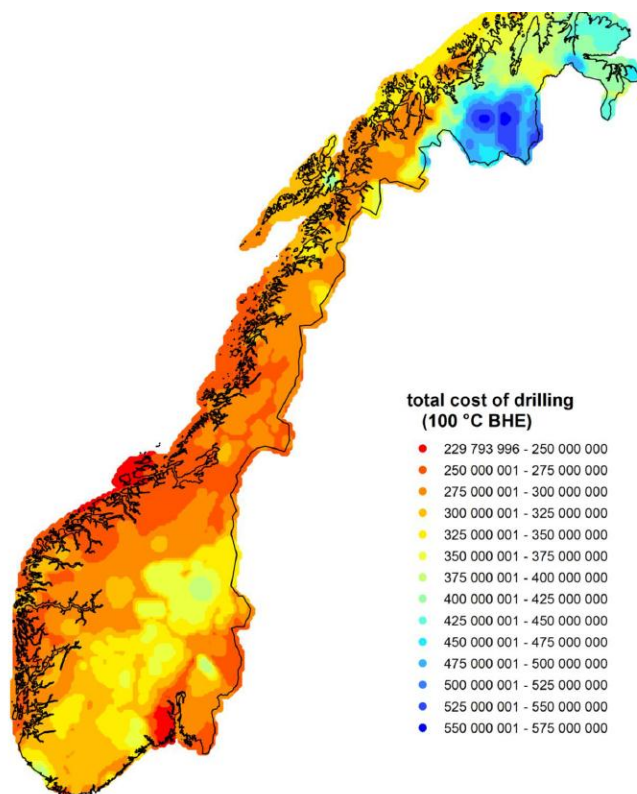
Den store utfordringen generelt for dyp geotermisk energi i Norge er å kunne bore tilstrekkelig dypt til en konkurransedyktig pris. Hvor mye av potentialet som kan bidra til varme/kraftproduksjon oppgis ikke. For å utnytte varmen må turtemperaturen fra brønnen være over 75-80 °C. Det er samtidig omtrent det samme temperaturnivået man klarer å bruke til kraftproduksjon (binærsyklus). Her vil man måtte bore mellom 2000 og 4000 meter. For å oppnå et temperaturnivå på mer enn 100 °C blir man nødt til å bore ned mot 4500-6000 meter. For å oppnå temperaturer mot 175 °C, som er nødvendig for kraftproduksjon direkte med damp turbin, må man sannsynligvis bore over 7500 meter.

IEA anslår investeringskostnader for dyp geotermisk kraftproduksjon å være i størrelsesorden 14.000 – 32.000 kr/kW (2400-5500 USD/kW (2010-verdier)). I 2050 anslås kostnadsnivået å være rundt 12.000 – 21.000 kr/kW (2100-3600 USD/kW). De påpeker også at kostnader knyttet til utforskning av områder og boring kan utgjøre mer enn halvparten av den totale investeringskostnaden (IEA, 2010).

Figur 12 viser borekostnader for lukkede brønner som gir en vanntemperatur på 100 °C. For et slikt anlegg på Østlandet vil nødvendig dybde være mellom 4100-5500 meter. Det gir et kostnadsnivå for styrt boring på rundt 270 millioner kroner. Enovastudien gir ikke totale

kostnadsanslag i forhold til installert kapasitet. Som figuren viser, er kostnadene for å bore ned til 100 °C lavere på Østlandet enn de fleste andre steder i landet.

Figur 7.1: Borekostnader styrt boring/HDR (NOK) ned til 100 °C for injeksjonsbrønn.



Kilde: Enova/Norconsult, 2011

7.4 Tilgjengelighet

Dypgeotermisk energi er i utgangspunktet mest egnet som grunnlast, og har høy brukstid. Siden produksjonen over året vil holde seg relativt konstant, kan vi regne med at kapasiteten er tilgjengelig i toppplastperioder.

8 KRAFTPRODUKSJON FRA LAVTEMPERATUR SPILLVARME

Lavtemperatur spillvarme er et resultat av flere industrielle prosesser. Slik spillvarme kan utnyttes til varmeformål, men behovet for varme er ikke alltid til stede i nærheten av industri. Spillvarmen kan da i teorien omdannes til elektrisitet, men teknologiene på dette området er umodne, særlig for større anlegg. Virkningsgraden vil være lav ved omdanning av lavtemperatur varme til elektrisitet. Det finnes begrensede spillvarmeressurser i Oslo og Akershus, men noe mer i Østfold og Buskerud. Totalt potensial for kraftproduksjon basert på dagens spillvarmeressurser vil utgjøre under 150 GWh for hele Østlandet med gitte forutsetninger.

8.1 Teknologi

Norsk Energi og NEPAS utarbeidet en rapport for Enova i 2009 som estimerer potensialet for utnyttelse av spillvarme i norsk industri. Konvertering av spillvarme til elektrisitet er omtalt, og følgende tre teknologier er oppgitt som aktuelle:

- *Stirling-motor* kan utnytte alle typer varmekilder, fordi avgassen varmes ekstarnt i varmeveksler. Dermed kan også spillvarme med temperaturer ned til 70 °C utnyttes. Temperaturdifferansen over systemet (temperatur på spillvarmen og kjølemediet) har stor betydning for virkningsgraden i systemet. Med en spillvarmetemperatur på 70 °C og kjølevannstemperatur på 20 °C, blir virkningsgraden ca 7 prosent. Med dobbel så høy temperatur på spillvarmen og samme kjøletemperatur, vil virkningsgraden dobles til 15 prosent. Små Stirling-motorer er kommersielt tilgjengelig (100-150 kW_{el}), men det er fortsatt et stort behov for praktisk erfaring fra større installasjoner. Det er bygget et pilotanlegg for spillvarmegjenvinning på Hurum Energigjenvinning. Det gjenstår mye FoU arbeid for effektivisering av Stirling-prosessen for utnyttelse av spillvarme (Teknova og Iris, 2010).
- *Organic Rankine Cycle (ORC)* kan benyttes for utnyttelse av lavtemperatur spillvarme ned til 60 °C. Teknologien tilsvarer i prinsippet et dampturbinanlegg, men benytter en organisk væske med lavt kokepunkt i stedet for vann/damp. Tilsvarende som for Stirlingmotorer, vil forskjellen mellom spillvarmen og kjøletemperaturen ha stor påvirkning på virkningsgraden som er oppgitt til 5-15 prosent. ORC må anses som en kommersiell teknologi, men det er ikke installert slike anlegg i Norge. Teknova og Iris (2010) oppgir imidlertid utnyttelse av spillvarme i en ORC-prosess som en umoden teknologi. Maks modulstørrelse for kommersielle installasjoner er oppgitt til 850 kW_{el}, men flere moduler eller spesialbygde anlegg kan gi større ytelse.
- *Kalina Cycle* er en Rankine Cycle som benytter et multikomponent arbeidsmedium (oftest vann og amoniakk) som kan tilpasses spillvarmes temperatur og dermed gi en høyere effektivitet (Teknova AS, 2010). Prosessen er benyttet til spillvarmebasert og geotermisk kraftproduksjon, men er en umoden teknologi der det gjenstår mye FoU arbeid.

