



RAPPORT

2017/30

Alternativer til nettinvestering: Eksempler fra Oslo og Akershus

Haakon Vennemo, Christian Grorud, John Magne Skjelvik og Anne Maren Erlandsen

VISTA ANALYSE AS



FOU-prosjekt for Statnett og Enova

Dokumentdetaljer

Vista Analyse AS	Rapport nummer 2017/30
Rapporttittel	Alternativer til nettinvestering: Eksempler fra Oslo og Akershus
ISBN	978-82-8126-345-1
Forfatter	Haakon Vennemo, Christian Grorud, John Magne Skjelvik og Anne Maren Erlandsen
Dato for ferdigstilling	11.01.2018
Prosjektleder	Haakon Vennemo
Kvalitetssikrer	Ingeborg Rasmussen
Oppdragsgiver	FOU-prosjekt for Statnett og Enova
Tilgjengelighet	Offentlig
Publisert	www.vista-analyse.no
Nøkkelord	Kraft, nett, effekt, Oslo, Akershus

Forord

FoU-rapporten Alternativer til nettinvestering: Eksempler fra Oslo og Akershus er den første rapporten fra forskningsprosjektet Alternativer til nett, som Vista Analyse utfører i samarbeid med AsplanViak, på vegne av Statnett og Enova. I AsplanViak har særlig Lars Bugge og Fritjof Salvesen gitt viktige bidrag, blant annet om tiltak, og har også lest gjennom og kommentert rapporten til slutt. En referansegruppe bestående av professorene Kjetil Uhlen, Tor Anders Nygaard og Steinar Strøm har gitt verdifulle innspill underveis. Oscar Haavardsholm har bidratt betydelig til rapportens diskusjon av elbiltiltaket og med annen assistanse. Arbeidet følges av en styringsgruppe ledet av Ola Hagen Øyan og med Thomas Berg, Jan Bråten, Gunnel Fottland, Carl-Petter Haugland, Rolf Korneliussen og Øyvind Leistad som medlemmer. Vi har hatt mye kontakt med styringsgruppa og særlig med Ola Hagen Øyan, noe vi takker for. Ola Hagen Øyan har også skrevet et notat som mye av den samfunnsøkonomiske analysen hviler på.

Rapporten – og prosjektet – gjennomføres uten bindinger av noen art. Verken referansegruppe eller styringsgruppe er ansvarlig for feil og mangler i rapporten.

Denne endelige rapporten erstatter en versjon av 20. oktober og en versjon av 2. november.

Haakon Vennemo

Prosjektleder

Vista Analyse AS

Innhold

Forord	1
Sammendrag og konklusjoner	7
1. Innledning	15
2. Energi- og effektbehov i Oslo og Akershus mot 2050.....	17
2.1 Historisk utvikling	17
2.2 Prognoseforutsetninger.....	18
2.3 Resultater, energibehov	20
2.4 Resultater, effektbehov	21
2.5 Varmebehov og effektbalanse i bygningsmassen i kalde vinterperioder.....	22
2.6 Nærmere om referansebanen og våre beregninger	29
2.7 Videre arbeid	29
3. Mulighetsstudie av potensielle tiltak.....	30
3.1 Metodikk og kriterier for valg av tiltak for videre analyse	30
3.2 Lastreduksjon	31
3.3 Energiomlegging og -effektivisering	33
3.4 Lastflytting	37
3.5 Konklusjon - prioriteringer	41
3.6 Videre arbeid	43
4. Nærmere analyse av prioriterte tiltak.....	44
4.1 Reduserte luftmengder i yrkesbygg.....	44
4.2 Reserve-/nødstrømsaggregater som produksjonsreserve.....	49
4.3 Brenselsfyrte kjeler som spisslastreserve og backup.	52
4.4 Energiomlegging basert på varmepumper og omgivelsesvarme, og med selvstendig effektdekning.....	54
4.5 Lastflytting	57
4.6 Lastflytting med varmtvannsberedere	59
4.7 Lastflytting - lading av elbiler	61
4.8 Lastflytting med bygninger som varmelager og fleksibilitetsressurs	64
5. Samfunnsøkonomisk analyse.....	69
6. Virkemidler for å realisere alternativer til nettinvesteringer	77

6.1	Virkemidler skal bygge ned barrierer for eller gi insentiver til å få utløst tiltak og sikre momentan tilpasning på kort sikt	77
6.2	En rekke markeder og virkemidler finnes allerede	78
6.3	NVEs forslag til ny tariffstruktur kan gi mer prising av effekt	80
6.4	Faller avtaler om utkoblbart forbruk bort?	81
6.5	Betydelige barrierer for tilpassing av effektuttaket hos mindre kunder som i dag ikke følger sitt forbruk løpende	82
6.6	Mer om sanntids prising og -måling	83
6.7	Aggregatortjenester	83
6.8	IKT og utstyr for automatisk tilpasning	85
6.9	Avregningsperioden	85
6.10	Størrelsen på minimumsbudet	86
6.11	Virkemidler for å realisere prioriterte tiltak	86
6.12	Veien videre	92

Referanser	95
-------------------------	-----------

Tabeller:

Tabell S.1	Tiltakene som er analysert, deres potensial og kostnader	9
Tabell 2.1	Statnetts forutsetninger om energibruk til varmeformål	24
Tabell 2.2	Beregnet effektbehov til oppvarmingsformål i Oslo og Akershus	25
Tabell 2.3	Varmetapene i Oslo og Akershus' bygningsmasse ved -18 °C ute og +17 °C inne	26
Tabell 2.4	Anslåtte effektbidrag til varmebalansen i bygninger i Oslo og Akershus ved minus 18 °C	27
Tabell 2.5	Varmebalanse for bygningsmassen i Oslo og Akershus ved -18 grader C. 27	
Tabell 2.6	Innfyrt kjeleeffekt i boliger og næringsbygg i Oslo og Akershus	28
Tabell 3.1	Sentrale forutsetninger, vurderinger og resultater i mulighetsstudien	42
Tabell 4.1	Ventilasjonstap i 60 mill. m ² boligmasse ved minus 18 °C ute og pluss 17 °C inne, MW	45
Tabell 4.2	Ventilasjonstap i 32 mill. m ² yrkesbygg ved minus 18 °C ute og pluss 17 °C inne, MW	47
Tabell 4.3	Kostnadsklasser for ventilasjonstiltak	49
Tabell 4.4	Tiltak og potensial i form av husstander, varmvannsberedere	60

Tabell 4.5	Investeringskostnad og potensial, varmvannsberedere.....	61
Tabell 4.6	Ladetid og -effekt ved ulike ladekapasiteter i 2040.....	63
Tabell 5.1	Tiltakenes kostnader og potensialer i 2020	71
Tabell 5.2	Neddiskonterte kostnader av den beste pakken tiltak innen alternativer til nettinvestering.....	72

Figurer:

Figur S.1	Innfasing og bruk av alternativer til nettinvestering.....	10
Figur 2.1	Historisk elektrisitetsforbruk i Oslo og Akershus	18
Figur 2.2	Historisk effektforbruk i Oslo og Akershus	18
Figur 2.3	Framskrevet kraftbehov (energi) Oslo og Akershus (vekst i prosent fra 2015 som verdier over søylene)	21
Figur 2.4	Statnetts hovedprognose for maksimalt effektbruk Oslo og Akershus	22
Figur 2.5	Varmetap fra bygninger - prinsippsskisse	23
Figur 3.1	Kategorier av tiltak på etterspørselssida som kan benyttes for å oppnå effektreduksjon.....	31
Figur 3.2	Energikostnad over levetid i kr/kWh for varmeverk.....	35
Figur 4.1	Akkumulert import av aggregater til Norge de siste 15 år	52
Figur 4.2	Kartlagte løsmasser i Osloområdet	55
Figur 4.3	Energilagring i grunnen basert på lukket system og bruk av borebrønner i fjell med kollektorslange	56
Figur 4.4	Lastprofilen for syv kalde dager i januar 2016	58
Figur 4.5	Varmebehov og effektiv varmekapasitet	67
Figur 5.1	Effektforbruk som funksjon av tid. Maksimalt forbruk lik 100 prosent.....	69
Figur 5.2	Antatt utvikling i tiltakenes potensialer over tid i forhold til referansebanen 70	
Figur 5.3	Innfasing og bruk av alternativer til nettinvestering.....	73
Figur 5.4	Energivolum knyttet til de ulike tiltakene.....	74

Sammendrag og konklusjoner

Oslo og Akershus har gode forutsetninger for å gjennomføre tiltak som utsetter behovet for økt kapasitet i sentralnettet. Vi har undersøkt syv alternativer. Datagrunnlaget for å vurdere tiltakene er mangelfullt, og både kostnader og potensialer er derfor usikre. På tross av dette synes det rimelig å konkludere at tiltakene har lovende potensial og lave kostnader. Fremover trengs det bedre data og kalkyler for å bekrefte verdien av tiltakene vi har undersøkt. Det trengs også effektive virkemidler som kan støtte opp om tiltakene.

Strømforbruket på det kaldeste er veldig mye høyere enn ellers

I rapporten Fremtidens nett i Stor-Oslo skriver Statnett (udatert) at:

«det er den ene timen i året hvor forbruket er aller høyest som avgjør hvordan nettet må dimensjoneres. Det er en iskald vintermorgen når panelovnene står på fullt, kaffetrakteren er på, alle lamper er tent og enda en i familien skal dusje at hovedstrømnettet i Oslo opplever maksimal belastning.» (Statnett, udatert: 21).

Hvis man sorterer timeforbruket gjennom året fra det høyeste til det laveste, ser man at forbruket har en spiker de aller kaldeste timene. Statnetts varighetskurver for effektforbruk i Oslo og Akershus viser at ti prosent av nettkapasiteten er i bruk mindre enn en halv prosent av tiden. Mange ser det urasjonelle i å bygge ut nettkapasitet for å dekke korte perioder i året, mens det i resten av tiden er mer enn nok kapasitet i nettet.

Alternativer til nett kan kutte forbrukstoppen

I dette forskningsprosjektet undersøker vi hvilke alternativer til nettinvestering som kan være aktuelle for Oslo og Akershus. Vi diskuterer tiltak som kan redusere strømforbruket når det er som kaldest. For eksempel er det ikke ønskelig å sette elbilen til lading akkurat den iskalde morgenen som er beskrevet ovenfor. Med planlegging og gode insentiver kan bilen lades natten før. Et annet tiltak gjelder panelovnene i sitatet: Dersom temperaturen innendørs ikke senkes om natten – og kanskje til og med heves – vil det avlaste nettet for en betydelig del av effektbehovet neste morgen. Dersom varmtvannsberedere tilføres elektrisk effekt når nettet har god kapasitet, vil det også hjelpe.

Strømforbruket den kaldeste dagen drives av varmetap

Vi bruker elektrisitet til mange formål, men det som skiller forbruket de aller kaldeste timene fra alle andre timer, er at det lekker ut mye mer varme fra bygningskroppene. Vi må fyre mer for å holde varmen. Denne enkle erkjennelsen er nøkkelen til å analysere mange alternativer til nettinvesteringer. Den kaldeste timen har vi først og fremst et varmebehov. Varmebehovet kan dekkes ved elektrisitet fra nettet, eller ved hjelp av andre energikilder. Mange alternativer til nett dreier seg om å redusere varmebehovet fra elektrisitet den kaldeste tiden. Samtidig bør man begrense ikke-varmerelatert forbruk og for eksempel unngå å lade elbiler den kaldeste tiden når det ikke er helt nødvendig.

Det er verdt å nevne at i regioner der nettknapphet skyldes behov for å få ut kraft fra variable kraftkilder som vind, vil alternativer til nett måtte analyseres på en annen måte og det vil være andre tiltak som er aktuelle. I Oslo og Akershus er det forbruk de kaldeste periodene som er problemet. Selv om vi bruker tall fra Oslo og Akershus, kan tiltakene være relevante for andre byer og tettbygde områder.

Vi ser på syv tiltak

Mange tiltak er aktuelle som alternativer til nett. I utredningen har vi siktet mulige tiltak basert på en såkalt mulighetsstudie, men vårt arbeid er et første skritt i det som helt sikkert blir en lengre prosess. Enkelte av tiltakene vi ikke ser på her, kan vise seg å være meget verdifulle. Alt i alt ser vi på syv tiltak som kan utgjøre alternativer til nettinvestering. Også her må våre beregninger ses som et første skritt. Det vil trenge utredninger som kan bekrefte verdien av tiltakene som er undersøkt og virkemidler som støtter opp om dem.

Ventilasjon i yrkesbygg handler om at man de kaldeste dagene og timene midlertidig reduserer luftmengden som sirkulerer i byggene. Vi vurderer at kostnaden ved dette tiltaket vil variere mellom bygg, og har satt opp to kostnadsklasser. Når tiltaket gjennomføres i en kortere periode vurderes marginalkostnaden å være negativ fordi tiltaket sparer strøm uten å redusere luftkvalitet merkbart.

Styrt oppvarming av varmtvannsberedere er aktuelt i mange typer bygg, og vil innebære at elektrisitetsforbruk flyttes fra dag til natt. Varmelagringsevnen i beredere gjør dette mulig uten at det krever endrede forbruksvaner. Marginalkostnaden vurderes å være svakt negativ fordi strømmen er billigere om natten og tiden for varmelagring kan bli kortere. Fremtidens beredere kan med enkle midler utformes og utstyres slik at de egner seg bedre til styrt oppvarming enn typiske beredere i dag.

Forbruksfleksibilitet i husholdninger dreier seg i hovedsak om å flytte lademønsteret for elbiler så færre lader samtidig om morgenen eller ettermiddagen – i hvert fall ikke den kaldeste dagen. Forbrukere som risikerer at bilen ikke er fulladet når de trenger den dersom de lader om natten, vil fortsatt lade om ettermiddagen. Også her kan det være noe å spare i form av lavere strømpris om natten.

Lastflytting i yrkesbygg handler om i større grad å holde yrkesbyggene oppvarmet gjennom natten, altså det motsatte av nattsinking, slik at man slippe å varme dem opp når kontortiden begynner. Tiltaket har positiv marginalkostnad fordi energitapet vil øke

Bruk av brenselstyrte reservekjeler handler om å beholde reservekjeler i Oslo og Akershus når forbud mot bruk av mineralolje til oppvarming trer i kraft. Noen kan allerede være konvertert til pellets eller bioolje, andre må bygges om, som gir en investeringskostnad. Marginalkostnaden skyldes at spesielt bioolje er dyrere enn strøm.

Bruk av nød- og reserveaggregater knytter seg til at en lang rekke institusjoner og virksomheter i Oslo og Akershus har aggregater til bruk ved strømbrydd.

Tabell S.1 Tiltakene som er analysert, deres potensial og kostnader

Beskrivelse	Ressurser per 2020 (MW)	Kategori	Inv.kost. (kr/MW)	Andre virkninger (kr/MW/år)	Marginal-kost. (kr/MWh)
Reduserte luftmengder i yrkesbygg (kat. 1 & 2)	260	Effektivisering	400 000	-16 000	-400
Reduserte luftmengder i yrkesbygg (kat. 3 & 4)	260	Effektivisering	1 800 000	-16 000	-400
Styrt oppvarming av (større) varmtvannsberedere	35	Flytting	280 000	0	-20
Forbruksfleksibilitet i husholdninger	50	Flytting	2 000 000	0	-20
Lastflytting i yrkesbygg	400	Flytting	0	0	40
Bruke brenselstyrte reservekjeler (fjernvarme)	250	Omlegging	0	0	600
Bruke brenselstyrte reservekjeler	600	Omlegging	25 000	0	850
Bruke nød- og reserveaggregater	400	Produksjon	185 000	0	3 100

Kilde: Statnett på bakgrunn av analysen i kapittel 4. Beregningen av marginalkostnad forutsetter nåværende prisforskjell på kraft natt/dag.

Tabell S.1 angir våre anslag for potensial og kostnader i år 2020. Flere av tiltakene er antatt å ha økende potensial fram mot 2050, og/eller lavere kostnader. Det gjelder blant annet tiltaket Forbruksfleksibilitet i husholdninger, der elbilene ligger.

Tiltak i kategorien flytting er begrenset av døgnforbruket: Den typiske lastprofilen er preget av et "dagforbruk" i 15 av døgnetts timer og et nattforbruk i de resterende 9. Forskjellen mellom dag- og nattforbruk er 16-17 prosent på de kaldeste dagene, som reflekterer at vi i slike perioder bruker mye strøm om natten også. Vi antar at makslastene vil reduseres med mellom fem og åtte prosent ved effektiv last-flytting.

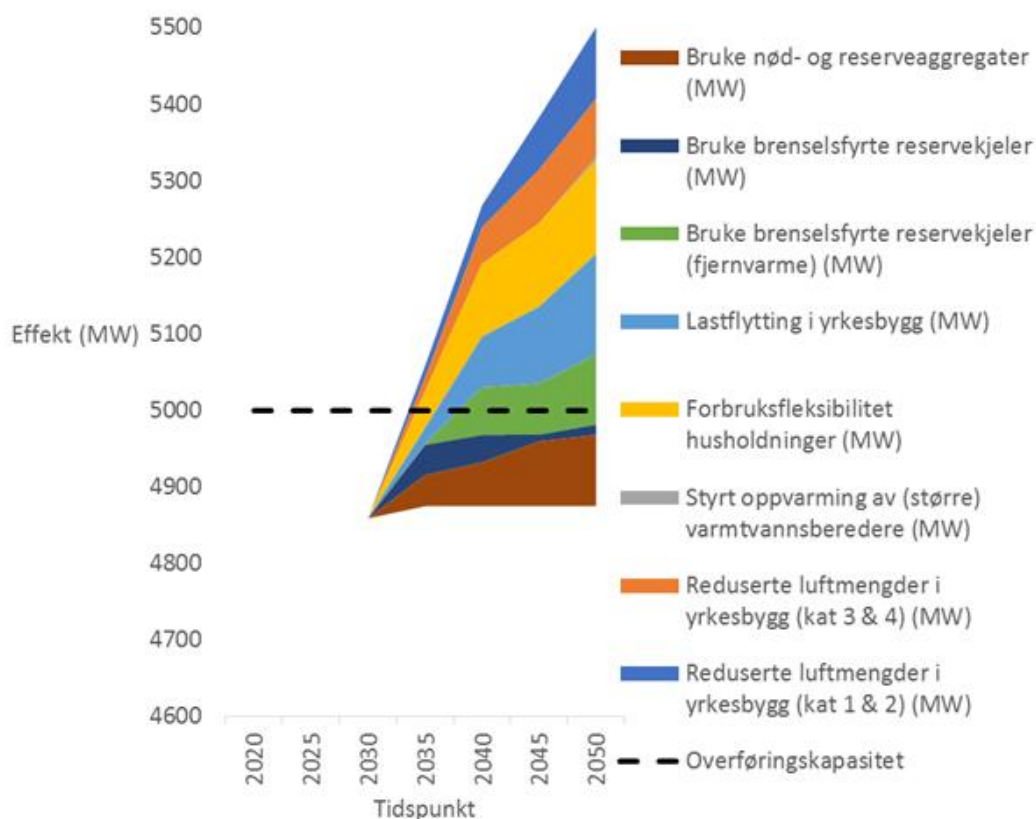
Usikkerheten om potensialet skyldes grunnleggende sett at det ikke finnes god statistikk som formålsfordeler varme- og elektrisitetsforbruket den kaldeste tiden, og at det samlede effektbehovet til oppvarming av bygningsmassen er lite kjent. Vi har i dette prosjektet måttet lage vår egen varmebalanse (termisk effektbalanse) for Oslo og Akershus ut fra de dataene som finnes. Av denne kan vi slutte at oljens effektbidrag per i dag, er svært usikker og kan være undervurdert. I tillegg må vi fremskrive beholdningen av den underliggende energiteknologien, som må antas å øke i tilfellet elbil, og som kanskje vil fases ut i tilfellet reservekjeler.

I videre arbeid er det nødvendig å kvalitetssikre våre forutsetninger. Herunder må det skaffes til veie betydelig større kunnskap om bygningenes varmetap og tilhørende effektdekning på kalde dager.

En strategi for alternativer til nettinvestering tar i bruk alle tiltakene

I samsvar med Statnett (2015) og tilsvarende dokumenter har vi lagt til grunn at nettkapasitet inn til Oslo og Akershus er ca 5000 MW. Ifølge Statnetts nyeste forbruksprognose vil regionen etterspørre i underkant av 5000 MW den kaldeste tiden (maksimalt effektforbruk) i 2030, og 5500 MW i 2050. Vi spør i utredningen hvordan samfunnet bør ta i bruk de ulike alternativene til nettinvestering for om mulig unngå nettinvestering inntil 2050. Siden det er faste og variable kostnader forbundet med mange av tiltakene, er det ikke åpenbart om en skal satse smalt på noen få tiltak eller bredt på flere. I praksis viser det seg rasjonelt å ta i bruk alle tiltakene, jf Figur S.1.