8.2 Potensial

Norsk Energi og NEPAS (2009) grupperer spillvarmeressursene innen følgende undergrupper etter temperaturnivå:

- >140 grader: Kraftgjenvinning ved installasjon av dampturbin kan være aktuelt, i tillegg til ORC-system/Stirling-motor (binærsyklus), samt direkte bruk i fjernvarme
- 60-140 grader: Kraftgjenvinning med ORC-system/Stirling-motor, direkte bruk i fjernvarme
- 40-60 grader: Direkte bruk til lavtemperatur fjernvarme, varmepumpe
- 25-40 grader: Jordvarme og varmepumpe

Tabell 8.1: Spillvarmeressurser på Østlandet

Fylke	Spillvarme $60 < T_{ut} < 140$ grader	Spillvarme $T_{ut} > 140$ grader [GWh]
Østfold	399 GWh	36 GWh
Akershus	8 GWh	70 GWh
Oslo	130 GWh	-
Hedmark	11 GWh	-
Oppland	8 GWh	-
Buskerud	510 GWh	112 GWh
Vestfold	175 GWh	-
Sum	1241 GWh	218

Kilde: Norsk energi og NEPAS (2009)

Dersom vi antar en virkningsgrad på 20 prosent for kraftproduksjon for all spillvarme i Oslo og Akershus med temperaturer over 140 °C, vil potensialet for kraftproduksjon i regionen være 14 GWh. Tilsvarende vil kraftproduksjon fra spillvarmekilder med temperaturer mellom 60 og 140 °C også utgjøre ca 14 GWh per år, dersom virkningsgraden er anslått til 10 prosent. Med en brukstid på 8000 timer, vil et samlet potensial utgjøre 3,5 MW.

Totalt potensial for kraftproduksjon basert på spillvarme vil med de samme forutsetningene som over utgjøre under 150 GWh dersom alle dagens ressurser ble tatt i bruk. En brukstid på 8000 timer, vil gi en effekt på 19 MW.

8.3 Kostandsnivå

Vi har tilgang til begrensede kostnadstall for kraftproduksjon fra spillvarme, se Tabell 8.2. Kostnadstallene i tabellen er for mindre installasjoner (100 – 850 kW_{el}). Større installasjoner kan ha høyere eller lavere kostandsnivåer.

Estimater på kostnader per produsert kWh er ikke oppgitt i våre kilder.

Tabell 8.2: Kostnadstall for kraftproduksjon fra spillvarme

Fylke	Stirling	ORC
Investering (kr/kW _{el})	12 – 20.000	10 – 15.000
Drift og vedlikehold (øre/kWh)	3 – 8	3 – 5
Levetid (år)	> 20	> 20

Kilde: Norsk energi og NEPAS (2009)

9 AGGREGATER

Nødstrømsaggregater er installert på sykehus og andre viktige funksjoner for å sikre liv og helse i tilfelle strømbrydd. Hafslund estimerer at slike aggregater utgjør en samlet effekt på 50 MW i deres nettområde. I og med at aggregatenes primære funksjon er å levere strøm til kritiske funksjoner ved behov, må sikkerheten utredes spesielt nøye før man vurderer å innføre en sekundærfunksjon for disse aggregatene. Det er en reell risiko at primær- og sekundæroppgaven vil komme i konflikt med hverandre i og med at begge funksjonene er mest sannsynlig i anstrengte kraftsituasjoner. I slike situasjoner er det også størst risiko for spennings- og frekvensproblemer i nettet, noe som kan ødelegge nødstrømsaggregatene. Et mulig alternativ er å etablere "nødaggregatparker" som kun har som oppgave å stå i reserve til det oppstår behov i nettet. Dette kan være en mer kostbar løsning enn å utnytte aggregater som må etableres uansett, men løsningen vil være enklere for Statnett å ta i bruk og man risikerer ingen sikkerhetsproblemer for sykehus, flyplasser og andre ved å ta i bruk deres nødstrømsaggregat.

9.1 Teknologi

Nødstrømsforsyning er i henhold til COWI (2008) definert som forsyningssystem beregnet for å opprettholde drift av utstyr og installasjoner som er avgjørende nødvendig for:

- Helse og sikkerhet for mennesker og dyr
- Hindre alvorlige ødeleggelser av miljø eller av annet utstyr hvis dette er krevd i lov og forskrift

Et nødaggregat består vanligvis av en dieselmotor, og kan levere strøm så lenge motoren blir forsynt med brensel fra dieseltanker. Nødaggregater aktiveres ved eventuelle strømbrydd for å opprettholde egen drift. De største nødstrømsaggregatene er installert på sykehus, og et stort sykehus har installert nødstrømseffekt på 6-7 MW. Gardermoen har rundt 6 MW i store aggregater, og i tillegg flere små som er spredt rundt i systemet. Datasentraler er også følsomme for strømbrydd, og kan ha nødaggregater på størrelse med det som finnes i sykehus og flyplasser. Særlig datasentraler, men også sykehus og flyplasser, kan være så følsomme for problemer knyttet til strømforsyningen at det er vanskelig å få tillatelse til testing av nødaggregatene fordi man er engstelig for at det i seg selv skal gjøre at man mister data eller systemet i kritiske situasjoner (Reservekraft, 2012).

Nødaggregater som er installert på sykehus, eller på andre kritiske funksjoner i samfunnet, leverer per i dag ikke strøm inn på nettet i topplastperioder. I henhold til DSB (Direktoratet for samfunnsikkerhet og beredskap) er det per i dag ingen regelverk som forbyr nødaggregatene å levere tjenester til nettet. Dersom det blir aktuelt med leveranser fra nødaggregatene til nettet, vil det utgjøre en tilleggsfunksjon i forhold til det sikkerhetsaspektet som er aggregatenes hovedfunksjon. For at det kan være aktuelt å gjøre nødstrømsaggregater tilgjengelig som reservelast i nettet, må det både innføres et marked som gjør dette attraktivt, installeres styrings/aktiveringsutstyr og gjøres tiltak som garanterer for sikkerheten og at funksjonen som nødstrøm til en kritisk funksjon ikke utvannes. Dersom disse nødaggregatene skal "kjøre" på kraftpris må dette avtales med hver enkelt gjennom formelle avtaler. I tillegg vil det være behov for systemer (varsling) når prisen eller andre forhold tilsier at aggregatene skal levere kraft til nettet.

I Danmark er det i dag noen nødaggregater som kan aktiveres for å levere reguleringstjenester til kraftsystemet, ved henholdsvis Odense Universitetshospital og Vejle Sykehus (Ea Energianalyse, 2012). Dersom strømmen går vil aggregatoranlegget øyeblikkelig kobles av nettet og levere til sykehuset. Aggregatoranlegget eies av Energi Fyn Produksjon A/S som i hovedsak leverer regulerkrafttjenester til Energinet.dk.

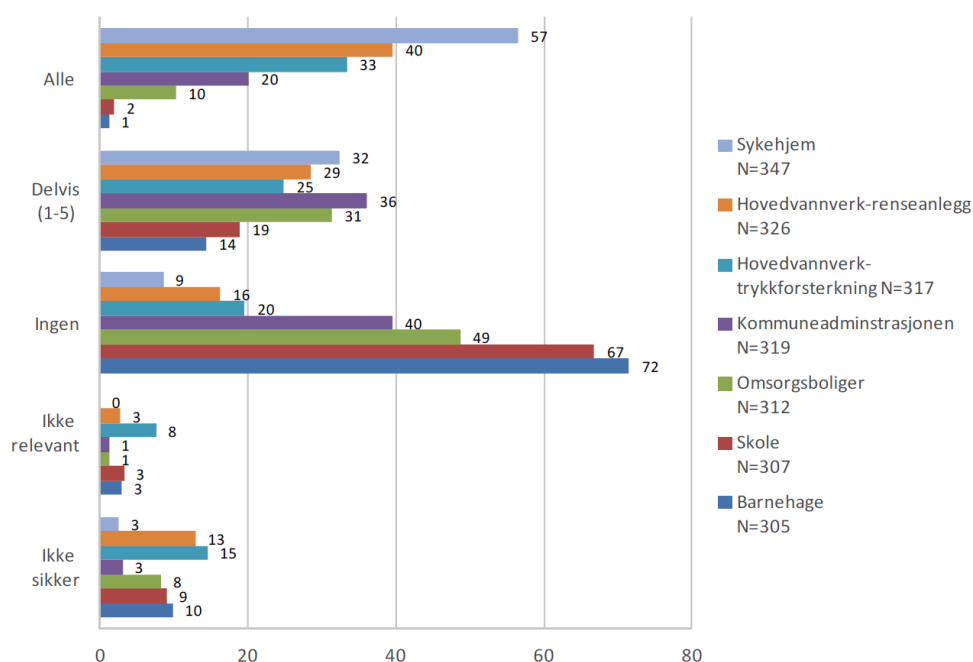
Reservekraft AS leverer og installerer nødstrømsaggregater, og vurderer sikkerheten annerledes. De mener at kobling av nødstrømsaggregatene på nettet vil komme i konflikt med nødaggregatenes hovedfunksjon som er å sikre strøm til kritiske funksjoner ved strømbrytning. I anstrengte kraftsituasjoner i topplastperioder, vil risikoen være størst for strømbrytning, og nødstrømsaggregatene må da være tilgjengelig for leveranser til de funksjonene de skal sikre. DSB uttaler også at selv om nødaggregatene har "lov" til å levere andre tjenester, er det tvilsomt at sykehusene og lignende samfunnsskrittiske institusjoner som er pålagt å ha slike anlegg vil tillate det. Kostnaden ved å ikke ha tilstrekkelig strømforsyning anses for stor til at aktørene ønsker å ta en slik risiko. Tilsvarende bør også diesellagrene være fulle i tilfelle strømbrytning. Større aggregat, som på sykehus, har diesellager som kan vare i 3-7 dager, mens mindre anlegg ofte ikke har diesellager som varer mer enn 8 timer ved full drift. Ved strømbrytning, risikerer man også leveranseproblemer på diesel. I anstrengte kraftsituasjoner, øker risikoen for spenningsfeil og frekvensavvik i nettet. Slike kvalitetsfall i strømleveransene utgjør en risiko for nødaggregatene og kan føre til at de blir ødelagt (på samme måte som alt elektrisk utstyr kan bli ødelagt ved dårlig leveringskvalitet).

Dieselaggregater kan også opprettes i større skala som en reserveløsning i kraftsystemet. I et slikt tilfelle, vil aggregatene stå i reserve og startes opp ved mangel på effekt i topplastperioder. Med et slikt oppsett, vil dieselaggregatene ha som primæroppgave å levere på nettet, og ikke sekundæroppgave slik tilfellet er for nødstrømsaggregatene til sykehus etc. I et slikt tilfelle kan man sette opp en "aggregatpark" med et antall større aggregatorer på for eksempel 2,2 MW hver. Aggregatorene kan plasseres i containere, og i tillegg må det etableres store diesellagre og bryteranlegg.

9.2 Potensial

9.2.1 Krav om nødaggregat

Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) forvalter bl.a. saker som hører inn under Lov om tilsyn med elektriske anlegg og elektrisk utstyr. I den anledning har DSB ansvar for å føre tilsyn med elsikkerheten i det elektromedisinske utstyret på større sykehus og helseinstitusjoner. DSB følger også opp institusjoner som er pålagt å ha nødstrømsaggregater som sikrer opprettholdelse av kritisk drift. DSB har gjennom Kommuneundersøkelsen 2012 kartlagt i hvilken grad det finnes nødstrømsaggregater for syv definerte virksomheter: sykehjem, hovedvannverksenanlegg, hovedvannverk-trykkforsterkning, kommuneadministrasjonen, omsorgsboliger, skole og barnehage. Figuren under viser i hvilken grad det finnes nødstrømsaggregater (fast og/eller tilrettelagt for mobilt aggregat) for følgende kommunale virksomheter. Tallene er i prosent.

Figur 9.1: Nødstrømsanlegg for kommunale virksomheter

Kilde: Kommuneundersøkelsen 2012 (DSB, 2012)

9.2.2 Overordnet potensiale i Stor-Oslo

I henhold til Hafslunds drifts og beredskapssentral (2012) har blant annet sykehus, departementene, store databedrifter, flyplasser, Telenor, banker, NRK og vannverk store aggregater som strømreserver dersom strømmen går. Hafslund og Statnett har også nødaggregater. I henhold til nevnte kilde utgjør denne reservekapasiteten samlet sett omtrent 50 MW i Hafslunds område i Oslo og Akershus.