Figur S.1 Innfasing og bruk av alternativer til nettinvestering



Kilde: Statnett/Vista Analyse

Figuren viser at nød- og reserveaggregater, lastflytting i yrkesbygg og forbrukerfleksibilitet i husholdningene (elbillading) er de største målt i effekt mot slutten av perioden. Brenselfyrte reservekjeler er viktig tidlig i perioden, men fases ut etter hvert som de blir utslitt. Tiltakene må settes inn før forbruket når 5000 MW på grunn av begrensninger når det gjelder hvor mye vi kan flytte mellom dag og natt, begrensninger i brukstiden til tiltakene, osv.

For å beregne den rasjonelle sammensetningen av tiltak har vi benyttet en optimeringsmodell for alternativer til nett som er under utvikling i Statnett. Modellen tar utgangspunkt i et krav, her 5000 MW, som forbruket må holde seg under ved hjelp av alternativer til nett. Basert på tiltakenes potensial, investeringskostnad og marginale

driftskostnad regner modellen ut den kostnadsminimerende sammensetningen av tiltak og innfasingen av tiltak. Modellen tar også hensyn til fysiske og teknologiske begrensninger og utviklingen i tiltakenes potensial og kostnader.

Samlet kostnad for tiltakene er anslått til 220 millioner kroner i nåverdi. Dette er ikke et eksakt tall, men et tidlig anslag basert på nåværende kunnskap. Likevel er tallet informativt. Hva kan dette tallet sammenliknes med? Det naturlige er å sammenlikne med kostnaden ved å investere for å øke nettkapasiteten i Oslo og Akershus (i sentralnett og underliggende nett), for så å beregne gevinsten av å utsette disse investeringene med anslagsvis 20 år. Vi har ikke hatt anledning til å gjøre denne øvelsen, men den bør gjennomføres. For øvrig kan alternativer til nett gi tjenester også på andre måter. Flere utkoblingsmuligheter kan for eksempel øke forsyningssikkerheten i feilsituasjoner.

Dette leder til spørsmålet om hvordan vi kan realisere alternativer til nett. Hvilke virkemidler finnes?

Fleksible priser, automatiser utstyr og aggregatortjenester er nøkler for å få gjennomført alternativer til nett

Vår gjennomgang av nødvendige virkemidler for å få realisert de aktuelle tiltakene viser at en vil komme et stykke på vei ved hjelp av prismekanismer og automatisert utstyr for desentralisert lastflytting og lastreduksjon. Effekten på forbruket vil være å dempe den trendmessige veksten, og flate ut forbruksprofilen slik at den blir jevnere gjennom døgnet. Per i dag er det vanskelig å si hvor langt man kan komme ved hjelp av priser og automatisering, og det vil blant annet avhenge av styrken i prissignalene. Enovas virkemidler kan ses som en del av prissignalene.

I tillegg til priser og automatisering er det etter vår vurdering nødvendig med en fjernstyring av forbruket i følgende tilfeller:

- For å gi sikkerhet for nødvendig forbruksreduksjon (og tilpasset innfasing) i *akutte* situasjoner, gjerne assosiert med den aller kaldeste dagen
- For å redusere forbrukernes transaksjonskostnader i alle situasjoner.

Slik vi bruker begrepet her, er en aggregator en aktør som etter avtale og mot kompensasjon fjernstyrer forbruket eller deler av forbruket til små forbrukere deler av tida. Spesielt ligger det i avtalen at aggregatoren har myndighet til å koble ut forbruk i knapphetssituasjoner (og koble på senere). Aggregatoren kan enten tilby det utkoblbare forbruket i reservemarkedene, eller rett og slett koble det ut når den flytende sluttbrukerprisen er høy. Aggregatoren kan være en aktør som springer ut av nettselskap, eller kraftprodusent, eller en tredjepart.

Aggregatortjenester for å redusere forbrukernes transaksjonskostnader vil vokse frem i seg selv i ulike deler av markedet (sluttbruker/day ahead og regulerkraft) dersom det er til tilstrekkelig fordel for alle parter. Denne fordelene er økende i prisdifferansen mellom knappe og ikke-knappe effektsituasjoner, og den er økende i teknologitilgjengelighet. Aggregatortjenester for å sikre forbruksreduksjon i akutte situasjoner kan imidlertid kreve aktiv tilrettelegging fra det offentlige side.

Med en aggregatortjeneste er det ikke nødvendig at forbrukerne står overfor variable effektpriser i markedet. Forbrukeren kan få den priskontrakten han vil via aggregatoren, inkludert en kompensasjon for å stille deler av sitt forbruk (knyttet til funksjoner som romoppvarming, elbillading) tilgjengelig etter nærmere kriterier. Forbrukere som ikke

inngår kontrakt om styring av forbruket, stilles overfor variable effektpriser eller en annen kontrakt, slik det er i markedet for kraftleveranser i dag.

Gitt en kapasitet på 5000 MW tilsier prognosene at det først er fra slutten av 2020-tallet og utover at effektknappheten i nettet i Oslo og Akershus blir prekær. Knappheten vil sannsynligvis først komme til syne på kalde vinterdager, og opptre gradvis hyppigere etter hvert som effekterspørselen vokser. Dette betyr at det ennå er noe tid før tiltakene for alvor skal implementeres. Det tar imidlertid tid å få på plass avtaler og annet rammeverk mellom de ulike aktørene om implementeringen, og det er derfor nødvendig å komme i gang raskt med forberedelsene bl.a. for å kunne avgjøre om en kan basere seg på de alternative tiltakene, eller om nettutbygging vil være nødvendig. For den nærmeste tiden foreligger det følgende utfordringer til aktørene:

- Energimyndighetene:
 - Få vedtatt ny tariff-forskrift, slik at nettselskapenes rammer for effekttariffer og avtaler om utkobling av forbruk blir klare. Dette er viktig bl.a. for om Hafslund Nett kan opprettholde sine avtaler om utkobling.
 - Få en avklaring på hvem som kan påta seg en aggregatorrolle (f.eks. om nettselskapene kan gjøre det), og hvilke krav som vil bli stilt til den som skal inneha rollen.
 - Hva kan gjøres for å sikre at reservekapasiteten i eksisterende oljekjeler ikke faller bort fram mot 2020?
- Statnett:
 - Få i gang innledende samtaler med Hafslund Nett (og evt. andre regionale nettselskaper) om deres rolle i å gjennomføre alternative tiltak til nettutbygging
 - Sørge for avklaring av Statnetts rolle og ansvar, herunder ansvaret for bruk av nødvendige virkemidler for å få realisert tiltak som er alternative til nettutbygging. Er det f.eks. behov for endrede fullmakter til å påvirke de regionale nettselskapene?
 - Avklare aktuelle sektormyndigheters (Arbeidstilsynet, Dibk, DSB osv.) syn på de foreslåtte tiltakene
 - Vurdere tiltakene nærmere mht. kostnadseffektivitet, mulighet for gjennomføring osv.
- Enova:
 - Avklare på en konkret og sikker måte kostnader og potensialer ved tiltakene nevnt her, og på dette grunnlag utforme målrettede og gjerne tidsbegrensede støtteordninger.

Retningslinjer for aggregatorfunksjonen må også etter hvert på plass. Dersom Hafslund Nett skal stå for dette selv i Oslo og Akershus eller gjennom et datterselskap og vi tenker på akutsituasjonen der en behøver garanti for kontroll på forbruket, kan man ta utgangspunkt i de avtalene man har inngått om utkobling av forbruk, og videreutvikle dette med avtaler på nye områder. Dersom kraftleverandørene eller en uavhengig, privat aktør skal stå for aggregatorfunksjonen, må man sørge for å få på plass avtaler med ett eller flere selskaper om styring av forbruk i perioder med akutt knapphet på nettkapasitet. Slike avtaler vil være basis for aggregatorens avtaler med enkeltforbrukerne.

Lastprofilen for Oslo og Akershus per i dag viser altså at etterspørselen har en spiker de aller kaldeste dagene/periodene. Dersom aggregatorfunksjonen bare trer i kraft i perioder med den høyeste knappheten i nettet vil den i utgangspunktet være lite interessant for private aktører: For å øke interessen må nettselskapene regne med å betale for oppbygging av en portefølje med avtaler mellom aggregatoren og forbrukerne som vil bli sjelden benyttet. Dette kan imidlertid være rimeligere enn ytterligere nettutbygging. Utenom spikeren den aller kaldeste tiden vil det også være forskjell på

døgnprisene. Hvis prisforskjellene over døgnet blir store nok vil det åpne seg interessante muligheter for private aktører for å drive en form for arbitrasjevirkosomhet gjennom å flytte forbruk fra perioder med høye priser til perioder der prisene er lave, for slik å redusere transaksjonskostnader. Det er etter vår vurdering sannsynlig at ulike selskaper etter hvert vil etablere slik virksomhet på egen hånd. Det kan da være relativt rimelig for nettselskapene å kunne inngå avtaler med allerede etablerte aggregatorer om utkobling/flytting av forbruk i perioder med særskilt høy knapphet i nettet.

1. Innledning

FoU-rapporten *Alternativer til nettinvestering i Oslo og Akershus* er en del av forskningsprosjektet *Alternativer til nett*, som Vista Analyse og AsplanViak utfører for Statnett og Enova. Formålet med *Alternativer til nett* er å bidra til samfunnsøkonomisk effektiv utvikling av kraft- og energisystemet ved å bringe fram:

- Kunnskap om alternative løsninger til nettutbygging og metoder for å analysere, utvikle og dokumentere disse
- Metoder og verktøy for å vurdere alternativer og strategier for realisering av løsninger

Delmål for prosjektet er å gi en god generell forståelse av aktuelle teknologier, en god oversikt over tiltak som kan være aktuelle, og god forståelse av hvilke virkemidler som kan realisere de aktuelle tiltakene.

For å illustrere utfordringer og muligheter ved alternativer til nett, har vi i samråd med oppdragsgiverne vurdert Oslo og Akershus spesielt. I Oslo og Akershus er problemstillingen at forbruket er ujevnt fordelt over dagen, uken og året. Det maksimale forbruket en kald vinterdag av den typen som inntreffer hvert tiende år eller så, ligger langt over det gjennomsnittlige forbruket. For å sikre strømforsyningen, bygges det vanligvis nett for å kunne ta unna forbruket den aller kaldeste dagen selv om en ledning skulle falle ut (N-1 sikkerhet). Spørsmålet er om det finnes alternativer til nettinvestering som kan avlaste nettet den kaldeste dagen gjennom å flate ut, og gjerne senke forbruket.

For å avklare behovet for investeringer i alternativer til nett (eller i nett) diskuterer vi i kapittel 2 utviklingen i etterspørselen etter kraft, spesielt i topptimen, som kalles topplast. Denne toppetterspørselen kalles også effektetterspørsel, og forbruket kalles effektforbruket. Det etterfølgende kapittel 3 er vår mulighetsstudie eller mulighetskapittel, som drøfter ulike måter å møte behovet på. Kapittelet konkluderer med syv tiltak vi ser nærmere på i den videre analysen. Kapittel 4 gjennomfører den nærmere analysen av de syv tiltakene og vurderer deres potensial og kostnader. I kapittel 5 setter vi tiltakene sammen ved hjelp en modell for kostnadseffektivitet. Vi diskuterer hvilke tiltak som bør komme først, sist og hvordan tiltakene kan pakkes sammen for å oppnå en kostnadseffektiv totalløsning. I kapittel 6 diskuterer vi virkemidler for å realisere alternativer til nettinvesteringer.

Dette er et forskningsprosjekt, og hvert kapittel og til dels delkapittel avsluttes med et avsnitt om behov for videre arbeid.

2. Energi- og effektbehov i Oslo og Akershus mot 2050

I dette kapittelet beskriver vi energi- og effektbehovet i Oslo og Akershus mot 2050 slik det fortøner seg i referansebanen, dvs. før alternativer til nett er implementert. Det gjør vi dels for å forstå hvilket gap som må dekkas ved alternativer til nett eller ved nettinvestering, og dels for å forstå hvilket potensial som kan ligge i ulike tiltaksalternativer.

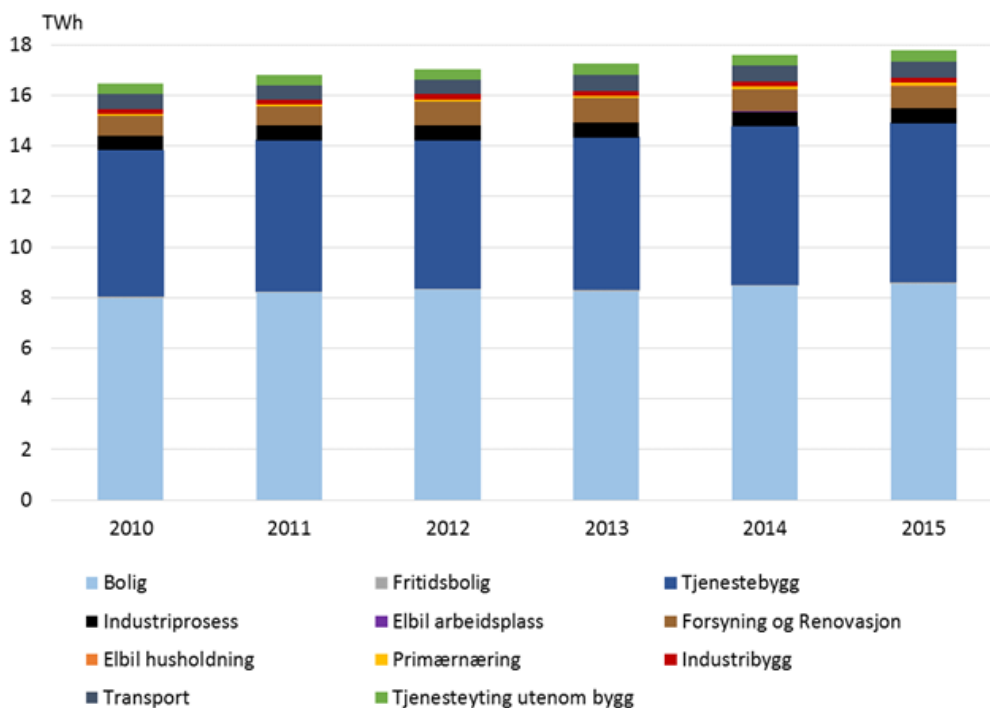
Referansebanen forutsetter en videreføring av dagens politikk og praksis, og har likevel innebygget forutsetninger som berører alternativer til nett. For eksempel ligger det i referansebanen forutsetninger om elbilparken og samtidig elbillading. Når en skal studere effekten av tiltak som reduserer samtidigheten i elbillading, må en ta utgangspunkt i hvor stor grad av samtidighet som er forutsatt i referansebanen. Det er differansen mellom samtidigheten i tiltaket og samtidigheten i referansebanen som gir tiltakets potensial. Derfor går vi i kapitlet i nødvendig grad inn i forutsetningene i referansebanen.

Referansebanen er utarbeidet av Statnett i samarbeid med Optimeering (se Statnett 2017b). Statnett har benyttet prognoseverktøyet LeoParD, som Optimeering og Statnett har utviklet sammen. Dette modellverktøyet gjør det mulig å systematisk framskrive kraftforbruket basert på antakelser om de underliggende forbruksdriverne. Det gjelder både endringer i samlet årlig kraftforbruk og hvordan kraftforbruket fordeles som timelaster gjennom et normalår.

2.1 Historisk utvikling

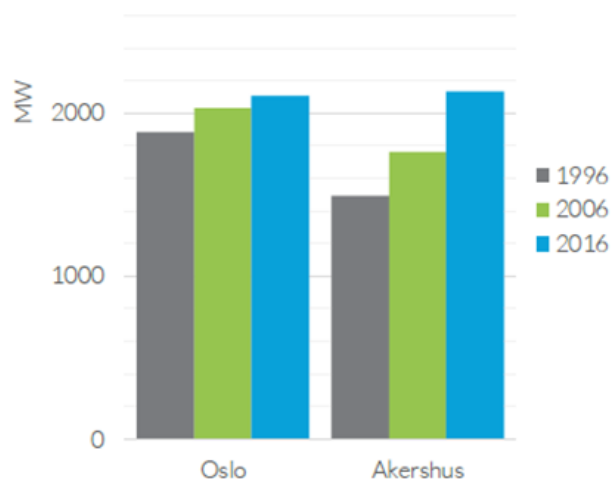
Som bakgrunn for å forstå utviklingen fremover, kan det være naturlig å starte med den historiske utviklingen. Kraft- og effektbruk har vokst i både Oslo og Akershus, hovedsakelig på grunn av befolkningsveksten (Figur 2.1, Figur 2.2). I perioden 2010-2015 økte kraftforbruket med åtte prosent, og effektforbruket har også økt, spesielt i Akershus.

Figur 2.1 Historisk elektrisitetsforbruk i Oslo og Akershus



Kilde: Statnett (2017b), s. 4, Figur 2.

Figur 2.2 Historisk effektforbruk i Oslo og Akershus



Kilde: Statnett (2017b), s. 5, Figur 4.

2.2 Prognoseforutsetninger

Statnett har i samarbeid med Optimeering utarbeidet energi- og effektprognoser for Oslo og Akershus frem til 2040, og i tillegg drøftet utviklingstrekk videre frem mot 2070. Nedenfor følger en kortfattet gjennomgang av forutsetninger og resultater, med vekt på forhold som har betydning for alternativer til nettinvesteringer.

En underliggende antakelse for forbruksframskrivningene er at sluttbrukerprisen for kraft vil ligge omtrent på dagens nivå. Prisen på andre energibærere er ikke eksplisitt angitt. Forutsatt dette prisnivået antas kraftforbruket i husholdningene å være lite prissensitivt.

Det er lagt til grunn at oljefyring fases helt ut fra og med 2020. Tilleggslaster som følger av dette er beregnet med utgangspunkt i årlig oljeforbruk og en gjennomsnittlig brukstid på 2000 timer for oljekjeler de siste årene. Dersom en del av oljekjelene benyttes til spisslastformål vil brukstiden kunne være betydelig mindre – og kjelenes effektbidrag tilsvarende høyere.

2.2.1 Husholdningene

For beregning av energi- og effektbehov i husholdningene er det etablert kvantitative forutsetninger mht.:

- Byggkvalitet og boligmasse
 - Byggeforskrifter (TEK)
 - Nybyggings-, rivings- og rehabiliteringstakt
 - Husholdningens størrelse og boareal
 - Avvik mellom beregnet og faktisk energibruk
- Oppvarmingskilde
 - Fjernvarme, vedfyring, oljefyring og tilhørende endringer i elandel
 - Utbredelse og effektfaktor på varmepumper
 - Varmepumpeeffekten
- Klimaendringer
- Privattransport – elbiler
- Adferdsendringer
 - Komforttemperatur
 - AMS og laststyring

Vi omtaler kort forutsetninger knyttet til klimaendringer, privattransport og adferdsendringer. Det er ikke en del av vårt prosjekt å diskutere eller sette spørsmålstegn ved referansebanen, men det er nyttig å kjenne forutsetningene bak den. Klimaframskrivningene i NOU (2010) er lagt til grunn for Statnett sine prognoser. Det er også vist i Statnetts beregninger hvordan energi- og effektbehovet vil utvikle seg dersom de klimamessige forutsetningene *ikke* endrer seg.

Det forutsettes en betydelig vekst i elbil-parken:

- Antall privatbiler per person holdes konstant på dagens nivå
- Elbilandelen av den samlede personbilparken øker fra dagens 4,5 prosent til 70 prosent i 2040.
- Mesteparten av andelsveksten finner sted etter 2025.
- Elbilenes gjennomsnittlige kjørelengde øker fra dagens 7 000 km/per år til 14 000 km/per år i 2040.
- Elbilenes spesifikke forbruk holdes konstant på 0,225 kWh/km
- Andel av ladebehovet som dekkes med kraft fra boligen øker fra dagens 70 prosent til 83 prosent fra og med 2030.

AMS, endringer i forbruksadferd og fleksibilitet er drøftet som eget tema, og konklusjonen er i korte trekk at:

- Husholdningskunder er lite prissensitive.
- Det meste av nytt framtidig kraftforbruk innenfor boligene vil være knyttet til elektriske installasjoner, som er mindre fleksibelt enn oppvarming.
- AMS, økende elbilpark m.m. vil likevel utløse tilpasninger, f.eks. gjennom laststyring, som i liten grad påvirker forbrukerens komfort.

Statnett legger ikke til grunn noen vesentlig teknologisk endring som påvirker døgnprofilframskrivningene utover innføringen av AMS og laststyring av kraftforbruket til vannoppvarming og elbillading. Det forutsettes at 0 prosent av vannoppvarming og elbilforbruket vil være laststyrt i 2030, og 20 prosent i 2040.

2.2.2 Næringene

Driverne for næringenes kraftforbruk er i stor grad de samme som for husholdningene, nemlig oppvarmingsbehovet til bygg og elektrifisering av transportsektoren. Forskjellen består i de industrispesifikke behovene, som i mindre grad er knyttet til bygningsvolumer/– kvaliteter, og som ikke er like utetemperatur-sensitive.

Statnett sin rapport redegjør for hvordan byggkvalitet/bygningsmasse, oppvarmingskilder og transportkilder er behandlet kvantitativt, og hvordan klimaendringer virker inn på dette.