9.3 Kostnadsnivå

Vi har ikke estimert kostnader for å gjøre nødstrømsaggregater tilgjengelig for nettselskapene i topplastperioder i Norge. Basert på kostnadene fra et dansk pilotprosjekt om aktivering av eksisterende nødaggregater, angir Ea Energianalyse & Risø/DTU (2009) følgende kostnader for aktivering av nødaggregater.

Tabell 9.1: Kostnader for aktivering av nødaggregater i Danmark

	Investering i (kr/MW)	Fast D & V (kr/MW/år)	Var. D & V (kr/MW/år)
Aktivering av nødaggregater	300 000	100 000	

Kilde: Ea Energianalyse & Risø/DTU (2009)

Det danske pilotprosjektet gikk over tre år, med en tilgjengelig betaling på ca. 200 000 kr/år, og det er antatt at omtrent halvparten av dette gikk til investering i styring o.l. mens den resterende halvparten gikk til driftsomkostninger. Energinet.dk må betale for denne tilgjengeligheten, og i 2011 lå den årlige kostnaden på mellom 40 000 og 60 000 DKK for et aggregat på 1 MW.

Kostnader til oppsett av en park av dieselaggregat er grovt estimert av Reservekraft (2012). En aggregatpark på 10 aggregater a 2,2 MW er estimert til en kostnad på 40-50 millioner kroner. Med dagens dieselpriiser, vil dieselkostnadene ved full drift av 22 MW ende på 32.000 kroner per time. I tillegg kommer normale driftskostnader.

10 ENERGILAGRING

Teknologier for energilagring kan fungere som et alternativ til nettutbygging dersom de har tilstrekkelig stor lagringskapasitet og energien kan raskt lastes ut på nettet. De mest aktuelle teknologiene er pumpekraft, komprimert luft og enkelte batterier. Andre teknologier kan bli aktuelt på lang sikt, men er per i dag for umodne. En ulempe med all form for energilagring, er at kostnadene og energitapene er høye. For pumpekraft og storskala energilagring med komprimert luft, er man avhengig av fysiske lokasjoner som er egnet. Vi kjenner ikke til noen aktuelle prosjekter for pumpekraft i områdene rundt Oslo. De mest aktuelle batteriene med tanke på skala, er ikke teknologier som er tilstrekkelig moden til å tas i bruk.

10.1 Mulige teknologier og kostnadsnivå

Det finnes ulike teknologier for energilagring relatert til kraftnettet som dekker ulike formål og behov. Helt grunnleggende kan energi lagres termisk (akkumulatortanker med varmt vann), kjemisk (batterier), mekanisk (komprimert luft) og som potensiell energi (vannmagasiner).

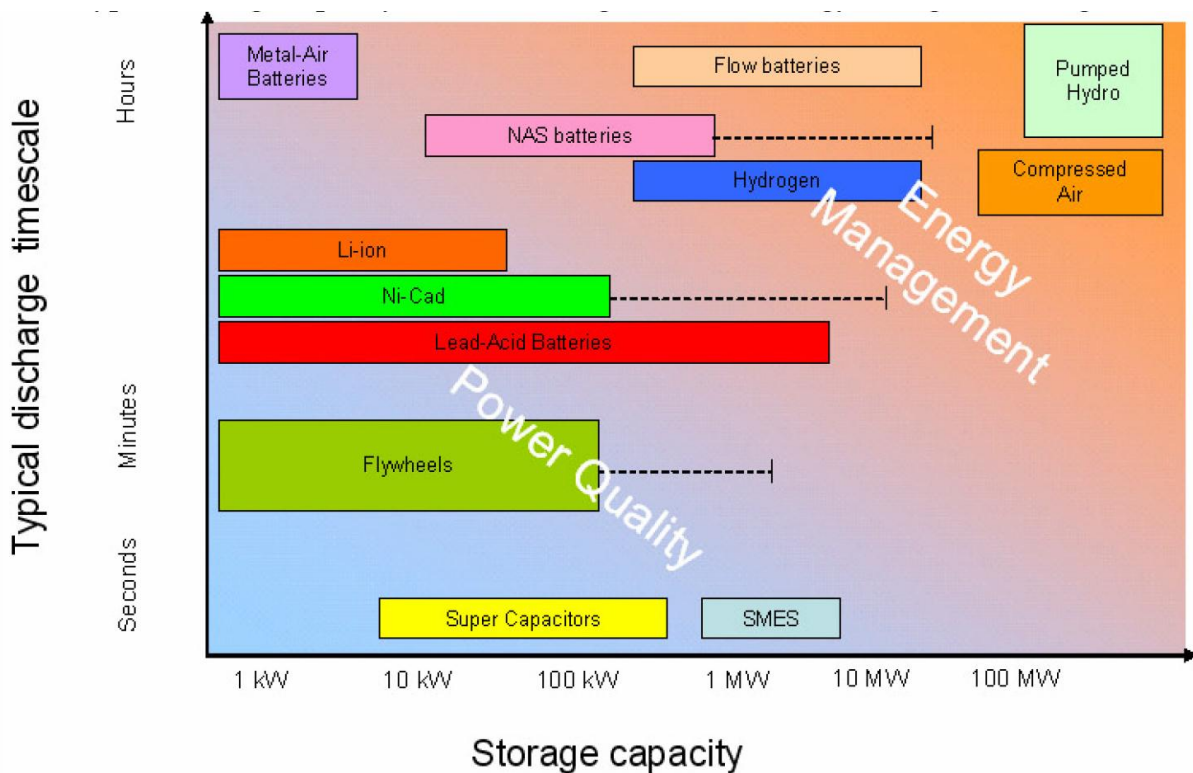
Nøkkelegenskaper ved lagringsteknologier er (NOU 2012:09, EU (2011)):

- Energikapasitet (kWh) – hvor mye energi som kan lagres
- Effektkapasitet (MW) – hvor mye effekt som kan mates ut av lageret
- Responstid – hvor raskt energi og effekt kan hentes ut
- Varighet – over hvor lang tid kan energien hentes ut
- Lagringsevne – hva er energitapet over tid

Et hovedskille går mellom teknologier som skal bidra til å flate ut forbruket hos sluttbruker (f.eks ved bruk av batterier i elbiler), og teknologier som bidrar i produksjon eller distribusjon. På energisiden skal lagring bidra til utjevning av uregulerbar produksjon som vindkraft og sol. Det vil si at energien skal lagres når det blåser eller er sol, og tas ut i de timene uten vind eller tilgjengelig sol. For å kunne jevne ut energiproduksjonen kreves det energilager med evne til å levere stor effekt (1-500 MW) over flere timer. For energilager som skal redusere forstyrrelser i nettet, er det behov for å ta ut mindre effekt med en rask responstid.

Dersom energilagring skal være et alternativ til forsterkninger i elnettet, må det være mulig å lagre store mengder energi og å ta ut denne energien ved høy effekt over flere timer. Som vist i Figur 10.1, er det kun pumpekraft og CAES (Compressed Air Energy Storage) som kan levere over 100 MW i flere timer. Alternativt til store, sentrale energilagre vil være mange energilagre distribuert hos sluttbruker, f.eks ved at batterier fra elbiler blir en del av et marked som gjør det interessant å levere kraft tilbake på nettet ved effektknapphet. Som bruk til å levere kraft på elnettet, vil batterier være mest aktuelt for å regulere frekvens- og spenningsnivået i nettet fordi lagringskapasiteten er begrenset og de kun kan levere i underkant av en time.

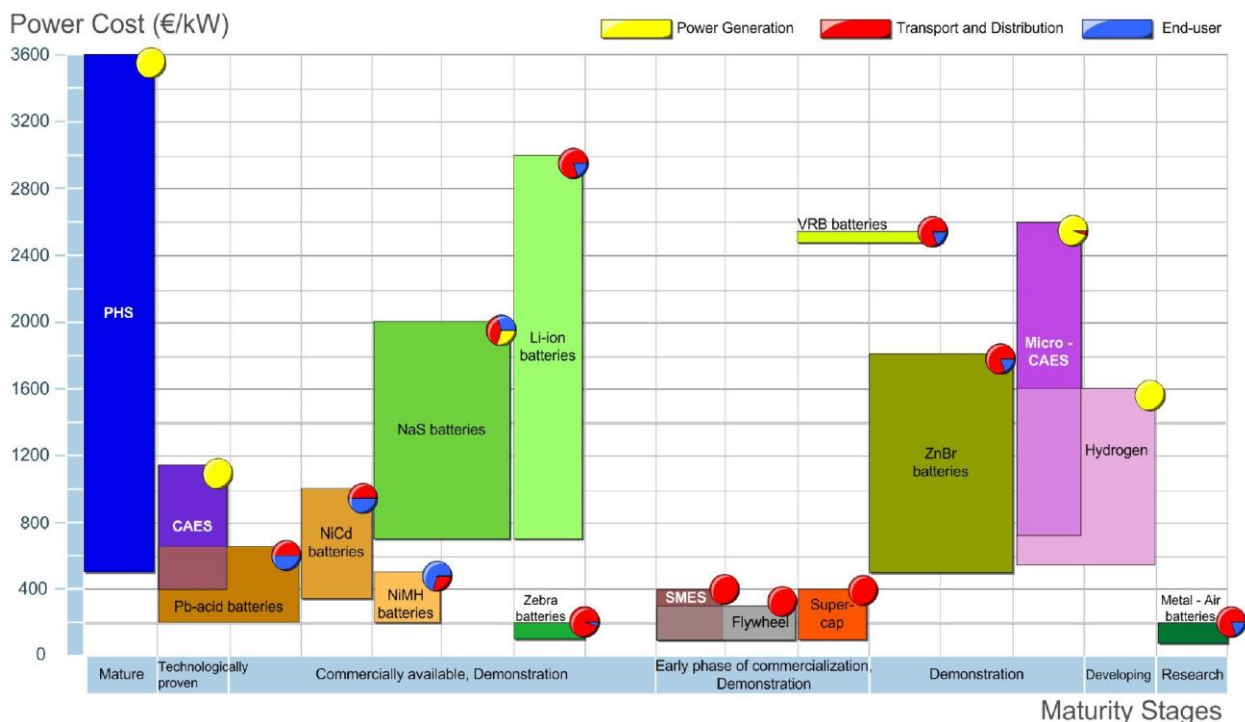
Figur 10.1: Lagringskapasitet versus “discharge times” for ulike typer av energilagring som kan levere til elnettet



Kilde: Europaparlamentet (2007)

Figur 10.2 viser kostnader og modenhet for ulike typer av energilagring. Av storskala lagringsteknologier (produksjon) er det kun pumpekraft (PHS-Pumped Hydro Storage) som er modne/ utprøvde teknologier. CAES ligger i den nedre enden av kostnadsskalaen, mens kostnadene til pumpekraft varierer svært mye avhengig av blant annet lokal topografi.

Også batterier til f.eks elbiler er kommersielt tilgjengelig, men kostnadsnivået er en utfordring.

Figur 10.2: Kostnader og modenhet for ulike typer av energilagring

Kilde: EU (2011)

Beskrivelsene av teknologier (bortsett fra pumpekraft) for energilagring er basert på EUs "Update of the Technology Map for the SET-Plan" (2011) der ikke annet er oppgitt.

10.2 Pumpekraft

Pumpekraftverk er vannkraftverk som kan fungere som kort- og langtidsbalansekraft. Pumpekraftverkene består som regel av to vannmagasiner på forskjellig høyde, og ved å pumpe opp vann fra det nederste til det øverste magasinet, kan kraftverkene brukes til å lagre energi i perioder med kraftoverskudd. Energien hentes ut igjen ved å la vannet renne gjennom turbinen i det laveste vannmagasinet. Slike kraftverk eksisterer sammen med både konvensjonelle vannkraftverk og kunstige magasiner. I Norge har hovedformålet med pumpekraftverk vært sesonglagring av energi fra sommer til vinter, mens pumpekraftverk i resten av verden i hovedsak benyttes til døgnregulering i forbindelse med annen uregulerbar kraftproduksjon, som for eksempel vind- og solkraft. Vannet pumpes da for eksempel opp om natten, mens det om dagen blir benyttet til å produsere strøm.

Pumping av vann til høyere liggende vannmagasiner er energikrevende. Totalvirkningsgraden for pumpekraft er av EU (2011) oppgitt til 75 – 85 prosent. En økt utbygging av pumpekraftverk kan ha miljøkonsekvenser for de områdene som blir berørt, og det vil være nødvendig med lokal støtte før flere utbygninger blir realisert.

10.2.1 Kjente prosjekter

Det er ikke etablert noen pumpekraftprosjekter i Stor-Oslo området i dag, og i henhold til NVEs konsesjonsdatabase foreligger det heller ingen planer om utbygging av slike anlegg fremover.