2.2.3 Distribuert produksjon

Kraftproduksjon innenfor Oslo og Akershus er ikke drøftet i full bredde, men solkraft er behandlet som eksempel. Statnett konkluderer med at økonomi vil begrense utbredelsen av solkraft i hele perioden som analyseres, men at det likevel vil bli en vekst i installert kapasitet.

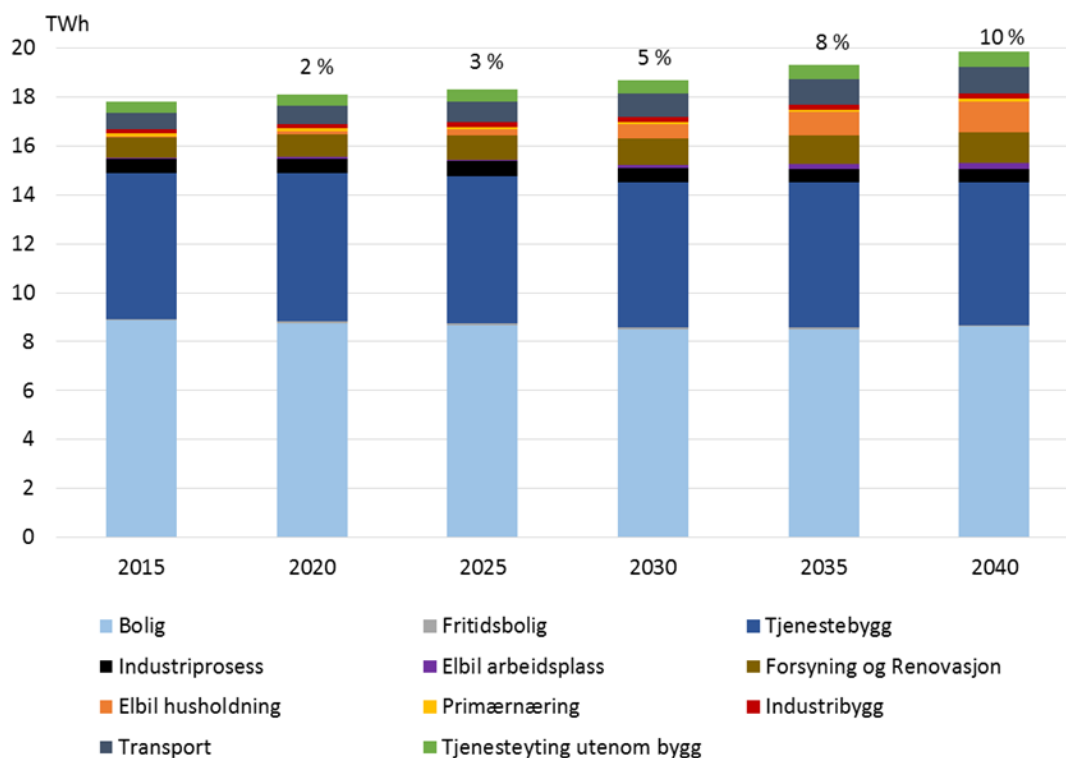
2.2.4 Befolkningsutvikling

Det forutsettes en befolkningsutvikling i henhold til SSBs hovedalternativ for Oslo og Akershus. Det innebærer at befolkningen vokser med om lag 30 prosent fra 2016 til 2040. Historisk har befolkningen vokst noe mer enn dette, og særlig fra Finanskrisen i 2008 til 2016.

2.3 Resultater, energibehov

Energiprognosen er fordelt dels på næringer, dels på formål, slik det fremgår av Figur 2.3.

Figur 2.3 Framskrevet kraftbehov (energi) Oslo og Akershus (vekst i prosent fra 2015 som verdier over søylene)



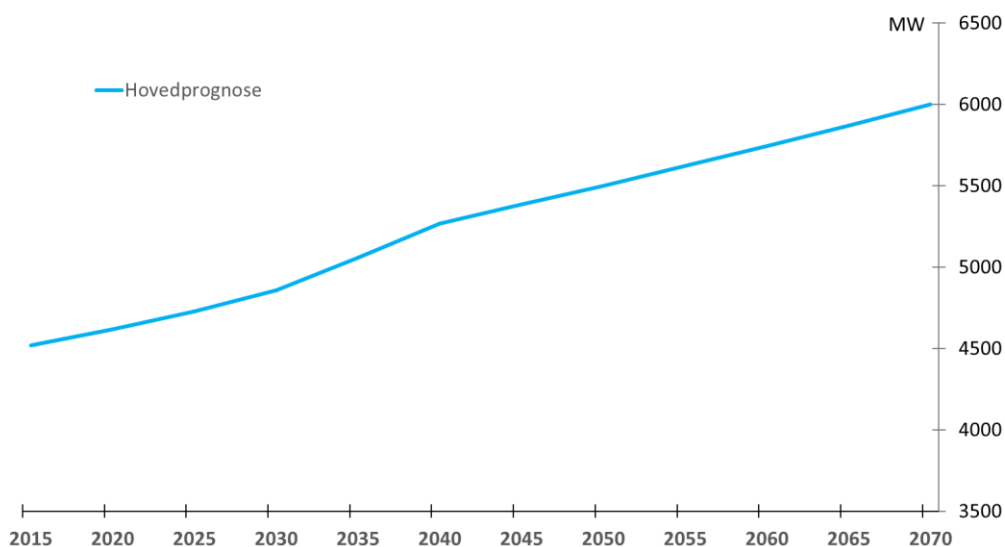
Kilde: Statnett basert på data i Statnett (2017b).

Stigningen i kraftbehovet er mindre enn den forventede befolkningsveksten, noe som medfører at kraftforbruket målt i energi per person er ventet å gå ned fra 16 000 KWh til 12 000 KWh innen 2040.

2.4 Resultater, effektbehov

Statnett sin framskrivning av maksimalt effektbehov i Oslo og Akershus er gjengitt i Figur 2.4. Den viser en vekst på 750 MW til 2040 og over 1500 til 2070. Veksten til 2040 er i underkant av 20 prosent, med andre ord langt høyere enn kraftforbruksveksten målt i energi.

Figur 2.4 Statnetts hovedprognose for maksimalt effektbruk Oslo og Akershus



Kilde: Statnett (2017b), s. 10, Figur 6.

2.5 Varmebehov og effektbalanse i bygningsmassen i kalde vinterperioder.

I Statnett sine prognoser er årsforbruket i Oslo og Akershus fordelt per time ut fra hvordan det historiske forbruket har vært over døgnet de siste 5 årene. Det maksimale effektbehovet i makslasttiden er ikke formålsdelt. Energibruk til varmeformål i bygninger er basert på data fra SSB og NVE.

Vi har supplert Statnetts framskrivning med mer detaljerte tall for å få mer kunnskap om drivere bak den temperaturavhengige etterspørselen. I dette avsnittet analyseres og drøftes karakteristiske trekk ved den temperaturavhengige etterspørselen etter energi til stasjonære formål, med vekt på situasjoner nær makslast, dvs. i kalde vinterperioder. Vi har brukt data for 2014 som illustrasjon. Analysene er lagt opp på følgende måte:

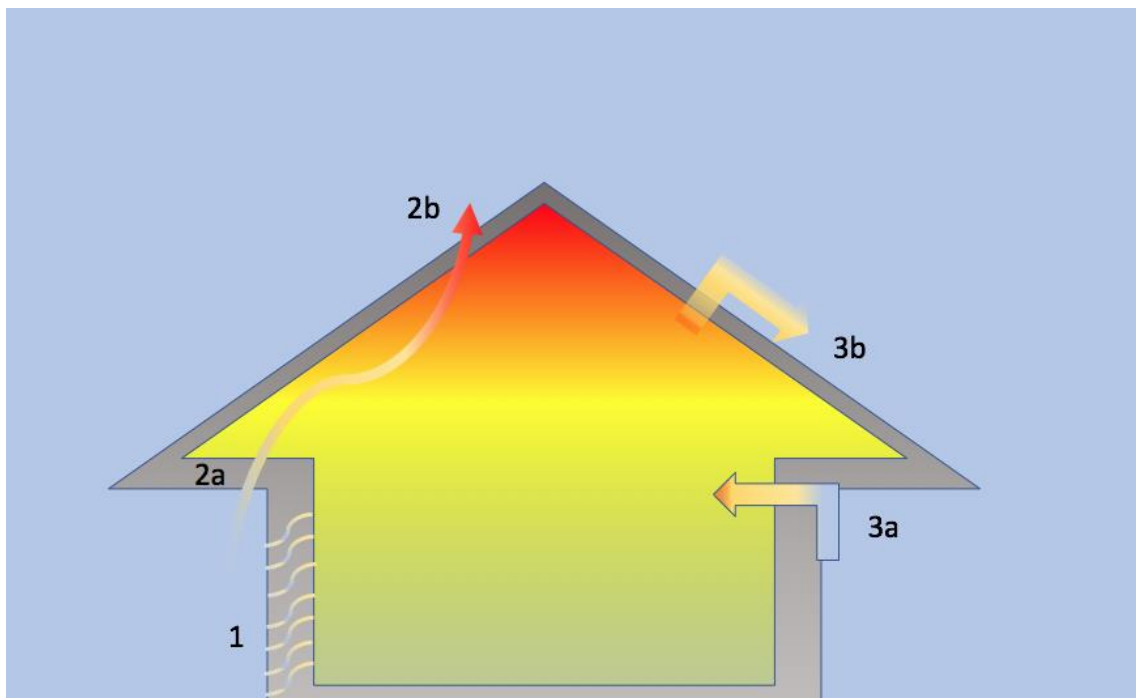
- Først beregner vi behovet for varme i makslast som funksjon av tre underliggende drivere i form av tap av varme fra bygningsmassen på kalde dager. Vi fokuserer på varme i erkjennelsen av at det er varmebehovet som driver den særlige effekttoppen som oppstår på kalde dager.
- Deretter beregner vi bidraget fra elforsyning til varme i bygninger på kalde dager.

Den temperaturavhengige etterspørselen etter effekt fra nettet ved dimensjonerende utetemperatur er i hovedsak bestemt av varmebehovet i bygningsmassen og nyttiggjort varme/effektbidrag fra andre energibærere/-kilder. Det betyr at tiltak utenom nett bør rette seg mot å redusere varmebehovet, eller øke tilførselen fra andre kilder. I neste kapittel skal vi bruke informasjonen om varmebehov og varmetilførsel som underlag for å peke ut kostnadseffektive tiltak utenom nett.

Vi understreker at beregningene er usikre.

2.5.1 Varmetap fra bygninger og effektbalansen

Figur 2.5 Varmetap fra bygninger - prinsippskisse



Kilde: Vista Analyse

Når den innvendige temperaturen i en bygning er høyere enn omgivelsestemperaturen, vil temperaturdifferansen være drivkraft for energitransport ("varmeoverføring"), som vi ofte kaller for varmetap. Ved stasjonære tilstander, dvs. konstant temperaturdifferanse og stabile betingelser forøvrig, vil den største andelen av disse tapene (effektene) være proporsjonale med temperaturdifferansen, og over året vil de representere en energimengde som må tilføres for å opprettholde ønsket innetemperatur ved ulike temperaturforhold utendørs. De tre viktigste tapene er:

- **Transmisjonstap.** Varmeledningstap (1) som er tilnærmet proporsjonal med temperaturdifferansen (ute vs. inne). Proporsjonalitetsfaktoren bestemmes av bygningskroppens størrelse, geometri og isolasjonsnivå etc., som i hovedsak bare kan endres ved ombygging. For de fleste praktiske formål kan vi anse transmisjonstapene som upåvirkelige på kort sikt, med mindre innetemperaturen endres. På lengre sikt kan ulike tiltak påvirke transmisjonstapene.
- **Ventilasjonstap.** Luft som trekkes inn gjennom luftinntaket (3a) varmes opp før innblåsing i rommene og/eller på sin vei gjennom bygningen. Før ventilasjonsluften blåses ut over tak (3b), blir en del av den tilførte varmen gjenvunnet der det er gjenvinnere. Energi som ikke gjenvinnes, utgjør ventilasjonstapet, og må kontinuerlig erstattes. Effekten/varmetapet er proporsjonalt med luftmengden per tidsenhet.
- **Infiltrasjonstap**¹. Varmetap som skyldes luftlekkasjer (2a, 2b) i bygningskroppen. Dette er altså "uønsket ventilasjon uten varmegjenvinning".

¹ Infiltrasjons-/eksfiltrasjonstapene kan være betydelige, særlig i eldre bygg. De holdes likevel utenfor i den videre drøftingen, ettersom det foreligger lite data om temaet og fordi tiltak vanligvis bare er aktuelle i tilknytning til omfattende ombygging eller gjennomføring av bygningsmessige enøk-tiltak.

Omfanget av utettheter, oppdrift inne i bygningen, samt temperatur- og trykkforskjeller er de viktigste drivkreftene for disse varmetapene.

I tillegg til de tre viktigste tapene finnes det andre, f.eks. vil en del av energien som benyttes til oppvarming av varmt tappevann gå tapt i form av gråvann/spillvann som ledes ut av bygningen til kommunalt avløp. Det kan oppstå en rekke andre varmetap i tilknytning til bygningsdrift og aktiviteter som foregår inne i bygninger, men de har ingen vesentlig betydning for vårt formål.

Effektbalansen

Varmetapene som er beskrevet ovenfor skal til enhver tid² dekkes i form av tilført varme. I de mildeste periodene i fyringssesongen vil varmetilskudd fra solinnstråling, belysning, maskiner/PCer og personer etc. være tilstrekkelig til å dekke en betydelig andel av varmetapene. (Om våren og sommeren kan disse varmetilskuddene gi opphav til et kjølebehov.) Betydningen av slike varmetilskudd bestemmes av bygningsutforming, isolasjonsnivå, virksomhetstype og mange andre forhold. I særlig kalde perioder med høyt effektbehov nyttiggjøres tilskuddsvarmen maksimalt, og det er også da vi kan forvente at effektbidragene fra andre energibærere enn elektrisitet er størst. For å få indikasjoner om størrelsen på de ulike effektbidragene beregner vi det samlede varmebehovet (de underliggende varmetapene) i Oslo og Akershus' bygningsmasse ved utetemperatur -18 grader C, og dette behovet balanseres så med realistiske effektbidrag. Dette gir oss flere holdepunkter for å forstå nettets og elektrisitetens betydning for effektdekningen, med og uten effektbidragene fra oljefyring.

2.5.2 Beregnet varmeeffektbehov som funksjon av brukstid og årlig energibehov

Vi beregner nå varmebehovet (behov for effekt i form av varme, men ikke til å forveksle med kraftbehov) på den kaldeste dagen. Det beregnes på to måter; først ved hjelp av Statnetts data og deretter ved hjelp av egne beregninger. Statnetts forutsetninger vedrørende spesifikt energibehov i boliger og yrkesbygg er i stor grad konsistente med både SSBs energistatistikk og NVEs rapportering av energibruk i bygningsmassen.

I Tabell 2.1 nedenfor vises spesifikk energibruk til varmeformål, hentet fra Statnett sin prognosemodell.

Tabell 2.1 Statnetts forutsetninger om energibruk til varmeformål

Energibruk til varmeformål, kWh/m ² *år	Boliger	Yrkesbygg
Elektrisitet	81	106
Annen energi (brukt til varmeformål)	30	48
Sum, energi til varmeformål	111	154

Kilde: Statnett (2017b)

Ved å kombinere disse tallene med rimelige forutsetninger om brukstider (for effekt) i ulike bygningskategorier, etableres estimater for effektbehov. Arealene som benyttes, er de samme som i Statnetts modell-beregninger:

- Boliger: 60 millioner m²

² "Til enhver tid" er ikke helt korrekt, ettersom bygningenes varmelagringsevne gir en viss fleksibilitet. Dette behandles utførlig i kap. 4.3.

- Yrkesbygg: 32 millioner m²

Ved å multiplisere de spesifikke tallene i tabell 2.1 med respektive arealtall får vi følgende årlige energibehov til varmeformål:

- Boliger: 6.660.000 MWh
- Yrkesbygg: 4.928.000 MWh

Effektbehovet kan beregnes ved å dividere årlig behov for tilført varme på brukstiden for varmeinstallasjonene. I boligsektoren kan brukstiden for effekt i en eldre enebolig være 3.000 timer og i en nyere boligblokk 2.400 timer. Innenfor yrkesbygg er brukstiden gjennomgående kortere, og kan i en barnehage være 1 700 timer og i et stort kontorbygg 1.200 timer. Teknisk tilstand, og areal- og aldersfordeling innenfor de ulike underkategoriene i Oslo og Akershus' bygningsmasse er ikke godt kjent, og ingen "autoritative" brukstider kan benyttes direkte her. I tabell 2.2 er derfor effektbehovet til oppvarmingsformål beregnet for et spenn – et *utvalg* - av rimelige brukstider for de to hovedkategoriene, boliger og yrkesbygg.

Tabell 2.2 Beregnet effektbehov til oppvarmingsformål i Oslo og Akershus

Effektbehov ved -18 °C, ulike brukstider				
Boliger				
Forutsatt normal brukstid, timer	2200	2400	2600	2800
Resulterende effekt, MW	3 027	2 775	2 562	2 370
Yrkesbygg				
Forutsatt normal brukstid, timer	1200	1400	1600	1800
Resulterende effekt, MW	4 107	3 520	3 080	2 738
SUM, MW ved – 20 grader C	7 134	6 295	5 642	5 116
SUM, MW ved – 18 grader C	6 777	5 980	5 359	4 861

Kilde: Vista Analyse

Dimensjonerende utetemperatur for normal-klimatiserte bygninger i Oslo og Akershus settes vanligvis til –20 grader C, mens innetemperaturen³ forutsettes å være +20 grader C. Brukstid (timer) er definert som årlig varmemengde (energi) dividert på dimensjonerende varmebehov (effekt). Tallene som er satt i kursiv i tabellen er dimensjonerende effekt slik den vanligvis beregnes ved de respektive brukstidene. I den nederste linjen er effektene justert slik at de samsvarer med en utetemperatur på – 18 grader C (utløsende for dimensjonerende laster i nettet).

Skjønnsmessig vurderes brukstider på ca. 2 400 og ca. 1 400 timer i henholdsvis boliger og yrkesbygg som realistiske. For at ikke effektbehovet skal overvurderes legger vi oss

³ Virkelig innetemperatur er ofte høyere enn 20 grader C. I typiske høylast-perioder (dagtid på ekstremt kalde hverdager) er det imidlertid rimelig å anta at innetemperaturen også kan være lavere enn dette i en del av bygningsmassen, særlig i boliger.

likevel nærmere 2 600 henholdsvis 1 600 timer, og tar med oss et (avrundet) punkttestimat på 5.400 MW i vurderingene nedenfor.

2.5.3 Kontrollberegning av transmisjons-, ventilasjons- og infiltrasjonstap

Beregningene ovenfor gir ingen informasjon om fordelingen av det totale effektbehovet på de tre viktige tapsområdene, og de er derfor supplert med beregninger basert på andre innfallsvinkler. Ettersom ventilasjonstapene er proporsjonale med luftmengdene (som kan reguleres) er de av særlig interesse for vår utredning, og det er derfor gjennomført separate beregninger⁴ av ventilasjons-, transmisjons- og infiltrasjonstap, basert på et spenn av forutsetninger for hver av de tre tapskategoriene. I beregningene er det lagt til grunn en utetemperatur på minus 18 grader C. Innetemperaturen er konservativt antatt å være 17 grader C.

I Tabell 2.3 nedenfor oppsummeres hovedresultatene for hele bygningsmassen i Oslo og Akershus.

Tabell 2.3 Varmetapene i Oslo og Akershus' bygningsmasse ved -18 °C ute og +17 °C inne

	Minimum, MW	Maximum, MW	Punkttestimat MW
Transmisjonstap i yrkesbygg	480 (15 W/m ²)	800 (25 W/m ²)	500
Transmisjonstap i boliger	1 500 (25 W/m ²)	2 700 (45 W/m ²)	2 000
Ventilasjonstap i yrkesbygg	896 (6 m ³ /h, 60 prosent gjenvinning)	1 493 (8 m ³ /h, 50 prosent gjenvinning)	1 150
Ventilasjonstap i boliger	560 (1 m ³ /h, 20 prosent gjenvinning)	1 120 (2 m ³ /h, 20 prosent gjenvinning)	850
Samlet infiltrasjonstap	460 (5 W/m ²)	920 (10 W/m ²)	700
SUM, alle varmetap	3 896	7 033	5 200

Kilde: Vista Analyse

Summen i tabellens høyre kolonne, 5 200 MW, kan sammenlignes med punkttestimatet på 5 400 MW fra beregningene i 2.5.2. I begge tilnærmingene er det valgt forutsetninger som kan bidra til en undervurdering av effektbehovet, og det kan ikke utelukkes at det faktiske behovet er nærmere 6 000 MW.

2.5.4 Effektbalanse, drøfting og konklusjon

Først anslår vi elektrisk effekt nyttiggjort som varme i bygninger⁵, dvs. varme fra elektriske varmeinstallasjoner og varmetilskudd fra diverse elektriske laster. Her benyttes formålsdelte laster fra Xrgia og EC Group (2012) og rimelige antagelser om andeler nyttiggjort som varme, slik det fremgår av Tabell 2.4. Summen av varme (effektbidrag) fra elektrisitet blir her 3 420 MW i en antatt makslast-situasjon, med samlet last i nettet på 4.450 MW.