Det er ikke hittil foretatt en analyse på hvor det vil være mest attraktivt å lokalisere et pumpekraftverk i Norge. Med utgangspunkt i antagelsen om at det mest sannsynlig vil være enklest å etablere et pumpekraftverk i et allerede regulert vassdrag, har imidlertid NVE vurdert hvilke vassdrag som vil være mest aktuelle for pumpekraftproduksjon. Til sammen er det da 20 lokasjoner det kan være aktuelt å etablere pumpekraft, hvorav ingen er lokalisert i noen av fylkene vi ser på i denne rapporten.

CEDREN (2011) har i rapporten *Økt balansekraft i norske vannkraftverk* kartlagt ny effektkapasitet fra eksisterende vannkraftmagasiner i Sør-Norge, gitt dagens bestemmelser om høyeste og laveste regulerte vannstand. Hovedscenarioet inkluderer 12 nye kraftverk, hvorav 5 er pumpekraftverk (5200 MW) og 7 er effektverk (6000 MW). Effektverk er kraftverk uten pumpe-turbiner. Samlet kan disse kraftverkene bidra med en økning i samlet balansekapasitet på 11 200 MW. I denne studien er det kun ett effektkraftverk som er lokalisert i regionen vi ser på her, Tyn effektekraftverk, som studien antar har et økt effektpotensial tilsvarende 700 MW.

10.2.2 Kostnadsnivåer

Utbygging av pumpekraft krever store investeringer, og lønnsomheten av utbyggingen vil avhenge av at vannkraften får tilstrekkelig markedstilgang gjennom utenlandsforbindelser og/eller systemtjenester. Norge er kun i mindre grad eksponert mot de tyske prissvingningene, siden overføringskapasiteten til kontinentet og Storbritannia er begrenset og Statnett trenger lengre tid enn planlagt for å bygge nye kabler. Pumpekraftverk får ikke elsertifikater da den samlede energiproduksjonen går ned som følge av at kreves mer energi for å pumpe vannet opp enn vannet kan produsere når det slippes ned igjen. Elsertifikater gis kun for økt energiproduksjon.

NVE har fått utarbeidet en vurdering om muligheter og kostnader ved ombygging av noen av Norges eksisterende vannkraftverk til pumpekraftverk. NVE har med utgangspunkt i denne studien sett på lønnsomheten ved slik effektproduksjon. Dersom en antar en langsiktig kraftpris på 40 øre/kWh, at kraftverket blir kjørt i enten pumpe- eller produksjonsmodus i omtrent 75 prosent av tiden og at virkningsgraden på en syklus er 80 prosent, avkastningskrav tilsvarende 6,5 prosent og 20 års løpetid vil de fleste av kraftverkene trenge mer enn 20 øre/kWh i prisforskjell mellom kraften de kjøper for å pumpe og kraften de selger til toppplastpris. Det norske kraftsystemet er ikke i nærheten av slike prisdifferanser i dag (NVE & Vattenfall Power Consultant, 2011).

10.3 CAES – Komprimert luft som energilager

Komprimert luft kan fungere som et energilager der luft under høyt trykk lagres i reservoarer i form av underjordiske huler (store systemer) eller trykktanker (mindre systemer). Den mekaniske energien frigjøres ved at luften varmes i et forbrenningskammer drevet av gass før den slippes ut gjennom en turbin som produserer elektrisitet.

Totalvirkningsgraden varierer mellom 40 og 100 prosent, avhengig av hvor godt varmen fra komprimeringen av luften kan utnyttes. Dersom den komprimerte luften lagres over tid og energien ikke hentes ut ofte, vil virkningsgraden være i den nedre enden.

De få anleggene som finnes kjøres ofte for døgnregulering. Det eldste anlegget sto ferdig i 1978 i Huntorf i Tyskland. Trykkluftreservoaret er en underjordisk hule som ligger 650–800 meter under jorda. Dette anlegget har en kapasitet på 320 MW og leverer normalt energi ca 3 timer per dag. Kapitalkostnaden for Huntorf-anlegget er 485 USD/ kW og 121 \$/kWh og totalvirkningsgraden 42 prosent. Det finnes også et anlegg i drift i Alabama i USA som ble startet opp i 1991. Dette anlegget har en kapasitet på 110 MW og kan levere energi inntil 10 timer, normalt skjer dette i helgene.

Flere steder i verden finnes det storskala energilagingsanlegg basert på komprimert luft i ulike stadier av planlegging, utbygging eller testing.

Komprimert luft som energilager er en forholdsvis kostbar teknologi. I følge Fornybar.no (2012) bør tiden mellom lagring og produksjon være kort for at energilagring med komprimert luft skal være lønnsomt.

Komprimert luft som energilagring er interessant fordi det er en relativt moden teknologi, har lavere kostnader, høyere lagringskapasitet, raskere responstid og lengre levetid sammenlignet med de fleste andre systemer for energilagring. En forutsetning for storskala anlegg er imidlertid

at det finnes egnede lagringsplasser for den komprimerte luften. Tilgangen på underjordiske huler som egner seg til lagring av komprimert luft er ikke vurdert for Osloområdet. Dersom energilager skal bidra til å hindre utbygging av nytt nett i Osloområdet, er det også en forutsetning av lagrene kan bygges i tilknytning til en eksisterende kraftledning med ledig kapasitet i topplasttimer.

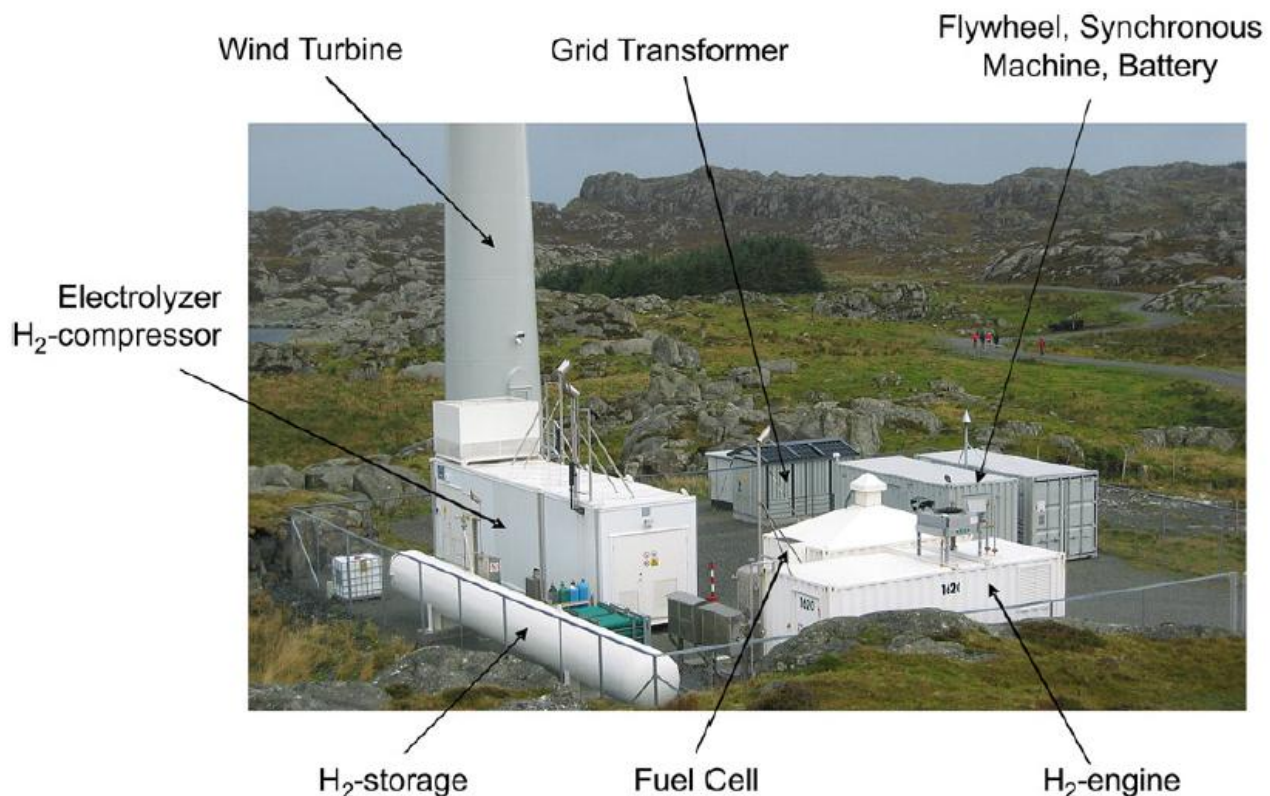
10.4 Lagring basert på hydrogen

Hydrogen kan produseres basert på elektrolyse og deretter lagres. Det lagrede hydrogenet kan produsere kraft ved hjelp av brenselceller eller forbrenningsmotorer. For storskala lagring vil det være behov for lagerkapasitet i form av underjordiske grotter, "salt domes" eller forlatte olje/gassfelt.

Det finnes flere demonstrasjonsanlegg for hydrogenlagring i kombinasjon med vindkraft i områder som er avskåret fra en større nettstruktur, typisk på øyer. Et slikt demonstrasjonsanlegg var i drift på Utsira i Norge i perioden 2004 til 2008, se bildet under. Dette prosjektet estimerer at vind-hydrogen systemer kan bli konkurransedyktige mot konvensjonelle anlegg uten nettforbindelse i løpet av 5-10 år (IPHE, 2011). Studien sier ikke noe om/når man kan forvente at slike anlegg kan bli konkurransedyktig mot nettoutbygging i områder uten særlige hindringer for utbygging av nett. Demonstrasjonsprosjekt av tilsvarende typer finnes også i UK, Shetland, Danmark, Hellas og Spania.

En stor utfordring for hydrogenlagring, er energitap i elektrolysen ved omforming til hydrogen og energitap i brenselcellen/ forbrenningsmotoren ved produksjon av kraft fra hydrogen. Samlet energieffektivitet er kun 20-50 prosent, og er dermed den lagringsteknologien med lavest totalvirkningsgrad, se Tabell 10.1. Dersom videre forskning kan øke virkningsgraden og redusere kostnaden, vil høy lagringskapasitet, høy energitetthet og hydrogenets gode lagringsegenskaper gjøre hydrogenlagring interessant i framtiden.

Figur 10.3: Demonstrasjonsprosjektet på Utsira



Kilde: IPHE (2011)

10.5 Batterier

Elektrokjemiske batterier lagrer elektrisitet ved en reversibel kjemisk reaksjon og består av en beholder, elektroder (katode og anode) og en elektrolytt. Når batteriet lades, blir elektrisiteten omdannet og lagret som kjemisk energi. Ved bruk blir hele prosessen reversert, og den kjemiske energien blir igjen omdannet til elektrisk energi.

Vi kategoriserer kjemiske batterier i tre grupper:

- Konvensjonelle; blybatterier, nikkel-kadmiumbatterier (NiCd) og metallhybridbatterier (NiMH). Disse batteriene representerer modne teknologier, men har relativt lav energitetthet. Bruken av batteriene er i el- og hybridbiler og hos sluttbrukere. Den lave energitettheten gjør dem lite egnet til energilagring i en større sammenheng, men kan bidra, også i storskala anlegg, til å opprettholde leveringskvaliteten i kraftsystemet
- Avanserte batterier som Litium-, Natriumsulfid (NaS), Natrium nikkelklorid og metall-luftbatterier har bedre ytelse enn konvensjonelle batterier. Modenheten varierer mellom de ulike teknologiene, men flere testes ut i demonstrasjonsprosjekter som støtte til fornybar produksjon eller utjevning av lasten.
- Flow-batterier der elektrolytten blir lagret i en egen beholder og derfor enkelt kan skaleres opp. Flow-batterier kan brukes i et stort antall sykluser og har lang brukstid. Lav energitetthet gjør imidlertid at batteriene blir store og tunge, og de egner seg derfor best til små- til medium skala lagring. Bruksområdene er lastutjevning, reservekapasitet, støtte til fornybar produksjon og kraftforsyning i avsidesliggende områder uten nettilknytning.

Flow og NaS batterier er de som er best egnet til bruk i kraftsystemet. Årsaken til dette, er at de kan benyttes i mellomstore systemer. Teknologien er imidlertid ikke tilstrekkelig moden til at slike batterier kan tas i bruk i stor skala.