⁴ Det er redegjort nærmere for beregning av ventilasjonstapene i 4.1.1 og 4.1.2.

⁵ Industribygninger er holdt utenfor.

Tabell 2.4 Anslåtte effektbidrag til varmebalansen i bygninger i Oslo og Akershus ved minus 18 °C

Formålsfordeling i makslast 2020 (Xrgia 2013)	MW	Nyttiggjort som varme i bygg, prosent	Nyttiggjort som varme i bygg, MW
Industri	550	0	0
Vifter og pumper	250	70	175
Varmtvann ⁶	350	10	35
Teknisk utstyr	300	70	210
Romoppvarming	2 250	100	2 250
Oppv. Ventilasjonsluft	400	100	400
Lys	350	100	350
Sum, elektrisitet	4 450		
Sum, elektrisitet nyttiggjort som varme i bygninger			3 420

Kilde: Xrgia og EC Group (2012) og Vista Analyse. Data representative for 2014.

Med utgangspunkt i et varmebehov på 5 400 MW ved – 18 °C setter vi opp en effektbalanse (varmebalanse), vist i Tabell 2.5.

Tabell 2.5 Varmebalanse for bygningsmassen i Oslo og Akershus ved -18 grader C.

	MW
Effektbehov (sum varmetap)	5 400
Dekning fra:	
Sum elektrisitet, nyttiggjort som varme i bygninger	3 420
Fjernvarme og nærvarme, fratrukket el-andelen ⁷	700
Personvarme ⁸	100
Varmepumper i husholdninger og yrkesbygg, fratrukket el-andelen ⁹	100
SUM	4 320
Differanse/Residual (ved, olje og gass, lavere innetemperatur osv.)	1 080

Kilde: Vista Analyse

⁶ Effekten til oppvarming er høy pga samtidig innkobling av el-kolber i mange beredere. Nyttiggjort andel er effektmessig lav fordi tilskuddsvarmen nyttiggjøres over tid, ikke momentant. Energimessig, over døgnet, vil varmeutnyttelsen være høyere, men mye går tapt som "lunkent avløpsvann".

⁷ Hafslunds effektkapasitet (ex elektrisitet) antas å være 600 MW, mens de resterende 100 MW kommer fra Akershus Energi Varme på Romerike, samt en rekke andre mindre fjernvarmeanlegg i Akershus-kommunene. Dette er usikre anslag.

⁸ Det er her lagt til grunn at ca 1 million personer oppholder seg innendørs i makstimen, hver med en avgitt/nyttiggjort varmeavgivelse på 100 W.

⁹ Det antas en samlet varmepumpe-effekt på 500 - 1000 MW i Stor-Oslo, hovedsakelig luft-luft med svært lav effektfaktor ved 18 kuldegrader. Netto-bidraget på 100 MW ved 18 kuldegrader er et usikkert anslag.

2.5.5 Residualens betydning

Vedfyring kan være et viktig effektbidrag i helger, tidlige morgentimer og om ettermiddagen og kvelden. Midt på dagen på hverdager er det av praktiske grunner lite sannsynlig at dette bidraget er en hovedforklaring på den beregnede differansen/residualen. I husholdningene kan det imidlertid tenkes at romtemperaturen faller i løpet av dagen (i arbeidstiden på hverdager), frem til beboerne er hjemme etter endt arbeidsdag.

Oljeforbruket har gått betydelig ned de siste årene, og elektrisitet, varmepumper og biobrensel har overtatt oljens rolle i stor grad. I en ukjent andel av de nye varmeinstallasjonene brukes oljekjelene som spisslastdekning. Dette effektbidraget kan være betydelig. I tabell 2.6 er det tatt utgangspunkt i SSBs fylkesfordelte utslippstall for klimagasser fra oppvarmingsformål i boliger og tjenesteytende næringer (yrkesbygg) i Oslo og Akershus, omregnet til innfyrte effekt ved ulike brukstider. Det er rimelig å anta at en del av kjelene som fremdeles er i bruk, blir benyttet til spisslastdekning. Når det også tas i betraktning at brukstiden for fullast-kjeler i yrkesbygg kan være mindre enn 1500 timer, er det ikke urimelig at gjennomsnittlig brukstid for anlegg som er i bruk kan være betydelig lavere enn dette. Som det fremgår av tabellen vil innfyrte effekt ha vært nærmere 700 MW med 1000 timers gjennomsnittlig brukstid på kjeler som var i bruk i 2015, mens tilsvarende tall er godt over 1.200 MW for 2013. Så sent som i 2009 vil effektbidraget ha vært ca 1.300 MW hvis brukstiden var 1.500 timer.

Tabell 2.6 Innfyrte kjeleeffekt i boliger og næringsbygg i Oslo og Akershus

Innfyrte kjeleeffekt ved ulike brukstider, MW	2009	2011	2013	2015
2000 timer	978	620	629	342
1500 timer	1 304	826	839	455
1000 timer	1 956	1 239	1 258	683

Kilde: Vista Analyse

Dette bør påkalle oppmerksomhet i en situasjon der en god forståelse av oljefyringens faktiske effektbidrag de siste årene er en viktig forutsetning for å etablere prognoser for etterspørselen etter effekt fra nettet i de nærmeste årene.

Begrunnelsen for å gjennomføre varmetapsberegninger i dette prosjektet er å anslå størrelsen på de tre viktigste tapspostene som driver det temperaturavhengige effektbehovet, slik at vi bedre kan målrette tiltak. Beregningene inneholder mange usikkerheter, særlig mht innetemperatur, bygningenes isolasjonsnivå og tekniske anlegg (funksjon og driftsmønster), men de gir likevel grunnlag for to viktige observasjoner:

- Fyringsoljens effektmessige betydning i makslast kan være betydelig større enn tidligere antatt, og dermed kan den være undervurdert i referansebanen.
- Det stasjonære energibehovet i Oslo og Akershus domineres av bygningenes varmetap i kalde perioder. På marginen er "all" effektetterspørsel styrt av varmebehovet i disse periodene.

2.6 Nærmere om referansebanen og våre beregninger

Statnetts prognose tar effektberegningen til 2040. På grunnlag av dette arbeidet og ny informasjon har Statnett nylig utarbeidet forbruksprognoser til 2050. Her nås kapasiteten på 5000 MW omkring år 2030, og 5600 MW i 2050. Kapasiteten i dag på cirka 4400 MW kan nås allerede kommende vinter.

Av praktiske grunner tar vi i det følgende utgangspunkt i en nettkapasitet på 5000 MW. Med 5000 MW som utgangspunkt må alternativer til nett skaffe til veie 600 MW i perioden fra 2030 til 2050. Om nettkapasiteten hadde vært lavere, ville ikke potensialet i det enkelte tiltak vært større, men den samlede mengden MW som skal skaffes til veie ved alternativer til nett, ville vært større.

Formålsfordelingen av kraftforbruket har betydning for potensialet i enkelttiltak. Vi har i 2.5 argumentert med at det meste av det ekstra effektbehovet som oppstår på kalde dager, skyldes oppvarmingsbehov i bygningsmassen. Dette representerer vår forklaring av ett aspekt ved referansebanen, som vi legger til grunn når vi vurderer tiltaket *reduserte luftmengder i yrkesbygg* senere i rapporten. Vi så i samme kapittel på varmebalansen og argumenterte med at bidraget fra blant annet oljefyring i kalde perioder, kan være høyere enn tidligere antatt. Det betyr at effektforbruket knyttet til el i referansebanen vil få et tilskudd når oljefyrforbudet inntreffer. Det har imidlertid vist seg vanskelig å få verifisert hvor stort tilskuddet er, og vi er henvist til å slå fast at effektforbruket i referansebanen av denne grunn *kan* være undervurdert. I omtalen av tiltaket *brenselsfyrte kjeler som spisslastreserve* kommer vi tilbake til denne usikkerheten – og hva den betyr for utviklingen av alternativer til nett.

Andre tiltak vi ser på i rapporten er *energiomlegging til bergvarme og liknende med selvstendig effektdekning, nødstrømsaggregater som produksjonsreserve, lastflytting av elbillading, lastflytting av romoppvarming, lastflytting med varmtvannsberedere*. Også her er det utydelig hva referansebanen har forutsatt. Det er i og for seg ikke rart at referansebanen er utydelig på disse punktene, som fort kan bli detaljer i den store sammenhengen. Men for våre tiltaksvurderinger er det viktig. Vi kommer senere tilbake til hvordan vi har beregnet potensial i forhold til referansebanen, men i kortform har vi altså gjort en grundig jobb på varmebehovet og tiltaket *reduserte luftmengder i yrkesbygg*, og brukt mer sjablonmessige metoder ellers.

2.7 Videre arbeid

Vårt arbeid med referansebanen har gjort det klart at den mangler, eller har ikke presisert mange forutsetninger som er viktige for å anslå potensialet i alternativer til nett. Det gjelder blant annet

- Formålsfordeling av effektforbruket i spisslast, herunder størrelsen på varmetap av forskjellige slag. Også andel til elbillading, varmtvannsberedere, bergvarme og liknende med el i spisslast
- Sammenhengen mellom effektforbruk og effekttilgang, og betydningen av oljekjeler og vedfyring for å dekke effektterspørselen
- Forutsetninger av betydning for elbil-tiltak (antall, ladekapasitet, samtidighet i lading mv) og andre tiltak.

I videre arbeid for å utvikle alternativer til nett er det viktig å få presisert de nødvendige forutsetningene slik at det blir klart for analytiske og andre formål hvilke endringer og tiltak en ser for seg som ledd i vanlig utvikling i referansebanen, og hvilke tiltak som krever særskilte virkemidler. Muligheter som åpner og lukker seg gjennom referansebanens forløp er også viktig å få registrert.

3. Mulighetsstudie av potensielle tiltak

I dette kapitlet vurderer vi hvilke muligheter som finnes for å begrense effekteterspørselen ved hjelp av alternativer til nettinvestering. Vi starter bredt ut og søker å systematisk gjennomgå mulige tiltak for å flytte forbruket (lastflytting), redusere forbruket under toppene (lastreduksjon), og redusere det underliggende kraft-energiforbruket (effektivisering og omlegging). Gjennomgangens formål er å identifisere tiltak som er så lovende at de fortjener nærmere analyse.

3.1 Metodikk og kriterier for valg av tiltak for videre analyse

Gjennomgangen av aktuelle tiltak for videre analyse er gjennomført i form av en såkalt mulighetsstudie.

Gjennomgangen tar utgangspunkt i resultatene fra forrige kapittel. Spesielt bygger vi på analysen i avsnitt 2.5 av de underliggende driverne for temperaturavhengig effektbehov; varmetap i bygninger.

Vi har gått bredt ut i vurderingen av mulige tiltak for å være sikre på at alle muligheter blir vurdert, men ender opp med i alt syv tiltak som tas med videre.

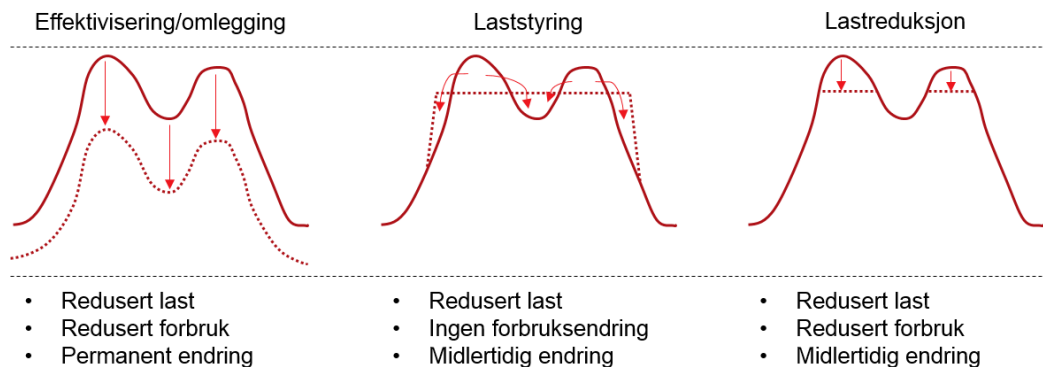
I gjennomgangen av tiltakene har vi lagt følgende kriterier til grunn ved utvelgelsen:

- Tilgjengelighet innenfor Oslo og Akershus: Tiltaket må være mulig å gjennomføre innenfor området, f.eks. fordi aktuelle ressurser er tilgjengelige når de trengs i dag og i fremtiden.
- Teknologimodenhet: Teknologien må kunne forventes å være tilstrekkelig moden til at den kan tas i bruk på det tidspunktet den er tiltenkt en rolle.
- Kostnader: Kostnadene må ikke være «for høye» eller må i det minste forventes å komme ned på et tilstrekkelig lavt nivå på det tidspunktet de aktuelle produktene antas å bli tatt i bruk.
- Potensial/brukstid: Hvor mye kan tiltaket bidra med for å redusere kortsiktige effekttopper og mer langsiktige effekttopper på kalde dager?

Gjennomgangen er på mange måter en form for nytte-kostnadsvurdering, der vi på et overordnet nivå vurderer tiltakets mulige bidrag i forhold til kostnader og ulike praktiske forhold.

Vi deler gjennomgangen inn i tiltak rettet mot henholdsvis lastreduksjon, lastflytting, energieffektivisering og -omlegging, og vi tar utgangspunkt i den velkjente figuren som brukes bl.a. av Statnett.

Figur 3.1 Kategorier av tiltak på etterspørselssida som kan benyttes for å oppnå effektreduksjon



Kilde: Statnett

3.2 Lastreduksjon

Lastreduksjon innebærer redusert effektuttak uten at dette kompenseres med lastøkning i en annen periode, jf den høyre delen av Figur 3.1. Eksempler på tiltak er:

- Reduserte luftmengder i ventilasjonsanlegg på de kaldeste dagene
- Varmeforsyning for korte effekttopper basert på bioolje mv.

Vi ser nærmere på disse.

Reduserte luftmengder i ventilasjonsanlegg på de kaldeste dagene

I forrige kapittel identifiserte vi ventilasjonstap som en viktig kilde til effektbehov i makslast. Et aktuelt tiltak å vurdere nærmere er behovsstyrt ventilasjon eller ventilasjonsanlegg med mulighet til å nedregulere luftmengdene. Dette er et tema Enova allerede arbeider med, og en del av tiltakene er lønnsomme med utgangspunkt i årlige energibesparelser. Prinsipielt er tiltaket reduserte luftmengder i ventilasjonsanlegg et eksempel på utkobling av laster med ikke-kritiske funksjoner.

De tekniske forutsetningene for slik nedregulering er kun til stede i et begrenset antall anlegg i Oslo og Akershus, men ombyggingstiltak som i seg selv er lønnsomme kan legge til rette for dette i flere av dem. Nye ventilasjonsanlegg utstyres oftere med både luftmengde-regulering og fjernstyringsfunksjoner, men verken det faktiske omfanget eller endringsratene er kjent.

Det foreligger svært få autoritative anslag for ventilasjonstapenes betydning i makslast. Det eneste vi kjenner til, er Xrgias estimat på 400 MW fra 2013 og våre beregninger fra kapittel 2 med punkttestimatet 2000 MW jf Tabell 2.3. Uansett usikkerheten i de beregninger vi har foretatt i forrige kapittel, er det rimelig å anta at ventilasjonstapene er betydelig større enn 400 MW¹⁰. Her finnes det altså et stort fleksibilitetspotensial som har fått liten oppmerksomhet tidligere, og som bør vurderes nærmere.

Oppsummert om tiltaket:

¹⁰ En delvis forklaring på at Xrgias estimat er lavt, kan være at det bygger på en forutsetning om at hele bygningsmassen har egenskaper tilsvarende TEK07-nivå. Dette medfører blant annet en betydelig overvurdering av virkningsgraden i ventilasjonsanleggenes varmegjenvinnere.

Tilgjengelighet innenfor Oslo og Akershus: Relativt god. I dag anslagsvis 32 millioner m² yrkesbygg og 60 millioner m² boliger, se forrige kapittel. I fremtiden er det sannsynlig at både yrkesbygg og boliger vil kreve mer areal.

Teknologimodenhet: Meget god. Nyere, større anlegg utstyres allerede med nødvendig utstyr, og kostnaden for nødvendig kommunikasjon er lav.

Kostnader: Belyses i neste kapittel.

Potensial/brukstid: Tiltaket vil kunne ha effekt når det trengs mest, på de kaldeste dagene/timene.

Andre forhold: Forskriftsmessige krav til luftmengder i ulike typer bygninger er ofte tilfredsstillt med stor margin, dels fordi mange anlegg ikke er driftet optimalt, dels fordi anleggene er dimensjonert for høyere belastning enn den normale/gjennomsnittlige. På kalde dager vil infiltrasjonstapene dessuten være ekstra store i mange bygninger. Dette er riktignok "utilsiktet ventilasjon", men det gir likevel større handlingsrom for å redusere luftmengdene i ventilasjonsanlegg de kaldeste dagene.

Varmeforsyning for korte effekttopper basert på bioolje mv

Mange små og store varmeanlegg er i dag basert på elektrokjel til topplastdekning. Utsiftingen av oljekjeler foregår i stort tempo, og offentlige myndigheter er pådrivere for at oljefyrte kjeler skal tas ut av drift. Ytterligere restriksjoner på bruk av fossil olje er varslet. Dersom det kun er korte brukstider som skal til for å unngå bruk av elektrokjeler til topplastdekning, er det ikke opplagt at samfunnet er tjent med at fyrkjelene forsvinner helt. I forrige kapittel viste vi at det i effektbalansen for Oslo og Akershus på kalde dager inngår en restpost som delvis skyldes bruk av fyringsolje som topplast..

Fossil-utfordringen kan møtes ved at bioolje benyttes, og kostnadene kan være beskjedne både i investering og drift. Hvis det finnes anlegg i driftsklar stand i et betydelig større omfang enn tidligere antatt, noe våre undersøkelser som refereres i neste kapittel ser ut til å vise, er denne spisslastdekningen desto mer aktuell. Det skyldes blant annet at man da kan opprettholde større kapasitet utenfor Oslos bykjerne der konsekvensene for luftkvaliteten er mindre enn den er i Oslo sentrum.

En rapport fra NVE (2015a) viser at investeringskostnadene er lave både for biooljekjeler og for større kjeler for naturgass. Med korte brukstider er investeringskostnader den mest relevante indikatoren for oss. Biogass kan forøvrig være en erstatning for naturgass, og hydrogenerte biooljer kan, teknisk sett, være et alternativ til konvensjonell bioolje i fremtiden. Både biogass og hydrogenerte oljer vil antagelig prioriteres til andre formål og tas ikke med videre. Spisslastdekning med bioolje tas med videre i vurderingen.

Oppsummert om tiltaket:

Tilgjengelighet innenfor Oslo og Akershus: På bakgrunn av analysen i forrige kapittel vil tilgjengelighet vurderes videre i neste kapittel.

Teknologimodenhet: Meget god.

Kostnader: Belyses i neste kapittel.

Potensial/brukstid: Teknisk sett avhenger potensialet av hva en har forutsatt og tatt hensyn til i referansebanen. Analysen i forrige kapittel viser at det er usikkert hvilken rolle oljefyringen har hatt de siste årene – og at oljens effektbidrag kan være betydelig større enn forutsatt i Statnetts prognoser.

Andre forhold: Utskifting av oljefyrer er en pågående prosess.

3.3 Energiomlegging og -effektivisering

Effektivisering og omlegging er tiltak som reduserer energi- og effektbelastningen på nettet på permanent basis, ved at hele lastkurven flyttes nedover som vist i venstre del av Figur 3.1.

- *Energieffektivisering;* Tiltak som reduserer *behovet*, for eksempel «tradisjonelle» enøk-tiltak som etterisolering av bygg, overgang fra glødelamper til LED-lys osv.
- *Energiomlegging;* Overgang til andre energibærere enn elektrisitet, slik som biobrensel, fossile energibærere, nær/fjernvarme osv.

Generelt har det vært stor aktivitet de senere årene innenfor *energieffektivisering*, blant annet gjennom:

- Energikravene i Teknisk forskrift til Plan- og bygningsloven, som har blitt skjerpet i betydelig grad de siste ti årene.
- Energimerkeforskriften som ble innført i 2010 for å bidra til informasjon til markedet om energitilstanden til boliger, bygninger og tekniske anlegg.
- Breeam-Nor og andre markedsdrevne miljøklassifiserings- og sertifiseringsordninger, som har fått betydelig gjennomslag blant utviklere og forvaltere av næringseiendom.

Endret effektbehov ved energieffektiviseringstiltak i bygninger

De fleste tradisjonelle enøk-tiltak i bygningsmassen virker direkte på en eller flere av de tre viktigste varmetapspostene; transmisjon, infiltrasjon og ventilasjon. I tillegg til at slike tiltak reduserer energibehovet på årsbasis, reduserer de vanligvis også effektbehovet. Denne virkningen er større desto lavere utetemperaturen er, og effektgevinsten er derfor maksimal nettopp når effektbidraget er mest verdifullt (i høylast).