Tabell 10.1: Tekniske og økonomiske egenskaper ved lagringsteknologier

Storage technology	PHS	CAES	Hydrogen	Flywheel	SMES	Supercap	Conventional Batteries		Advanced Batteries			Flow batteries	
							Pb-acid	NiCd	Li-ion	NaS	NaNiCl ZEBRA	VRB	ZnBr
Power rating, MW	100-5000	100-300	0.001-50	0.002-20	0.01-10	0.01-1	0.001-50	0.001-40	0.001-40	0.5-50	0.001-1	0.03-7	0.05-2
Energy rating	1-24h+	1-24h+	s-24h+	15s-15min	ms-5min	ms-1h	s-3h	s-h	min-h	s-hours	Min-h	s-10h	s-10h
Response time	s-min	5-15 min	min	s	Ms	ms						ms	ms
Energy density, Wh/kg	0.5-15	30-60	800-10000	5-130	0.5-5	0.1-15	30-50	40-60	75-250	150-240	125	75	60-80
Power density, W/kg			500+	400-1600	500-2000	0.1-10	75-300	150-300	150-315	90-230	130-160	15-30	50-150
Operating temp (°C)				-20 - +40		-40 - +85				300-350	300	0-40	
Self-discharge (%/day)	~0	~0	0.5-2	20-100	10-15	2-40	0.1-0.3	0.2-0.6	0.1-0.3	20	15	0-10	1
Round-trip efficiency	75-85	42-54	20-50	85-95	95	85-98	60-95	60-91	85-100	85-90	90	85	70-75
Lifetime (years)	50-100	25-40	5-15	20+	20	20+	3-15	15-20	5-15	10-15	10-14	5-20	5-10
Cycles	2x10 ⁴ 5x10 ⁴	5x10 ³ 2x10 ⁴	10 ³ +	10 ⁵ -10 ⁷	10 ⁴	10 ⁴ -10 ⁸	100-1000	1000-3000	10 ³ -10 ⁴ +	2000-4500	2500+	10 ⁴ +	2000+
Power cost €/kW	500-3600	400-1150	550-1600	100-300	100-400	100-400	200-650	350-1000	700-3000	700-2000	100-200	2500	500-1800
Energy cost €/kWh	60-150	10-120	1-15	1000-3500	700-7000	300-4000	50-300	200-1000	200-1800	200-900	70-150	100-1000	100-700

Note. The power price reported for hydrogen relates to gas turbine based generator. The power price for fuel cells is in range of 2 000-6 600 €/kW. Sources: Schoening and Hassenzahl, 2003; Chen et al., 2009; Beaudin et al., 2010; EERA, 2011; BNEF, 2011b; Nakhamkin, 2008.

Kilde: EU (2011)

REFERANSER

- Aftenposten. (2012, 26 03). *Selger Follum til Viken Skog*. Hentet 04 26, 2012 fra Aftenposten: <http://www.aftenposten.no/okonomi/Selger-Follum-til-Viken-Skog-6792868.html#.T5litasWKno>
- CEDREN. (2011). *Økt balansekraftkapasitet i norske vannkraftverk*. Trondheim: SINTEF Energi AS.
- COWI. (2008). *Strømforsyning, jording og EMC for IKT anlegg*. Trondheim: COWI.
- DSB. (2012). *Kommuneundersøkelsen - Status for samfunnssikkerhet og beredskapsarbeid i kommunene*. Tønsberg: Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap.
- E.ON. (2012). *Songdalen og Engerfjellet vindkraftprosjekter - Melding med forslag til utredningsprogram*. E.ON.
- Ea Energianalyse & Risø/DTU. (2009). *Indplacering af stigende mængder VE i elsystemet - Delrapport 2: Katalog over løsninger*. København: Ea Energianalyse & Risø/DTU.
- Ea Energianalyse. (2012). *Veiledning til offentlige institutioner om nødstrøm - Sådan sikrer du deg!*. København: Ea Energianalyse.
- EC. (2011). *2011 - Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)*. Luxembourg: European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport.
- EGE. (2011, 10 14). *Klemetsrud energigjenvinningsanlegg*. Hentet 04 30, 2012 fra Oslo kommune Energigjenvinningsetaten: http://www.energigjenvinningsetaten.oslo.kommune.no/energigjenvinning_av_restavfall/klemetsrudanlegget/
- Enova. (2011, 02 02). *Södra Cell Tofte satser på energi og miljø*. Hentet 04 30, 2012 fra Enova: <http://www2.enova.no/sitepageview.aspx?articleID=4154>
- Enova. (u.d.). *Solceller*. Hentet 04 17, 2012 fra Fornybar.no: <http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1670>
- Europaparlamentet. (2007). *Outlook of Energy Storage*. Brussel: European Parliament's committee on Industry, Research and Energy.
- Fornybar.no. (2012). *Komprimert luft som energilager (CAES)*. Hentet 04 30, 2012 fra Fornybar.no - En informasjonsressurs for fremtidens energisystemer: <http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1897>
- Genter, A., Cuenot, N., Goerke, X., Merlchert, B., Sanjuan, B., & Scheiber, J. (2012). *Status of the soultz geothermal project during exploitation between 2010 og 2012*. Stanford: Stanford Univeristy.
- IEA. (2010). *Energy Technology Perspectives 2010*. Paris: International Energy Agency.
- IPHE. (2011). *Utsira Wind Power and Hydrogen Plant - IPHE Renewable Hydrogen Report*. IPHE.
- McKinsey. (2012). *Solar Power: Darkest before dawn*. McKinsey & Company.
- Norconsult. (2012). *Studie dypgeotermisk energi*. Sandvika: Enova.
- Norsk Energi & NEPAS. (2009). *Utnyttelse av spillvarme fra norsk industri*. Trondheim: Enova.
- Norsk Energi. (2011). *Mulighetsstudie biokraft*. Oslo: Norsk Energi.
- Norsk Energi. (2012). Energiledelse viktig for Saugbrugs "grønne" profil. *Norsk Energi: Nr1.2012 - Årgang 89*, 10-11.

- NOU. (2012:9). *Energiutredningen - verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø*. Oslo: Olje- og energidepartementet.
- NVE & Vattenfall Power Consultant. (2011). *Pumpekraft i Noreg - Kostnader og utsikter til potensial*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE. (2009, 02 21). *Solenergi*. Hentet 04 23, 2012 fra NVE: <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Solenergi/>
- NVE. (2009, 02 21). *Solenergi*. Hentet 05 03, 2012 fra NVE: <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Solenergi/>
- NVE. (2011). *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE. (2011, 05 20). *Varedeklarasjon 2010*. Hentet 04 17, 2012 fra NVE: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Sluttbrukermarkedet/Varedeklarasjon1/Varedeklarasjon-2010/>
- SINTEF. (2011). *Småskala biomasse kraft- og varmeproduksjonAnbefalinger for Norge*. SINTEF Energy AS.
- Tekniske Nyheter. (2011, 10 29). *Sol, vind og vann vil bli vinnerne av fremtidens energiløp*. Hentet 05 10, 2012 fra Tekniske Nyheter: http://www.tekniskenyheter.no/Saker/1sol111029solenergi_ae.html
- Teknova AS . (2010). *Exergi utnyttelse av spillvarme*. Teknova AS.
- TU. (2012, 04 19). *Södra Cell Tofte får hundre millioner*. Hentet 04 30, 2012 fra Teknisk Ukeblad: <http://www.tu.no/energi/2012/04/19/sodra-cell-tofte-far-hundre-millioner>