NVE (2015a) presenterer kostnader for mange ulike effektiviseringstiltak, blant annet *etterisolering av vegg* i mange forskjellige bygningstyper, med lav -, medium - og høy kostnad per årlig kWh spart. Den *lave* kostnaden for et slikt tiltak i småhus er ca. 60 øre per (årlig) kWh og ca. 40 øre per kWh når tiltaket gjennomføres i et sykehjem. Da vil en verdi på 60 henholdsvis 40 øre/kWh tilsi at effektreduksjonen blir "gratis" i de to regneeksemplene. Tilsvarende regnestykker kan settes opp for et stort antall ulike effektiviseringstiltak, og hvis en tilordner effektgevinsten en (positiv) verdi vil dette øke potensialet for lønnsomme tiltak. Hittil har imidlertid effektgevinsten i de fleste sammenhenger ikke blitt tillagt stor vekt. Ettersom de fleste tiltakstypene og deres kostnader er godt kjent, særlig gjennom Enovas arbeid, finner vi det ikke riktig å prioritere analyser på dette området. Det bør imidlertid ikke være tvil om at bygningsmessig energieffektivisering har stor betydning for fremtidig effektbehov – og at disse tiltakenes "effektgevinst" er størst nettopp i makslast.

For effektiviseringstiltak som ikke påvirker de tre viktigste varmetapsfunksjonene vil potensialet for å avlaste nettet ofte være begrenset. Mer effektive lysanlegg innendørs, bedre kontormaskiner etc, vil redusere energi- og effektbehovet til disse formålene, men ettersom en betydelig andel av tilført effekt (for mange av dem, ikke alle) nyttiggjøres som varme i bygget, vil behovet for effekt fra varmeinstallasjonene bli høyere som et resultat av effektiviseringen. Enkelt sagt: Redusert varmetilskudd fra lyspærer må kompenseres med større effekt fra varmeinstallasjonene. Nettovirkningen av dette på lastsituasjonen i nettet bestemmes av hvordan varme produseres på marginen ved høye effekter, og hvilke energibærere som benyttes til dette.

Innenfor *energiomlegging* er det flere tiltak som kan avlaste nettet for effekt i høylastperioder (og andre perioder). Vi skiller mellom varmforsyning og kraftproduksjon.

Varmeforsyning med egen toppplastdekning i nær og fjernvarmeanlegg

Varmeforsyning som grunnlast i form av nær- og fjernvarmeanlegg kan være aktuelt i forbindelse med rehabiliteringer, fortettinger og etableringer av nye utbyggingsområder i Oslo og Akershus de neste ti-årene. Forutsatt at denne varmeproduksjonen har full toppplastdekning basert på andre energibærere enn elektrisitet, vil den kunne avlaste nettet i akutte høylastperioder. Dersom den bare leverer grunnlast vil den kunne bidra gjennom å kutte bunnen av effektterspørselen (dersom grunnlastforsyningen opprettholdes i kalde perioder).

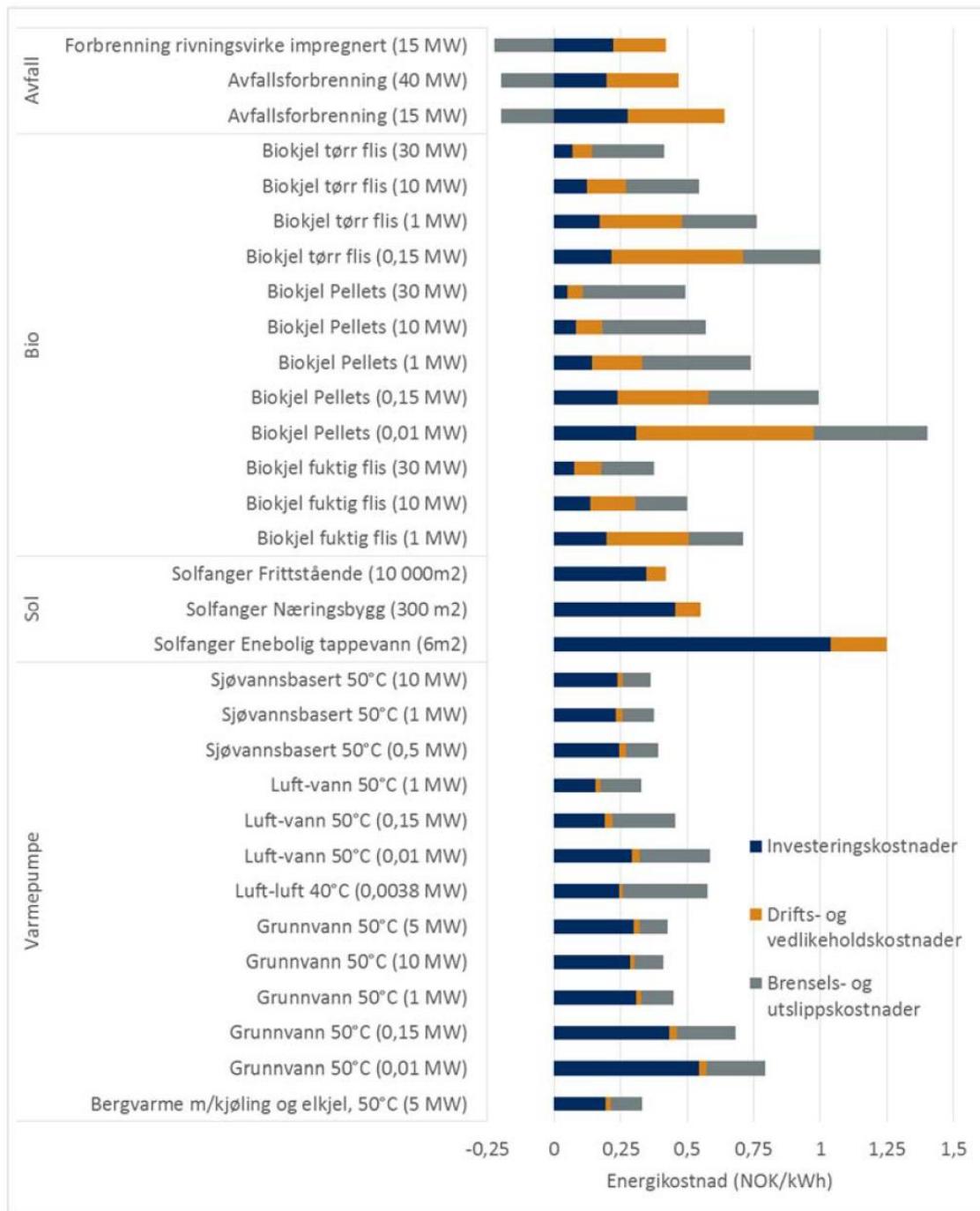
Teknisk sett kan spisslastdekning fra andre energibærere enn elektrisitet etableres og sikres på mange ulike måter, men for de fleste av dem vil det være skala-effekter som kan utnyttes bedre i store anlegg enn i enkelthusholdninger og andre små anlegg. Det ligger utenfor rammene av denne utredningen å gjennomføre en full analyse av kostnader ved ulike varme-forsyningsalternativer på lang sikt. Med utgangspunkt i vedtatte mål om fortetting og fler-sentrisk utbygging, kombinert med høy befolkningsvekst, er det imidlertid klart at handlingsrommet til å forandre og utvikle varmforsyningen blir større i fremtiden enn nå.

Innenfor de fleste konsesjonsområder (vedtatt i medhold av Energiloven) for fjernvarme er det også vedtatt tilknytningsplikt i medhold av Plan- og bygningsloven. Dette gjelder for Hafslunds fjernvarmeproduksjon i Oslo og for fjernvarmevirksomhet flere steder i Akershus-kommunene. Innenfor fjernvarmeproduksjonen er mange teknologier og varmekilder tatt i bruk, her eksemplifisert med:

- Oslofjord Varme benytter sjøvanns-varmepumper i sin varmeproduksjon på Lysaker/Fornebu. Selskapet har inngått kontrakt om å levere varme til Gardermoen Campus på Jessheim, og vil der benytte grunnvann som varmekilde.
- Fortum Oslo Varme (tidligere Hafslund Varme) benytter kloakkvann som varmekilde ved Skøyen varmesentral.
- Akershus Energi Varme benytter solenergi fra ca 11.000 kvadratmeter solfangerareal som tilskudd til sin fjernvarmeproduksjon.

Kostnaden ved de ulike teknologi-variantene og energibærerne varierer på grunnlag av lokale forhold og ressurstilgjengelighet. Det ligger som nevnt utenfor rammen av denne utredningen å dekke nyansene i kostnader for Oslo og Akershus, men i NVE (2015a) sammenstilles relevante kostnadsdata for mange ulike energitiltak. Hovedresultater for varmeproduksjon er oppsummert i figuren under (faksimile fra NVE-publikasjonen).

Figur 3.2 Energikostnad over levetid i kr/kWh for varmeverk



Kilde: NVE (2015a). Kostnad i form av levelized cost of energy (LCOE). Det er nylig publisert en oppdatering med tall for 2016, se https://www.nve.no/Media/5869/tekstforklaring_kostnadsrapport2017_publicert09102017.pdf Det er små endringer, bortsett fra at NVE nå bruker en diskonteringsrente på seks prosent, som begunstiger teknologier med høye investeringskostnader.

I henhold til denne kilden er det bergvarme, sjøvann og avfallsforbrenning som har de laveste energikostnadene. Kostnadene er angitt under forutsetning av at topplast dekkes med elektrokjel. Med mindre elektrokjelen kan erstattes eller suppleres med annen topplastdekning, vil slike anlegg ikke avlaste nettet utover det grunnlasten gir. På noe lenger sikt vil antagelig mange anlegg kunne utføres slik at de er "selvforsynte" med

topplast, evt i kombinasjon med aktive varmelagre, biooljekjeler etc. Varmepumper basert på bergvarme, sjøvann, avløpsvann og andre ressurser bør derfor vurderes nærmere med sikte på fremtidig anvendelse i stor skala i Oslo og Akershus.

For å illustrere de mulighetene som ligger i dette, vil vi i neste kapittel ta for oss *bergvarme*. Bergvarme er altså et rimelig tiltak. I tillegg gir det mulighet for energilagring som potensielt kan gi effekt-tilskudd i høylastperioder.

Oppsummert om tiltaket:

Tilgjengelighet innenfor Oslo og Akershus: Belyses i neste kapittel.

Teknologimodenhet: Teknologien har potensial, men for god virkning å kalde dager er en avhengig av at anlegget ikke bruker el i spisslast.

Kostnader: Belyses i neste kapittel.

Potensial/brukstid: Meget stort potensiale dersom en benytter teknologien i nye boligfelt og liknende bruksområder.

Andre forhold: Ingen

Dieselaggregater i Oslo og Akershus som produksjonsreserve

Det finnes i dag ingen samlet oversikt over nødstrømsaggregater og andre aggregater, men norsk importstatistikk indikerer at bestanden av slike aggregater er stor. Vi beskriver dette nærmere under. Innslaget av store aggregater, større enn 500kVA, er antallsmessig beskjedent, men den samlede kapasiteten kan likevel være stor. Disse aggregatene kan på enkelt vis startes for å betjene egne forbrukere – som da blir koblet fra nettet. Alternativt kan de produsere til nettet, forutsatt noen tilleggsinvesteringer. Nødstrømsaggregater er ikke alltid (kanskje altfor sjelden) i operasjonell stand, bla fordi de ikke blir ettersett og prøvekjørt av kvalifisert personell. Profesjonell "flåteforvaltning" av aggregater kan muligens bidra til at deres primærfunksjon ivaretas bedre enn i dag, samtidig som de får reell verdi som kapasitetsavlastning for nettet. Aggregater kan også driftes med fornybar energi, f.eks. bioolje¹¹. Aggregatene tas med i det videre analysearbeidet.

Oppsummert om tiltaket:

Tilgjengelighet innenfor Oslo og Akershus: Belyses i neste kapittel.

Teknologimodenhet: Meget god.

Kostnader: Belyses i neste kapittel.

Potensial/brukstid: Tiltaket vil kunne ha effekt når det trengs mest, på de kaldeste dagene/timene.

Andre forhold: Ingen

Lokal kraftproduksjon

Ved siden av varme som drøftet i avsnittet om varmforsyning over, kan det være aktuelt med lokal kraftproduksjon. Lokal kraftproduksjon kan være basert på vannkraft, vindkraft, kombinert kraft-/varmeproduksjon basert på biobrensel, fjernvarme, gasskraft, solceller, geotermisk kraftproduksjon, bølger og tidevann. Noen av disse teknologiene

¹¹ Det er også teknisk mulig å benytte biogass, forutsatt ombygging til otto-drift.

er umodne, lite sikre kilder og/eller svært kostbare. Hvilke som vil være mest aktuelle vil avhenge av lokale forhold. Noen av energikildene er like med de som driver varmeproduksjon. Det finnes også kombinerte kraft-varmeløsninger.

Vi tar utgangspunkt i NVE (2015a) og finner der at vannkraft, vindkraft, kjernekraft og kullkraft har de laveste energikostnadene, gitt kostnadsbildet per 2015. I rapportens fremskrivninger til 2035 har dette bildet forandret seg noe. Kjernekraft og kullkraft er tatt ut av oversikten, og (blant annet) vindkraft, solkraft og CHP Bio er blitt rimeligere. Som alternativ til nettutbygging er det tiltak med vesentlige effektbidrag i den kaldeste perioden av året som har størst relevans, og vår foreløpige vurdering av disse ressursene/teknologiene blir derfor slik når vi vurderer alternativene som grunnlastproduksjon:

Solkraft: Ressurstilgangen varierer syklisk på årsbasis, i motfase med utetemperaturen og effektbehovet. Dette tilsier at effektverdien av solinnstrålingen i *sanntid* er svært liten. Solcelleanlegg installeres imidlertid i økende grad, og tilknyttes stadig oftere nettet i regionen. Ettersom de også (i en del tilfeller) har batterilager, representerer disse anleggene en *fleksibilitet* uavhengig av solinnstrålingens årsvariasjoner. Den kan det være aktuelt å utnytte, men potensialet er beskjedent og vi tar derfor ikke dette med videre i analysen.

Vannkraft: Vannkraftpotensialet innenfor sentralnettet i Oslo og Akershus består i det vesentlige av elvekraft, og magasineringsmulighetene er begrensede. Dersom magasinene oppstrøms (fjellheimen nord og nord-vest for Mjøsa) skal slippe vann i høylastperiodene i Oslo og Akershus introduseres utfordringer mht. miljøforhold, samfunnssikkerhet, flomvern, slukeevne og en rekke andre forhold (konesjonsvilkår, manøvreringsreglement) som ikke kan behandles på en forsvarlig måte innenfor vårt prosjekt. Vi tar derfor ikke vannkraft med videre i analysen.

CHP Bio: Nettotilveksten i norsk skog er betydelig og teknologiutviklingen innenfor kombinert kraft/varme gir forventninger om kostnadsreduksjoner i årene som kommer. Det kan være naturlig å vurdere CHP/bio i kombinasjon med bergvarme og varmelagring, men vi tar ikke CHP Bio med som selvstendig tiltak videre i analysen.

Vindkraft: Kostnadene for vindkraft på land er blitt stadig lavere, og forventes å falle ytterligere framover slik NVEs fremskrivninger vurderer det. Med dette som utgangspunkt kan det synes relevant å vurdere vindkraftutbygging innenfor Oslo og Akershus. Vi har gjennomført en enkel analyse av tilgjengelige temperatur- og vinddata for Helsfyr i Oslo. Analysen viser at det er liten/ingen samvariasjon mellom vindhastighet og utetemperatur for timene med lavere utetemperatur enn -5 grader C i perioden 2012 – 2016. Samvariasjonen som antydes, indikerer at vi har minst vindkraft når utetemperaturen er lavest og effektbehovet størst. Dette tilsier at vi ikke prioriterer vindkraft videre.

3.4 Lastflytting

Lastflytting innebærer ingen reduksjon i energiforbruk, men at laststyring benyttes til å flytte eller fordele laster over tid slik at effekttoppene reduseres (se midterste del av Figur 3.1). Minst ett av to krav må innfris for at lastflytting skal være gjennomførbart:

- Forbruket er fleksibelt. Eksempel: vaskemaskin, oppvaskmaskin og tørketrommel¹²
- Lagringsmuligheter for energi. Eksempel: varmtvannsbereder, elbillading

Optimal lastflytting forutsetter at apparater, installasjoner og kurser kan styres med lave transaksjonskostnader og på basis av god informasjon. Dette vil ofte forutsette toveis-kommunikasjon, automatisering, og en avtale mellom forbrukeren og en aktør som påtar seg lastflytting. Kommunikasjonsmuligheter og verktøy som ligger til rette for dette finnes allerede, og antallet verktøy er voksende. Både lastflytting og laststyring for andre formål kan forventes å bli vesentlig mere aktuelt når Avanserte Måle- og Styringssystemer (AMS) tas i bruk fra 2019, og mange ulike laster kan dessuten styres via internetttoppkobling.

Dedikerte batterier for fleksibilitetsformål - mellomlagring av elektrisitet – er en løsning som intuitivt synes fornuftig. Med fallende batteri-priser og voksende effektkostnader i energisystemet, vil slike løsninger også bli tatt i bruk i større skala. – Trolig tas de førs i bruk i land med hyppige fluktuasjoner i produksjons-/overføringspriser og lite bruk av elektrisitet til oppvarmingsformål.

I Norge er det særlig effekttilgangen i særlig kalde – og sjeldne – perioder som representerer den største utfordringen. Ettersom en dominerende del av effektbehovet i kalde perioder skyldes at elektrisitet blir brukt til oppvarmingsformål, vil lagring av varme i mange sammenhenger være likeverdig med lagring av elektrisitet. Varmelagringskapasitet ”på nett” finnes allerede, og kan i en del sammenhenger sammenlignes direkte med batterilagring, f eks slik:

- **Varmtvannsberederen** i en alminnelig norsk husholdning vil typisk kunne lagre¹³ 5 – 10 kWh i form av varme. Dette kan utnyttes til lastflytting uten store tilleggskostnader, ved at varmekolben kobles fra i perioder hvor nettet er hardt belastet - så lenge det ikke kommer i konflikt med brukernes behov.
- **Et batteri** med like lang levetid og lagringskapasitet vil anslagsvis koste 10.000 – 15.000 kr, inkludert nødvendig kraftelektronikk. Kostnaden vil trolig falle fremover, men må falle svært mye for å være konkurransedyktig.

De mest aktuelle tiltaksområder med forbruksfleksibilitet og/eller lagringsevne antas å være:

- Laststyring/-flytting i dedikerte magasinberedere og beredere av normal utførelse.
- Tidsforskyving av romoppvarming/magasinerings av varme i tunge konstruksjoner.
- Tidsforskyving av romoppvarming/magasinerings av varme i dedikerte varmelagere, f.eks. lagring av latent varme i PCM-materialer¹⁴.
- Lading av el- og hybridbiler om natta, kombinert med styring som reduserer samtidigheten.
- Styring av husholdningsmaskiner, særlig vaskemaskiner og oppvaskmaskiner

¹² Det er ingen selvfølge at slike maskiner kan kjøres når som helst, f eks pga brannfare eller lekkasjerisiko. Det utelukker dem ikke som fleksible forbruksposter, men kan redusere handlingsrommet ved lastflytting.

¹³ I fysisk forstand lagres mer energi en dette, men den kan ikke utnyttes fullt ut uten at det går på bekostning av berederens primærfunksjon.

¹⁴ PCM: Phase Change Materials

- Storskala laststyring i næringsbygg og industri.
- Hydrogenproduksjon/lagring/elproduksjon

Sikkerhetsmessige betingelser og mange andre betingelser skal varetas, og dette vil bli en del av en konkret vurdering. Forsikringsavtaler kan for eksempel legge restriksjoner på å kjøre husholdningsmaskiner om natten.

I praksis vil de fleste lastflyttingsmulighetene være begrenset til flytting *innenfor døgnet*. Foreløpige analyser av timelaster og tiltaksmuligheter har vist at den samlede fleksibiliteten er større enn det som skal til for å fordele timelaster jevnt over døgnet. Det videre arbeid innrettes derfor med sikte på å finne at de mest lønnsomme delene av det samlede fleksibilitetspotensialet. I tillegg er det ønskelig å finne frem til tiltak som kan utnyttes for flytting av laster *mellom* døgn.

Vi ser nærmere på disse tiltakene:

Varmtvannsberedere

Varmtvannsberederne i Oslo og Akershus har blitt vurdert mht varmelagringsegenskaper og fleksibilitetsmuligheter. Foreløpige beregninger indikerer at den samlede varmelagringsevnen i varmtvannsberedere i Oslo og Akershus utgjør ca. 2.000 – 3.000 MWh i runde tall. I mange beredere er varmelageret stort i forhold til behovet, hvilket gir muligheter for lastflytting fra dag til natt. Dette er derfor et tiltaksområde som vil bli vurdert nærmere.

Oppsummert om tiltaket:

Tilgjengelighet innenfor Oslo og Akershus: Tilgjengeligheten er god, det er mange beredere.

Teknologimodenhet: Moden teknologi, men beredere må knyttes til kommunikasjons- og styringssystemer, i det minste enkle urbrytere.

Kostnader: Så lenge brukerne får varmt vann når de ønsker det, vil kostnadene begrenses til de som er nødvendige for å gjennomføre styringen.

Potensial/brukstid: Belyses i neste kapittel.

Andre forhold: Ingen

Elbillading

Elbiler benytter ofte stor ladeeffekt, og ettersom antallet forventes å vokse videre er det naturlig å inkludere elbil-lading i det videre arbeidet. Styringsmulighetene er gode allerede nå, men mange av ladepunktene som brukes, har begrenset kapasitet. I prinsippet kan batteriene benyttes for levering tilbake til nett, men utstyret til dette inngår ikke i standardleveranser. Elbiler brukes bare en brøkdel av døgnet, og ladingen representerer i prinsippet en svært fleksibel last. Elbillading tas med i den videre analysen.

Oppsummert om tiltaket:

Tilgjengelighet innenfor Oslo og Akershus: Tilgjengeligheten er god nå og mye bedre senere, det vil være mange elbiler.

Teknologimodenhet: Moden teknologi som likevel er i rivende utvikling.

Kostnader: Så lenge systemet ikke kjøres så aktivt at komforten berøres, er kostnadene små. Noe lavere levetid på batteriene, i hvert fall i visse utforminger. Tiltaket krever styringssystemer.

Potensial/brukstid: Jo flere elbiler og jo mer parallellading på høy effekt som forutsettes i referansebanen, desto større er potensialet. Referansebanens forutsetninger er gjengitt i forrige kapittel. Saksforholdet belyses videre i neste kapittel.

Andre forhold: Ingen

Tidsforskyvning av romoppvarming og magasinering av varme i bygninger

Beregninger av varmetap fra bygninger gjøres vanligvis for stasjonære tilstander (konstante temperaturer). Effektbehovet blir betydelig større om selve bygningen skal varmes opp noen grader, fra én temperatur til en annen, i løpet av noen timer. Dette skyldes at bygningsmaterialene, i likhet med andre materialer, kan oppta og avgi varme; de har varmelagringsegenskaper.

I en del bygninger senkes nattemperaturen for å spare energi. Det virker ofte etter hensikten, men betyr også at effektbehovet blir større neste morgen, ettersom effekten da skal være tilstrekkelig til å dekke både de ordinære tapene og i tillegg varme opp bygningskonstruksjonen ("varmelageret") fra nattens nivå. Dette betyr at bygningenes varmelagringsevne blir brukt *kontraproduktivt*; lagrene tømmes om natten da effektbegrensningene i nettet er minst, og fylles igjen om dagen da begrensningene i nettet er størst. Varmelagringsevnen er betydelig i mange alminnelige bygninger, og selv små andeler av bygningsmassen med nattsinking kunne bidra til vesentlige lastøkninger i morgentimene på kalde dager. Med *nattøkning* kan bygningenes egenskaper som varmelager i stedet gi fleksibilitetsgevinster.

Oppsummert om tiltaket:

Tilgjengelighet innenfor Oslo og Akershus: Varmelagringsegenskapene er ujevnt fordelt i bygningsmassen, og det er rimelig å anta at den *spesifikke* varmelagringskapasiteten (per kvadratmeter gulvflate) er størst i yrkesbygg og boligblokker med store innslag av betong i etasjeskillerne. Selv om det foreligger lite data om dette for norske forhold, tyder undersøkelser av til dels sammenlignbar bygningsmasse i Sverige på at bygningene i Oslo og Akershus har betydelig varmelagringsevne.

Teknologimodenhet: Styringsteknologiene er godt etablert, men kunnskapsgrunnet for bygninger som varmelager er noe tynt. Det er imidlertid ikke nødvendig med avansert forskning her, kun systematisk involvering av rett kompetanse til rett tid.

Kostnader: Forutsatt at temperaturvariasjonene holdes innenfor akseptable yttergrenser og ikke gjentas ofte, vil inneklimate kunne være tilfredsstillende selv om bygningers varmelagringsevne utnyttes aktivt. Denne typen styring krever svært beskjedne investeringer, og inngår allerede i mange bygningers tekniske anlegg. Et merforbruk av energi følger med bruken av bygningers varmelagringsevne, tilsvarende ca. 10 - 20 prosent av energimengden som flyttes fra dag til natt. Tiltakshavernes kostnader vil derfor i stor grad bestemmes av prisstrukturen, særlig mht forskjeller mellom dag og natt. Selv om det brukes mer energi, tyder forskning på at kostnadene går ned (f.eks. Nyholm m.fl., 2016). Forskjellene mellom dag og natt vil ventelig være størst i de kaldeste periodene.

Potensial/brukstid: Potensialet må ses i forhold til referansebanens forutsetninger. Referansebanens forutsetninger er gjengitt i forrige kapittel. Saksforholdet belyses videre i neste kapittel.

Andre forhold: Nattsenkning har vært et ønskelig mål for energiøkonomisering i mange år, og mange forbrukere har merket seg dette. Når effektforhold tilsier at temperaturen ikke skal senkes om natten, snarere økes noe, krever det omstilling og nytenkning i mange miljøer. Energiforbruket vil tross alt øke. Det kan være en utfordring å «selge inn» det nye budskapet.

3.5 Konklusjon - prioriteringer

Vi har vurdert ulike tiltaksmuligheter i forhold til kriteriene tilgjengelighet, teknologimodenhet, kostnader, potensial og eventuelle andre forhold. Vurderingen er oppsummert i Tabell 3.1.

Tabell 3.1 Sentrale forutsetninger, vurderinger og resultater i mulighetsstudien

Kriterium	Ventilasjon	Reserve- og nødstrømsaggregater	(Bio)oljefyr	Bergvarme m/egen effektdekning	Varmtvannsbereider	Elbil	Rom-oppvarming
Tilgjengelighet	God	Belyses i neste kapittel	Belyses i neste kapittel	Belyses i neste kapittel	God	God, blir bedre	God
Modenhet	Høy	Høy	Høy	Middels.	Høy	I utvikling	Høy
Kostnader	Belyses i neste kapittel	Belyses i neste kapittel	Belyses i neste kapittel	Noe høye, men på vei ned. Belyses i neste kapittel	Små ved riktig utnyttelse	Relativt små	Små ved riktig utnyttelse
Potensial	God effekt på de kaldeste dagene	God effekt på de kaldeste dagene	Belyses i neste kapittel	Stort hvis benyttes i nye boligfelt mv.	Belyses i neste kapittel	Belyses i neste kapittel	Belyses i neste kapittel
Annet	Effekter på innemiljø vurderes mot forskriftskrav.	Miljøkostnader inngår i kostnadsvurderingen	Utskifting av oljefyr pågår		Bereiderbestandens sammensetning mht volumer og effekter er foreløpig ikke godt nok kjent.		Bygningsmassens sammensetning mht effektiv varmelagringskapasitet og spisslastdekning.

Kilde: Vista Analyse

De aller fleste tiltakene har høy grad av teknologisk modenhet, god tilgjengelighet og et bra potensial. Et annet fellestrekk er at tiltakene er desentrale, de krever medvirkning fra et relativt stort antall aktører. Dette reiser utfordringer for insentiver og virkemidler. I korthet trengs det for de fleste tiltakenes vedkommende en aktør eller mekanisme som koordinerer de desentraliserte beslutningene. Det kan overlates prismekanismen i seg selv, eller det kan tale for å fjerne barrierer og legge til rette for mellom-aktører, såkalte aggregatorer. Jo mer ambisiøs en er i å gjennomføre tiltakene i et stort antall enheter, for eksempel innen husholdningene, desto mer presserende blir behovet for å «bruke prisene», og legge til rette for aggregatorer. Vi kommer tilbake til disse utfordringene i et senere kapittel.

I teksten over har vi sett på en rekke tiltak vi ikke tar med videre, først og fremst innen lokal kraftproduksjon.

Oppsummeringsvis, i de videre analysene prioriteres følgende tiltaksområder:

1. Lastreduksjon ved hjelp av reduserte luftmengder i ventilasjonsanlegg i spisslast
2. Lastreduksjon ved hjelp av nød- og reserveaggregater i spisslast
3. Lastreduksjon ved hjelp av brenselstyrte reservekjeler (olje/bioolje) i spisslast
4. Lastflytting ved styring av varmtvannsberedere
5. Lastflytting ved hjelp av bygningsmassen som varmelager og fleksibilitetsreserve
6. Lastflytting via elbil-lading
7. Energiomlegging – bergvarme og liknende med egen effektdekning

På flere av disse områdene vil det ikke være mulig å etablere et godt pris-/kostnadsgrunnlag i det foreliggende prosjektet, og i det videre arbeidet drøftes derfor også behov og mulighetsrom med sikte på etablering av et bedre beslutningsgrunnlag for videre utvikling av tiltak og virkemidler.

3.6 Videre arbeid

Det er åpenbart at det finnes en lang rekke tiltak i kategorien alternativer til nett, og mange av dem er vanskelige å vurdere fordi datagrunnlaget er svakt. Å plukke ut de beste mulighetene er derfor en usikker øvelse på det nåværende tidspunkt.

Fremover vil det være viktig å gjennomgå mulighetene på nytt. I den forbindelse er det viktig å hente inn mer primærdata om de mulige tiltakenes potensiale og kostnader. NVEs arbeid med energikostnader (levelized cost of energy) kan være et godt forbilde.

4. Nærmere analyse av prioriterte tiltak

I dette kapitlet drøfter vi potensial og kostnader for de syv tiltakene vi valgte ut i forrige kapittel. Vi prøver å gi en nyansert diskusjon og betone usikkerhet på grunnlag av den informasjonen vi har. Hvert tiltak ses for seg. Vi overlater til kapittel 5 å se tiltakene i sammenheng.

4.1 Reduserte luftmengder i yrkesbygg

Som det er redegjort for i 3.2.3 er det grunn til å anta at luftmengdene i bygningsmassen kan nedreguleres på kalde dager. Potensialet for lastreduksjon antas å være stort. Det er imidlertid ikke "urørt", og nedregulering av luftmengder ved lave utetemperaturer foregår flere steder, dels systematisk, dels på ad hoc basis. I Forsvarsbygg¹⁵ begynte en f eks allerede på nitti-tallet å benytte vifter med to-trinns hastighetsregulering for å kunne redusere luftmengdene i ventilasjonsanlegg når det ikke gikk på bekostning av kravene til luftkvalitet. Forsvarsbygg installerer nå elektronisk styrte viftemotorer i mange nye anlegg, og benytter reguleringsmulighetene dette gir til å tilpasse luftmengdene til det faktiske behovet. Dette kan være ved lave vintertemperaturer (større mengder infiltrasjonsluft, særlig i eldre bygninger) eller når andre forhold gir mulighet for det, f eks når det er mindre personbelastning enn rom/arealer/bygninger og tekniske anlegg er dimensjonert for. Før en nærmere drøfting av tiltaket gjennomgås beregningsforutsetningene nedenfor, fordelt på boliger og yrkesbygg.

4.1.1 Ventilasjonstap i boliger, 60 millioner kvadratmeter

Ventilasjonsmengder oppgis vanligvis som kubikkmeter per kvadratmeter gulvareal og time ($\text{m}^3/\text{m}^2\text{h}$). Disse verdiene varierer fra 1 til $12 \text{ m}^3/\text{m}^2\text{h}$ i kolonnene i tabellen nedenfor. Ved ellers like forhold vil ventilasjonstapene være proporsjonale med luftmengdene, og hvis all luft varmes opp til innetemperatur og slippes ut igjen uten varmegjenvinning, ville tapet naturlig nok bli svært stort. Radene i Tabell 4.1 representerer gjenvinningsnivåer fra 0 til 90 prosent.

¹⁵ Personlig kommunikasjon (Forsvarsbygg v/Gunnar Solbjørg i epost 25. september 2017)

Tabell 4.1 Ventilasjonstap i 60 mill. m² boligmasse ved minus 18 °C ute og pluss 17 °C inne , MW¹⁶

Kubikmeter per kvadratmeter og time												
Varmegjenvinning (prosent)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	700	1 400	2 100	2 800	3 500	4 200	4 900	5 600	6 300	7 000	7 700	8 400
10	630	1 260	1 890	2 520	3 150	3 780	4 410	5 040	5 670	6 300	6 930	7 560
20	560	1 120	1 680	2 240	2 800	3 360	3 920	4 480	5 040	5 600	6 160	6 720
30	490	980	1 470	1 960	2 450	2 940	3 430	3 920	4 410	4 900	5 390	5 880
40	420	840	1 260	1 680	2 100	2 520	2 940	3 360	3 780	4 200	4 620	5 040
50	350	700	1 050	1 400	1 750	2 100	2 450	2 800	3 150	3 500	3 850	4 200
60	280	560	840	1 120	1 400	1 680	1 960	2 240	2 520	2 800	3 080	3 360
70	210	420	630	840	1 050	1 260	1 470	1 680	1 890	2 100	2 310	2 520
80	140	280	420	560	700	840	980	1 120	1 260	1 400	1 540	1 680
90	70	140	210	280	350	420	490	560	630	700	770	840

Kilde: Vista Analyse

¹⁶ Det er vanlig å forutsette 20 °C - 22 °C innetemperatur effektberegninger. Her benyttes 17 °C med tanke på at det nettopp i ekstreme kuldeperioder er størst sjanse for avvik fra ønsket innetemperatur

I de fleste nye bygninger blir det i dag installert varmegjenvinnere i ventilasjonsanleggene. Slik er det også i boliger, men i den eksisterende boligmassen er det likevel en stor andel bygninger som ikke har gjenvinning i noen form. De fleste av disse har heller ikke balansert ventilasjon. Luftmengdene er generelt små i boliger, sammenlignet med yrkesbygg. Kombinasjonene av luftmengde og gjenvinningsgrad som antas å representere et realistisk utfallsrom for hele boligmassen i Oslo og Akershus er markert med grønn bakgrunnsfarge i tabellen. Det laveste estimatet er 560 MW og det høyeste 1.120 MW. I boliger uten mekanisk ventilasjon eller med ren avtrekksventilasjon vil det antagelig ikke være tilrådelig å redusere luftmengdene uten en forutgående vurdering av risikoen for dårlig luftkvalitet. I nyere boliger med balansert ventilasjon er gjenvinningsgraden ofte høy 80 prosent, og for hver enkelt enebolig i denne kategorien vil det være lite å vinne ved å nedregulere luftmengdene til det halve på en kald vinterdag. Et eksempel kan illustrere dette:

En rekkehusleilighet på 140 m² benytter luftmengden 200 m³/h. Med en god varmegjenvinner kan det antas 80 prosent gjenvinningsgrad og ventilasjonstap på ca. 500 W på en kald vinterdag. Halv luftmengde vil da gi en lastreduksjon på 250 W. Ikke alle slike anlegg er utstyrt med mulighet til å redusere luftmengdene, men hvis vi antar at mange nok kan gjøre det simultant, vil det selvsagt bidra til betydelige lastreduksjoner. Det dreier seg imidlertid om små effekt-reduksjoner per bolig, og enhetskostnadene vil antagelig være høye, med mindre det utvikles svært effektive tiltak og virkemidler. I boligblokker kan det stille seg annerledes, men tiltak kan ikke vurderes på en forsvarlig måte uten bedre kunnskap om eierskap, beslutningstakere og tekniske anlegg. I de videre analysene av ventilasjonstiltak prioriteres derfor yrkesbyggene.

4.1.2 Ventilasjonstap i yrkesbygg, 32 millioner kvadratmeter

I tabellen nedenfor vises ventilasjonstapene for yrkesbyggene i Oslo og Akershus som funksjon av virkningsgrad og spesifikke luftmengder, i samme format som for boligene i foregående punkt. For yrkesbyggene er luftmengdene imidlertid svært mye større. En del av dem benytter luftmengder på 20 m³/m²h og mer i ordinær hverdagsdrift. Forskriftskravene til mange av yrkesbyggene ligger høyere enn de luftmengdene som er markert med grønn bakgrunnsfarge, men det er her tatt høyde for at en del av byggene er eldre og ikke tilfredsstillende kravene, at noen ikke har så høye krav på seg som majoriteten - og at en del av byggene allerede reduserer luftmengdene ved lave utetemperaturer. De to viktigste årsakene til at dette gjøres er:

- Sparte energikostnader
- Større infiltrasjonstap på kalde dager bidrar til luftskiftet

De fleste yrkesbygg har balansert ventilasjon med varmegjenvinning, men de eldste har lav virkningsgrad. Som det fremgår av tabellen, er det laveste estimatet 896 MW og det høyeste er 1.493 MW.

Tabell 4.2 Ventilasjonstap i 32 mill. m² yrkesbygg ved minus 18 °C ute og pluss 17 °C inne, MW

Kubikkmeter per kvadratmeter og time												
Varmegjenvinning (prosent)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	373	747	1 120	1 493	1 867	2 240	2 613	2 987	3 360	3 733	4 107	4 480
10	336	672	1 008	1 344	1 680	2 016	2 352	2 688	3 024	3 360	3 696	4 032
20	299	597	896	1 195	1 493	1 792	2 091	2 389	2 688	2 987	3 285	3 584
30	261	523	784	1 045	1 307	1 568	1 829	2 091	2 352	2 613	2 875	3 136
40	224	448	672	896	1 120	1 344	1 568	1 792	2 016	2 240	2 464	2 688
50	187	373	560	747	933	1 120	1 307	1 493	1 680	1 867	2 053	2 240
60	149	299	448	597	747	896	1 045	1 195	1 344	1 493	1 643	1 792
70	112	224	336	448	560	672	784	896	1 008	1 120	1 232	1 344
80	75	149	224	299	373	448	523	597	672	747	821	896
90	37	75	112	149	187	224	261	299	336	373	411	448

Kilde: Vista Analyse

Tiltakskostnader

Teknisk sett kan alle anlegg utstyres for reduserte luftmengder, f.eks. ved å bytte reimhjul eller på andre måter redusere viftehastigheten. Dette krever manuell innsats, og er en lite hensiktsmessig måte å gjennomføre tiltak på. En del av de nyere ventilasjonsanleggene kan nedreguleres uten slike inngrep, med "knappetrykk" eller programmering i anlegg med sentral driftsovervåking o.l. Det er grunn til tro at flere av disse ikke bruker denne muligheten ved kaldt vær, men ingen har oversikt over hvilke bygg dette gjelder eller hvor stort det samlede omfanget er. Selv om yrkesbyggene og luftmengdene er store, vil kostnaden per MW lastreduksjon påvirkes i betydelig grad av bygningsstørrelser samt organisatoriske- og Eiermessige forhold.

En tenkt, men representativt eksempel kan illustrere skalaen for disse tiltakenes effekt: Et kontorbygg i Oslo sentrum på ca. 16.000 kvadratmeter; stort, men slett ikke blant de største. Her kan vi anta at normalluftmengdene er 12 m³/m²h og at gjenvinningsgraden er 80 prosent. Ventilasjonstapet ved – 18 grader C er ca. 30 W/m³, dvs. et samlet tap på 480 kW. En halvering av luftmengdene utgjør da 240 kW. Tiltakskostnaden er isolert sett negativ, ettersom eieren av bygget vil redusere energikostnadene ved reduserte luftmengder. Ventilasjonsanleggene i denne kategorien bygg vil som regel være utstyrt med mengderegulering. De vil vanligvis også være forberedt for "fjernstyring", og kan derfor kontrolleres utenfra.

Andre bygningskategorier vil ikke ha slike muligheter, og kostnadene for å gjøre dem i stand til mengderegulering og fjernstyring vil variere fra bygg til bygg. I flere av dem vil det være lønnsomt å bygge om ventilasjonsanleggene til mengderegulering; ikke fordi de kan spare effekt på de kaldeste dagene, men fordi de da kan tilpasse luftmengdene til behovene i ulike deler av bygningen til enhver tid gjennom hele året. Luftmengden kan f.eks. reguleres etter tilstedeværelse (basert på bevegelsesdetektorer), temperatur og CO₂. Dette gir energibesparelser. Sjablonmessig – og anekdotisk – oppgis det en inntjeningsstid på 3 – 5 år for en del av disse ombyggingstiltakene, men vi har ikke fått dette bekreftet med konkrete eksempler. Behovsstyrt ventilasjon i yrkesbygg er et tiltak som på visse vilkår kvalifiserer for tilskudd fra Enova. Med tanke på formålet med *Alternativ til nett*, vil antagelig den mest farbare veien være å kartlegge yrkesbyggene (evt med undersøkelser av et representativt utvalg) med sikte på å identifisere de mest aktuelle kategoriene av bygg, beregne tiltakskostnader for noen forenkla løsninger som tilfredsstillende minimumskravene til mengderegulering for nettopp dette formålet, og deretter vurdere hvilke virkemidler som kan egne seg best for å utløse tiltak hos disse målgruppene, evt om dette kan skje i samspill med f.eks. Enovas virkemidler.

Tentative kostnader for tiltak som gir mulighet for regulering av luftmengder i yrkesbyggenes ventilasjonsanlegg kl 07 til kl 18

Kostnadene består kun av investeringer som er nødvendige for å kunne styre og regulere luftmengder. Det rimelig å anta at begge deler allerede er mulig i mange bygg, men vi vet ikke hvor mange. Vi vet heller ikke sammensetningen av størrelse/alder på anleggene – og dermed heller ikke hvordan kostnader for ombygging skal fordeles. Det er naturlig å avgrense analysen av disse tiltaksmulighetene til yrkesbyggene, både pga luftmengder og enhetsstørrelser. Videre avgrenses analysen ved å anta at anleggene som er tilgjengelige for tiltak utgjør 1.040 MW, som ligger i nedre del av intervallet 900-1500 fra Tabell 4.2. Effekten på 1.040 MW kan reduseres til det halve ved å redusere luftmengdene tilsvarende.

Siden byggene har svært ulike egenskaper, vil tiltakskostnadene ha karakter av en funksjon som starter på null og går opp mot høye tall for de mest krevende byggene. Lite er kjent om denne kostnadsfunksjonen. Som en første tilnærming har vi laget fire

kostnadskategorier. I kategorien (kostnadsklassen) *Ventilasjon 1* ligger anleggene som antas å være "gratis" å ta i bruk, sammen med de som er rimeligst å bygge om for formålet. I de neste to kategoriene er enhetskostnadene stigende, hovedsakelig for å gjenspeile avtagende skalafordeler og diverse ulemper. For alle tiltakene vil *driftskostnadene* være negative, ettersom både energi- og effektkostnader gir direkte besparelser for byggeier. For øvrig vil lønnsomheten kunne styrkes betydelig hvis byggeier benytter (kan benytte) reguleringsevnen til å behovstilpasse/reducere luftmengdene i andre perioder enn de som er mest kritiske med tanke på nettet. Merk forøvrig begrensningen i overskriften; **mellom kl 07 og 18**; Dette tiltaket har langt mindre betydning utenfor "normal arbeidstid", fordi lastene da likevel er lave. (De fleste ventilasjonsanlegg i yrkesbygg slås av eller går med redusert luftmengde om natten.)

Tabell 4.3 Kostnadsklasser for ventilasjonstiltak

	kr/MW
Ventilasjon 1, 130 MW	400 000
Ventilasjon 2, 130 MW	1 200 000
Ventilasjon 3, 130 MW	1 800 000
Ventilasjon 4, 130 MW	4 000 000

Kilde: Vista Analyse

Videre arbeid

Bygningsmassen i Oslo og Akershus bør kartlegges og analyseres mht ventilasjonsanleggenes tilstand og tekniske kapasiteter, spisslastdekning og driftsmønster. Arbeidstilsynet kontaktes i en tidlig fase, med sikte på drøftinger vedr luftmengder og -kvalitet. Videre arbeid kan i første omgang baseres på data fra kartverk, offentlige registre, stikkprøver og intervjuer, og deretter utvides etter behov. Yrkesbygg prioriteres, mens det for boligblokker og andre boliger gjennomføres en teknisk forundersøkelse før det evt benyttes større ressurser til videre kartlegging og analyse.

4.2 Reserve-/nødstrømsaggregater som produksjonsreserve

Anvendelsesområder, lover og forskrifter

Selvstendige anlegg for uavhengig, brenselsbasert kraftproduksjon, vanligvis dieselaggregater, benyttes som nødstrømsforsyning og reservekapasitet der sårbarheten er særlig stor ved bortfall av nettspenning.

Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg¹⁷, § 31 andre ledd lyder slik:

"Dersom uventet strømavbrudd vil kunne medføre fare for personer, husdyr eller omgivelser, skal behov for uavhengig strømtilførsel vurderes."

Uavhengig elektrisitetsforsyning omfattes også av andre deler av lovverket, blant annet Lov om kommunal beredskapsplikt, sivile beskyttelsestiltak og Sivilforsvaret (sivilbeskyttelsesloven).

Eksempler på anvendelsesområder og aktører:

- Sykehus

¹⁷ Forskrift til *Lov om tilsyn med elektriske anlegg og elektrisk utstyr (el-tilsynsloven)*

- Større hoteller
- Industrielt landbruk
- Industribedrifter
- Pleiehjem
- Tilfluktsanlegg
- VA-sektoren
- Forsvaret
- Avinor
- NSB
- Hafslund Nett
- Hafslund fjernvarme
- Kommunene

15. juni kunngjorde regjeringen at det fra 1. januar 2020 blir forbudt å bruke fossil fyringsolje til oppvarming. Forskrift om forbud mot bruk av mineralolje til oppvarming av bygninger er notifisert til ESA i tråd med EØS-høringsloven, og kan først formelt vedtas når høringen er gjennomført. I forskriften er det gjort unntak i to paragrafer:

§ 6. Unntak av hensyn til forsyningssikkerhet

Norges vassdrags- og energidirektorat kan ved forskrift eller enkeltvedtak bestemme at forbudet i § 4 ikke får anvendelse i et avgrenset geografisk område og innenfor en tidsavgrenset periode, dersom hensynet til forsyningssikkerheten i kraftsystemet tilsier det. Slikt vedtak skal fattes før 1. januar 2020. Dersom særlige hensyn tilsier det, kan det også fattes slikt vedtak etter dette tidspunktet. Når det er fattet vedtak etter første ledd skal NVE også orientere berørte kommuner.

§ 7. Unntak ved driftsforstyrrelser og ved utfall av annen varmekilde

Forbudet i § 4 er ikke til hinder for at mineralolje brukes ved driftsforstyrrelser i kraftsystemet inntil normal drift i kraftsystemet er gjenopprettet. Med driftsforstyrrelser forstås her utløsning, påtvunget eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet, slik dette forstås i forskrift.

Hvis det foreligger feil eller skade som gjør at øvrige oppvarmingskilder i bygningen eller i fjernvarmeanlegget ikke kan brukes, er forbudet i § 4 ikke til hinder for at mineralolje kan brukes til oppvarming. Bruk av mineralolje til oppvarming skal da begrenses til den tiden det tar å utbedre slik feil eller skade uten ugrunnet opphold

I kuldeperioder vil tilnærmet all el-etterspørsel på marginen vil være knyttet til å dekke oppvarmingsbehov i bygninger. Dersom forbudet også omfatter – eller i fremtiden vil omfatte - bruk av mineralolje til drift av aggregater for å dekke det marginale effektbehovet, kan aggregatene utrustes/bygges for bruk av bioolje eller biogass.

Aggregatbestanden i Oslo og Akershus

Det finnes ingen offentlige oversikter over installerte aggregater, og SSBs importstatistikk er derfor benyttet som grunnlag for å anslå aggregat-kapasiteten i Oslo og Akershus, supplert med informasjon vi har fått ved å henvende oss til en av de store leverandørene i det norske markedet, og en kommune i regionen.

Teknisk/økonomisk levetid for store dieselaggregater er 15 – 20 år, og akkumulert import de 15 siste årene bør derfor være et konservativt anslag for aggregatbestanden i Norge. Det vil antagelig være lite hensiktsmessig å benytte små aggregater i et organisert

opplegg med alternativ til nett, og vi legger til grunn at det kun er den største aggregatklassen i SSBs importstatistikk som er av interesse for dette formålet, dvs. de som er større enn 375 kVA. Av strukturelle årsaker, blant annet at fiskeoppdrettsnæringen er en storbruker av aggregater, kan vi gå ut fra at Oslo og Akershus har mindre andel av den norske aggregatbestanden enn folketallet skulle tilsi. Vi antar derimot at dette er en øvre grense og at den nedre grensen er ca. en tredjedel av dette. Videre har vi antatt at aggregatenes gjennomsnittsstørrelse i denne kategorien er ca. 500 kVA ("kW"). Antagelig finnes det noen hundre velfungerende dieselaggregater med størrelse over 500 kVA i Oslo og Akershus, blant annet i kommunene. Flere av dem kan være betydelig større enn dette, ettersom også de største aggregatene er med i denne delen av SSBs statistikk.

Samlet anslag for bestanden av store aggregater i Oslo og Akershus er 150 - 450 MW. Vi legger til grunn at ingenting av dette er i bruk i referansebanen.

Kostnader

De variable driftskostnadene er avhengig av aggregatstørrelse, virkningsgrad og brensel¹⁸. For et aggregat på 1 MW, med diesel/lettolje som brensel kan de påregnes å være ca. 2.800 – 3.300 kr/MWh inkludert CO₂-avgift. Ved bruk av bioolje vil denne kostnaden være ca. 500 kr/MWh høyere enn dette, gitt brenselspriser per juni 2017.

Dersom det kun produseres kraft for å dekke de lokale behovene, kan bygningsmasse og andre anlegg som skal betjenes kobles fra nettet ved oppstart av aggregatene. Dette gir svært små tilleggsinvesteringer i eksisterende anlegg ved bruk som alternativ til nett. Det er imidlertid to ulemper ved denne løsningen:

- Aggregatenes kapasitet blir ikke fullt utnyttet, ettersom de kun vil betjene lokale behov.
- Leveringssikkerheten blir redusert for lokale brukere, ettersom de er koblet fra nettet.

Dersom produsert kraft skal mates inn på nettet, vil det kreve investeringer i området 100.000 – 700.000 kr/MW, avhengig av stedlige forhold, aggregattype og –størrelse.

Miljø og miljøkostnader

Sjablongmessig kan en anta at 1 liter olje gir 3 kWh elektrisitet fra et dieselaggregat. Virkningsgraden er høyere desto større aggregatet er. I høylast vil all elektrisitet bli brukt til varmeproduksjon på marginen.

Aggregatene slipper ut ca. tre ganger så mye CO₂ per kWh varme produsert (hos sluttbruker av elektrisitet) som et oljefyringsanlegg. For andre utslippskomponenter er denne faktoren høyere. Årsaken til disse forskjellene er dels at virkningsgraden er lav, dels at forbrenningen er mindre fullstendig i en dieselmotor, fordi det benyttes en diskontinuerlig forbrenningsprosess). I en fyrkjel benyttes en kontinuerlig forbrenningsprosess, med mer fullstendig forbrenning.

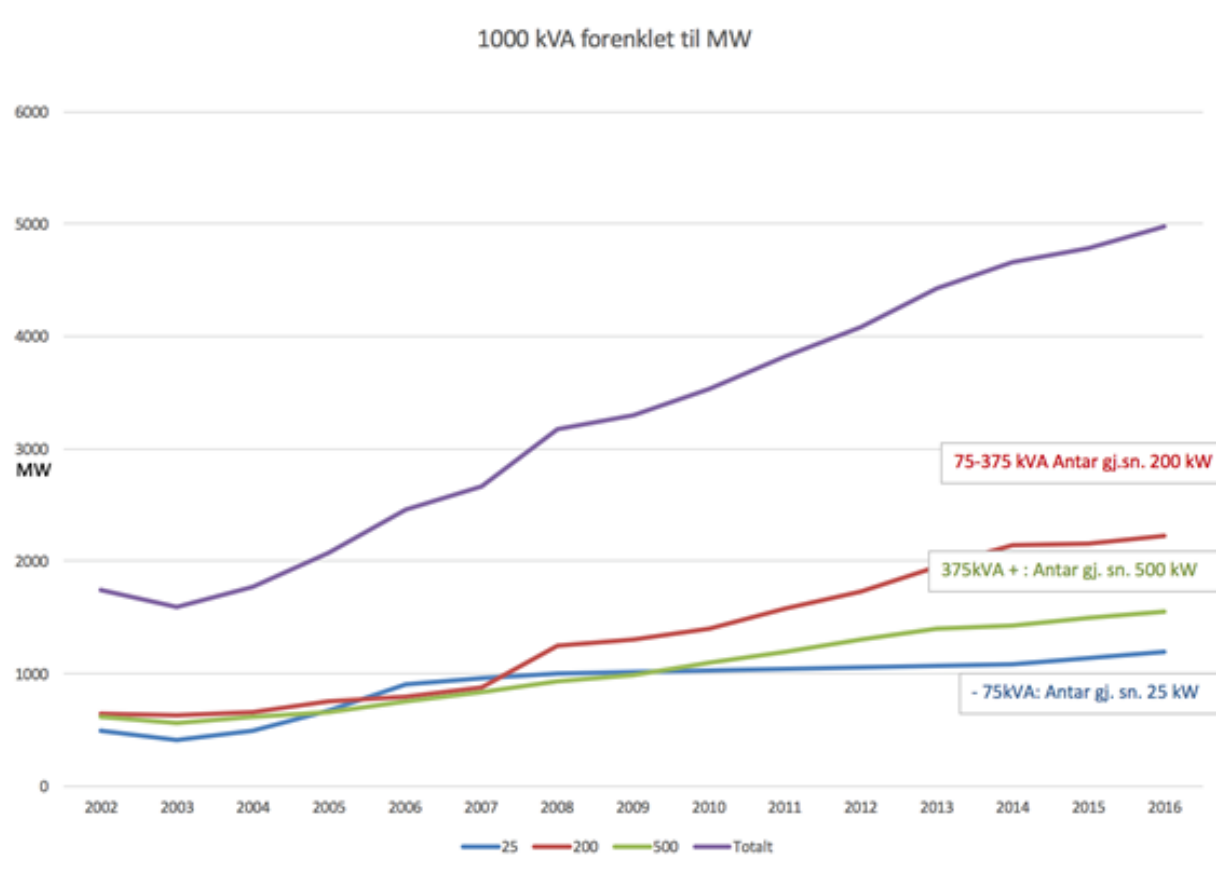
Type brensel og rensutstyr vil avgjøre utslippsfaktorene fra aggregatene. Lokalisering av aggregatene og pipehøyde vil avgjøre bidraget til eksponering og dermed

¹⁸ Foruten lettolje/diesel kan dieselaggregater, med mindre modifikasjoner, benytte LPG eller naturgass som brensel. Det er antagelig mindre aktuelt for nødstrøm- og reservekraftaggregater enn for dieselkraftverk i permanent drift.

helseskade. Typisk vil lokaliseringer i Akershus være bedre enn indre Oslo. Mange aggregater har lave pipehøyder, som bidrar til lokal helseskade

Lokale utslipp er ikke internalisert gjennom prisene, og virkningene på lokal luftkvalitet må derfor vurderes spesielt. Siden anleggene tenkes brukt på kalde dager da den lokale luftkvaliteten i Oslo-gryta ofte er dårlig, er dette et viktig moment som må tas med i vurderingen av tiltaket.

Figur 4.1 Akkumulert import av aggregater til Norge de siste 15 år



Kilde: SSB. 1 kVA antas å være lik 1 MW.

Videre arbeid

Her, som på andre områder som drøftes, vil det være skalafordeler å hente; dels ved å benytte så store aggregater som mulig, dels ved "flåtedrift", der mange aggregater administreres og driftes under ett. Antagelig vil en kunne få en foreløpig, men god oversikt over eksisterende aggregater ved å henvende seg til aktører i de kategoriene som er listet lenger opp.

4.3 Brenselsfyrte kjeler som spisslastreserve og backup.

Som det fremgår av omtalen av *Forskrift om forbud mot bruk av mineralolje til oppvarming av bygninger* i 4.2, er forbudet i § 4 er ikke til hinder for at mineralolje brukes ved driftsforstyrrelser i kraftsystemet inntil normal drift i kraftsystemet er gjenopprettet. Det åpnes altså for bruk av olje til backup. Formålet er åpenbart ikke at olje-backup skal være et *alternativ til nett*, men det kan likevel være behov for å avklare hvilken betydning denne backup-muligheten kan ha i et system-perspektiv. Helt uten innflytelse på

vurderinger av risiko, kostnad og nytte vil den neppe være, gitt de nære sammenhengene mellom kraftsystem og varmebalanse. I den videre drøftingen legges dette perspektivet til side, og vi forutsetter at mineralolje ikke kan benyttes til oppvarming av bygninger.

Som det fremgår av drøftingene under 2.5, særlig 2.5.5, er det betydelig usikkerhet om omfanget av oljefyrte varmeinstallasjoner og deres effektbidrag til oppvarming av bygninger i Oslo og Akershus. Når forbudet mot bruk av mineralolje til oppvarming av bygninger trer i kraft vil det antagelig være mest aktuelt å benytte bioolje¹⁹ i slike anlegg. I prinsippet blir da to typer tiltak aktuelle:

- Nye installasjoner
- Konvertering av eksisterende anlegg til bruk av bioolje

Selv med de laveste anslagene for oljens effektbidrag i Oslo og Akershus de seneste årene, slik som i Statnetts prognoser, vil gjenværende installasjoner ha en samlet kapasitet på minimum 400 MW, og det vil ikke være behov for å bygge nye anlegg som alternativ til nett. Det kan imidlertid være et stort potensial for ombygging av eksisterende anlegg slik at de kan benytte bioolje. De største anleggene er best egnet, dels fordi det er knyttet skalafordeler til effektnivået, dels fordi antallet anlegg som brukes som alternativ til nett med fordel kan begrenses.

Kostnader og potensial

Ved konvertering til bruk av bioolje vil investeringskostnaden variere med kjelanleggenes størrelse, utførelse og tilstand. I anlegg der eksisterende brenner kan benyttes, og hvor forholdene for øvrig ligger godt til rette, vil konverteringen kunne begrenses til justeringsarbeid, filterbytter og rensing av tank og rør. Den laveste kostnaden vil en få i store anlegg av denne typen, og konverteringen antas da å koste ca. 25.000 kr/MW. I den andre enden av kostnadskurven er de små anleggene som må utstyres med ny brenner, og der det er nødvendig med ny oljetank, røranlegg etc. I prinsippet ligger kostnadene her tett opp under de en vil møte for helt nye anlegg.

I de store kjelanleggene i yrkesbygg vil det som oftest være en profesjonell driftsorganisasjon, og vi antar her et tekniske potensial på 1.200 MW, basert på SSBs fylkesfordelte utslippstall for klimagasser i 2009 og en brukstid på 1500 timer (jf drøftingen i avsnitt 2.5.5). Innenfor denne kjelbestanden er det antagelig mange små anlegg, og en del av de øvrige er overdimensjonert i forhold til lokale behov, slik at de nyttiggjorte effekt-bidragene vil være mindre enn kjelanleggenes tekniske kapasitet. Vi anslår derfor det praktiske potensialet til å være halvparten av det tekniske, dvs. 600 MW. Innenfor dette antar vi en konverteringskostnad som stiger jevnt fra 25.000 kr/MW til 100.000 kr/MW.

Vi vet ikke i hvilken grad brenselstyrte kjeler fases ut i referansebanen. Antagelig er det en liten andel ombygging til bioolje mv i referansebanen, men vi vet ikke det heller. Potensialet på 600 MW må tas som en illustrasjon som er kompatibelt med ulike forutsetninger om det tekniske versus praktiske potensialet, og forutsetninger i referansebanen.

Det må i tillegg påregnes faste kostnader for at anleggene skal være til disposisjon som alternativ til nett, og i noen tilfeller kostnader for fjernstyring.

¹⁹ Det er også teknisk mulig å benytte biogass, forutsatt ombygging.

De variable driftskostnadene vil være bestemt av enhetsstørrelser/effekt), men vil de fleste anleggene være mellom kr 1.200 og 1.400 kr/MWh ved bruk av bioolje

Miljø og miljøkostnader

Brenselsfyrte kjeler vil gi lokale utslipp av NOx og partikler. Type brensel og rensutstyr vil avgjøre utslippsfaktorene. Lokalisering av anlegget vil avgjøre bidraget til eksponering og dermed helseskade. Typisk vil lokaliseringer i Akershus være bedre enn indre Oslo.

Lokale utslipp er ikke internalisert gjennom prisene, og virkningene på lokal luftkvalitet må derfor vurderes spesielt. Siden anleggene tenkes brukt på kalde dager da den lokale luftkvaliteten i Oslo-gryta ofte er dårlig, er dette et viktig moment som må tas med i vurderingen av tiltaket.

Det regnes konvensjonelt ikke klimagassutslipp av fornybare ressurser.

Videre arbeid

De oljefyrte kjelanleggene i Oslo og Akershus' yrkesbygg bør kartlegges mht teknisk tilstand, praktisk tilgjengelig effekt, parallelle elektrokjeler, eierskap, forvaltning og drift. Dersom kartleggingen gjennomføres i samarbeid med én eller flere oljeleverandører, vil den være vesentlig mindre ressurskrevende enn uten et slikt samarbeid.

4.4 Energiomlegging basert på varmepumper og omgivelsesvarme, og med selvstendig effektdekning

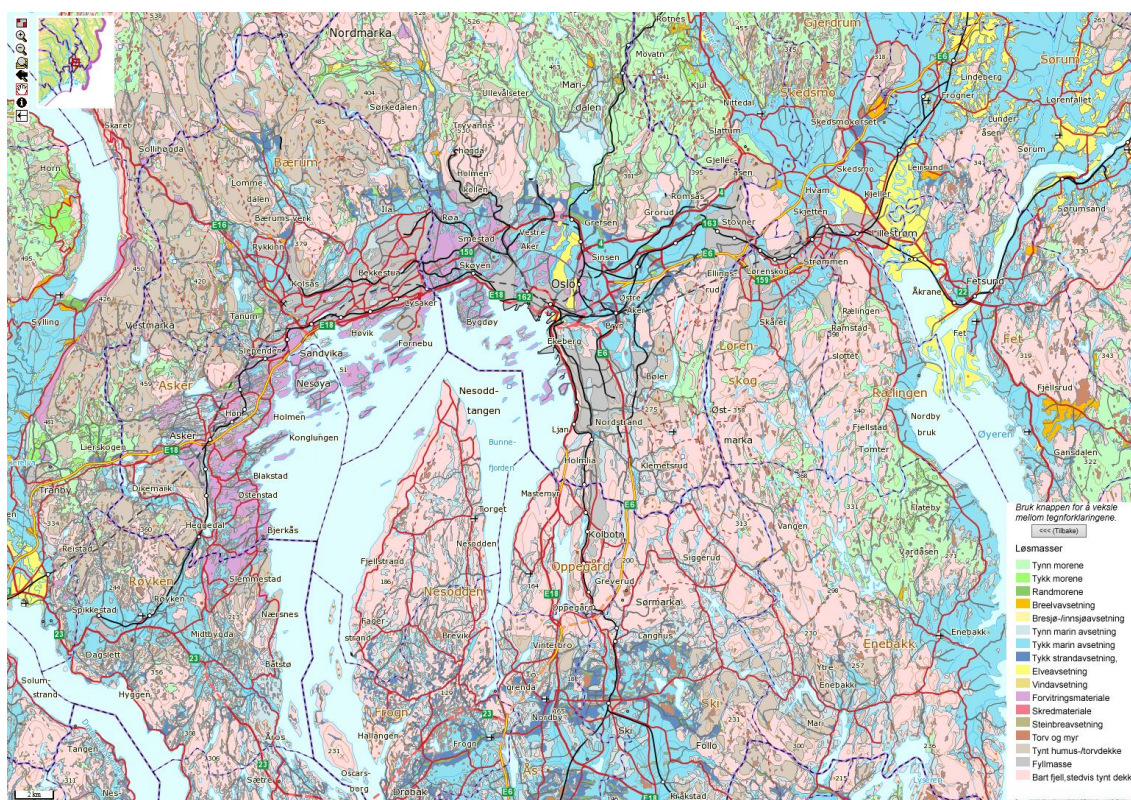
Som presisert i mulighetskapitlet bruker vi varmeverk basert på bergvarme som en illustrasjon av de mulighetene som varmeverk gir. Dette er et av flere eksempler på at lokale ressurser kan benyttes som grunnlag for varmeproduksjon i varmepumper, et teknologiområde med lave forventede kostnader og godt potensial innenfor Oslo og Akershus. Energilagring i fjell kan tenkes å gi verdifulle effektilskudd på kalde dager, og ulike former for bioenergi kan også bidra til effektsikkerhet som ikke er basert på elektrisitet. Vi drøfter her bergvarens forutsetninger for å tas i bruk i Oslo og Akershus, men uten å differensiere mellom alle de ulike variantene som kan være aktuelle i fremtiden – og uten å spesifisere kostnader. Slik sett er drøftingen i dette kapitlet en påminnelse om et knippe teknologier og varmeressurser, snarere enn et konkret forslag.

Energibrønner og varmelagring i fjell; ressursgrunnlag i Oslo og Akershus

Energibrønner og varmelagring i fjell, kombinert med varmepumper, brukes i økende, men fortsatt forsiktig grad for varmforsyning til bygninger. Brønner med dybder på 200-300 meter er ikke lenger uvanlige, og det pågår teknologiutvikling både når det gjelder boreteknologi, brønndybder og kollektorløsninger som vil kunne utvide bruksområdene og senke enhetskostnadene. Bl.a. er det relativt nylig boret to brønner på 800 meter i Asker sentrum, som vil bli utrustet med hver sin kollektorløsning.

Energibrønner og varmelagre i fjell gjør det mulig å sesonglagre varme. De kan også levere betydelig effekt over korte tidsrom, typisk i kuldeperioder over noen dager. I prinsippet kan disse bygges slik at de dekker hele det termiske effektbehovet i bygg/grupper av bygg, og dermed i mindre grad belaste el-nettet. Effektprofilen over året vil likevel være betydelig mindre utfordrende enn ved bruk av direkte-elektrisk dekning av spisslastbehov.

Figur 4.2 Kartlagte løsmasser i Osloområdet



Kilde: NGUs løsmassedatabase, www.ngu.no.

I Figur 4.2 vises kartlagte løsmasser i et utsnitt av Oslo-regionen. Kartet forteller lite om energiresurser eller temperaturforhold i grunnen, men det gir indikasjoner på kostnadene ved å bore ned gjennom løsmasser til fast fjell. Rosa farge er områder med bart fjell, mens blått viser områder med leire. Det viktigste vi kan lese ut av kartet er at det aldri er langt til bart fjell. Store mengder data fra ulike typer boreoperasjoner, både energiboringer, grunnvannsbrønner og geotekniske boringer finnes i ulike registre både hos Norges geologiske undersøkelse (NGU) og hos Vann- og avløpsetaten i Oslo kommune, i og nye prøveboringer vil ofte kunne avsløre tynnere overdekning i områder som på kartet vises som mektige/tykke.

Energi og effekt i et balansert borehullsbasert energilager

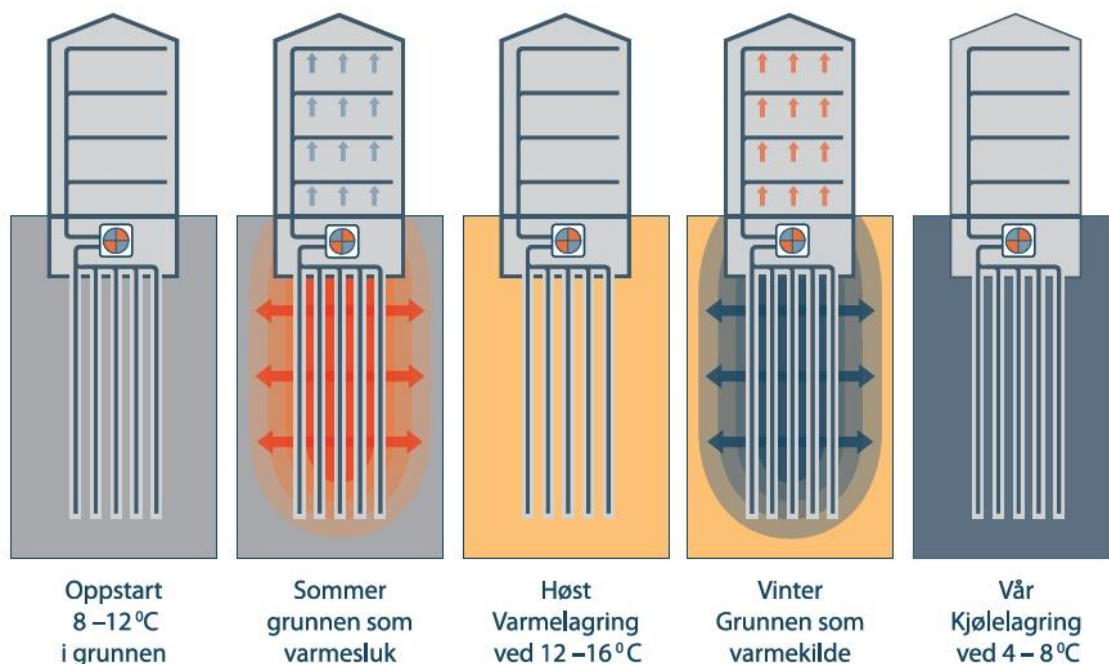
I et balansert borehullsbasert energilager tas det ut like mye varme som det føres tilbake i løpet av et år. Energilageret består av mange energibrønner i fjell der typisk avstand mellom brønnene er 6-8 meter. Brønnene er plassert i et rutenettmønster og utgjør til sammen et stort bergvolum som utnyttes til energiuttak og tilførsel ved henholdsvis å senke og øke temperaturen.

Sammenlignet med energibrønner som brukes kun til varmeuttak (oppvarming) eller tilbakeføring av varme (f.eks. kjøling), er det to viktige forskjeller:

- Et energilager vil dekke samme energibehov med færre borehull.
- Energilagere er mindre arealkrevende fordi brønnene er plassert med kortere avstand og i et rutenettmønster. Brønner til kun oppvarming bør plasseres på en linje med minimum 15 meters avstand, og avstanden mellom linjene anbefales å være minst 30 meter.

I Norge er Nydalen i Oslo og Ahus på Lørenskog to av flere eksempler på borehullsbaserte energilagere. Dette er store anlegg med kombinert oppvarmings- og kjølebehov. For bygg uten kjølebehov, kan balansen i energilageret opprettholdes ved å tilbakeføre annen overskuddsvarme, for eksempel fra uteluft, fjernvarme, overflatevann eller solfangere.

Figur 4.3 Energilagring i grunnen basert på lukket system og bruk av borebrønner i fjell med kollektorslange



Kilde: IEA. Energilageret kan betraktes som en stor lagertank/batteri med sesongbasert uttak og tilbakeføring av energi.

Fremtidsutsikter, kostnadsfremskrivninger

I NVE rapporten «Kostnader i energisektoren» (NVE, 2015a) presenteres fremskrivninger av kostnader for 41 ulike former for varmeproduksjon til 2035. I avsnitt 3.3 refererte vi til rapportens anslag for *dagens* kostnader. Tre av de syv antatt billigste alternativene i 2035 er bergvarme-/varmepumpebaserte, og betjener både varme- og kjølebehov. Det er usikkert om og hvordan effektutfordringen kan møtes på en konkurransedyktig måte uten elektrokjel, men bergvarme kombinert med varmelagring i fjell virker lovende. Hvis elektrokjeler har sin berettigelse i disse anleggene utenfor de aller kaldeste periodene, kan en se for seg at elektrokjeler, varmepumper, avfallsforbrenning og ulike former for bioenergi etc vurderes i hvert enkelt tilfelle som varmekilde for lading av varmelagrene, slik at høye effektbehov kan dekkes ved å tappe varmelagrene på de kaldeste dagene.

Videre arbeid

Potensialet for bruk av energibrønner til effekt-formålffekt må utredes bedre. Eksisterende anlegg er i hovedsak dimensjonert for å dekke grunnlastbehovet til varmeleveranse, men det er en økende trend med større varmepumper som gir høyere effektdekning i de nyere grunnvarmeanleggene. Utnyttelse av potensialet for «salg» av varmeeffekt i fjernvarmenettet er i liten grad vurdert tidligere.

De innledende vurderingen ovenfor viser at det trolig er mange muligheter for utnyttelse siden varmepumpeanlegg med energibrønner har en viss fleksibilitet særlig når det gjelder kortvarige effektuttak. Flexibiliteten i effektuttak kan også optimaliseres ytterligere hvis man inkluderer andre faktorer som strømningshastigheter i kollektorvæskan, større og andre typer kollektorer, høyere temperaturer osv.

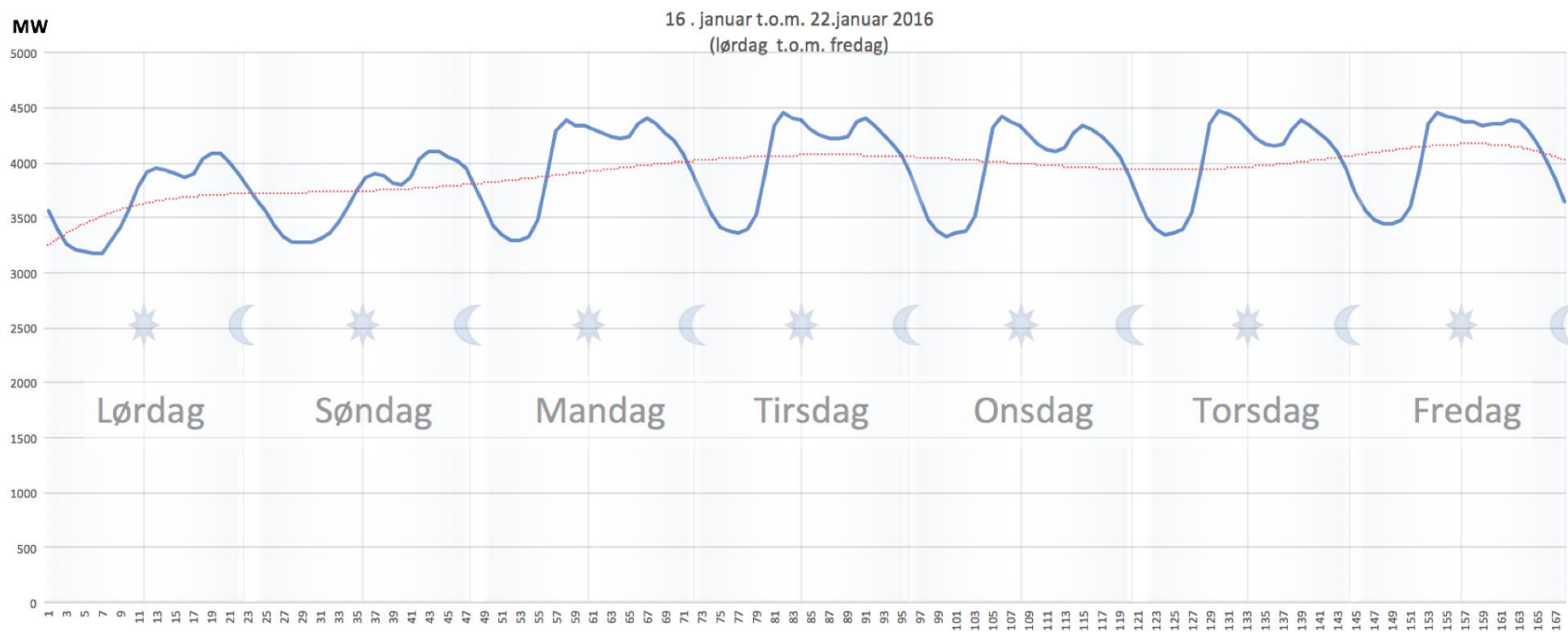
I det videre arbeidet anbefales følgende:

- Gjøre en systematisk vurdering av hvordan ulike typer grunnvarmeanlegg egner seg for leveranse av varmeeffekt inn i fjernvarmenettet, eller på annen måte kan redusere behovet for overføring av elektrisk effekt i strømnettet. Med ulike typer grunnvarmeanlegg menes større anlegg med energibrønner i fjell til kun oppvarming (f.eks. skoler og sykehjem), større varmepumpeanlegg basert på uttak av grunnvann, eneboliganlegg osv. Vurderingene baseres på beregningseksempler.
- Se nøyere på strategier som sørger for at grunnvarmeanlegget leverer nok varmeeffekt til eget bruk før det kan levere overskuddseffekt til fjernvarmenettet.
- Se spesielt på lagring av høytemperatur overskudds-/fjernvarme i borehullsbaserte energibrønner i fjell og overlagering av varme i store brønnparker til ca. 50-60 °C. Vurderingene baseres på beregningseksempler.
- Vurdere realismen i og praktisk løsning for leveranse av varmeeffekt i fjernvarmenettet.
- (Øke effektuttaket med 3 ganger i en periode fra noen timer til ca. 1 uke.)

4.5 Lastflytting

Lastflytting benyttes til å fordele fleksible laster over tid, fortrinnsvis slik at samtidighet unngås/redueres i perioder/timer med store ikke-fleksible laster. Tiltakene som drøftes her er styring av varmtvannsberedning, bygningsoppvarming og elbil-lading. For disse formålene er det ikke aktuelt å flytte laster over store tidsrom. I praksis vil det dreie seg om flytting noen timer om dagen for å jevne ut dagprofilen, og om flytting fra dag til natt. I begge tilfeller er handlingsrommet begrenset av lastspredningen vi har i utgangspunktet. Potensialene som benyttes nedenfor vil være addisjonelle til Statnetts fremskrivninger dersom de realiseres innen 2040. Noe vil også være addisjonelt etter 2040. Det er altså snakk om dels å fremskynde og dels legge til tiltak i forhold til referansebanen.

Figur 4.4 Lastprofilen for syv kalde dager i januar 2016



Kilde: Vista Analyse AS, basert på timesmålinger fra Statnett

I Figur 4.4 avbildes lastprofilen for syv kalde dager i januar 2016, lørdag til fredag. Lastbildet om dagen avgrenses vanligvis ganske tydelig, slik som her, mellom kl 08 og 23, mens natten avgrenses mellom kl 23 og 08 neste morgen. Vi får da en 15-timers dag og en 9-timers natt. Den røde trendlinjen kan betraktes som et glidende gjennomsnitt, og ligger naturlig nok nærmere bølgetoppene enn bølgebunnene – som en følge av at dagprofilen er bredere enn nattprofilen.

Uansett hvor stor fleksibiliteten på forbrukssiden er *innenfor* døgnet, vil lastene sjelden kunne bringes lenger ned enn døgnets gjennomsnittslast ved lastflytting alene. Enkle analyser av timelaster indikerer at en ideell lastfordeling over døgnet vil kunne redusere maksimal timelast (om dagen) med 500 +/- 100 MW. Dette reduksjonspotensialet kan imidlertid bli vesentlig beskåret i perioder med både kalde dager og kalde netter.

I slike perioder kan fleksibiliteten økes ved å styre lastene med et lengre tidsperspektiv enn 24 timer, men selv med perfekt informasjon om de neste 36 timene (mht utetemperatur, brukeratferd etc) bør det legges til grunn at lastflytting alene ikke alltid vil gi tilstrekkelig kontroll med lastsituasjonen. Dette indikerer at fleksibilitet i form av lastreduksjoner (f.eks. ventilasjon), alternativ spisslastdekning og aggregater kan være viktige bidrag til robust nettdrift, i tillegg til lastflytting.

4.6 Lastflytting med varmtvannsberedere

Størrelsen på vannmagasinet samt temperaturinnstillingene bestemmer berederens kapasitet som varmelager. Denne kapasiteten kan utnyttes til å varme opp vann (med elektrisitet) om natten, mens tappevannsforbruket i hovedsak foregår om dagen. Hvis lagringskapasiteten er stor nok kan hele el-forbruket legges til natten. Det reelle fleksibilitetspotensialet bestemmes av et samspill mellom flere forhold:

- Beredervolum
- Temperaturinnstillinger
- Elkolbens effekt
- Tappevannsforbruk
- Tappeprofil over døgnet

Tiltak og kostnader for lastflytting med varmtvannsberedere

De fleste varmtvannsberedere i Norge består av et trykksatt vannmagasin med en eller flere el-kolber som varmekilde. I Oslo og Akershus er en del av disse erstattet med vannvarmere basert på fjernvarme, men størsteparten av tappevannsoppvarmingen i Oslo og Akershus kan antas å være basert på elektrisitet fremdeles, i hovedsak i form av forrådsberedere eller spiralberedere. Begge disse beredertypene er konstruert for å lagre varme, slik at den elektriske effekten ikke trenger å være like stor som sanntidsforbruket av varmt tappevann. Forholdet mellom elektrisk effekt og vannvolum (energilagrets størrelse) er likevel svært forskjellig i små husholdninger og store fellesanlegg (i boligblokker), ettersom samtidighetsfaktoren varierer med antall personer et anlegg skal betjene. I fellesanlegg er samtidighetsfaktoren mindre desto flere personer som skal betjenes. (Sannsynligheten for at "alle" skal dusje i løpet av én time i en husholdning med to personer er betydelig større enn at alle i en boligblokk med 60 leiligheter skal gjøre det.) I store fellesanlegg kan derfor både beredervolum og elektrisk effekt per person være en tidel av størrelsen i en liten husholdning. På aggregert nivå betyr det at de tekniske forutsetningene for lastflytting er størst i de små husholdningene med lite varmtvannsbehov i løpet av dagen. På den annen side består dette segmentet i boligsektoren av svært mange små anlegg, slik at kostanden til utstyr til styring av laster kan bli høy per megawatt. Bare rimelig utstyr er derfor aktuelt, med mindre vi kan forvente store prisforskjeller mellom dag og natt. I kostnadsoverslagene her er det lagt

til grunn at et enkelt koblingsur settes inn mellom kontakt og berederstøpsel og slår av el-tilførselen hele dagen, mens berederen leverer lagret varme frem til neste natt. I en mer raffinert variant kan uret åpne for el-tilførsel korte perioder i løpet av dagen, slik at lagerkapasiteten kan utnyttes til lastflytting fra dag til natt/evt lastflytting innenfor dagen, selv om berederen ikke er i stand til å lagre hele døgnforbruket frem til neste natt. Enda bedre kan det bli om termostatfunksjonen har ett temperaturnivå for natten og et annet for dagen. I små, eksisterende anlegg blir det imidlertid dyrt. I nye beredere vil en slik termostatfunksjon antagelig bli en selvfølge hvis det forventes tilstrekkelige prisforskjeller mellom dag og natt i de store markedene. Hvis prisforskjellene er store nok, kan det forventes at beredere utstyres med adaptive styringssystemer som tilpasser effektbruken til forbruks-vanene i den enkelte husholdning – og til energi- og effektvariasjoner over døgnet og året.

Varmtvannsforbruket i yrkesbygg er svært lavt (små volumer/effekter), og det er derfor bare gjennomført beregninger for husholdningene.

Et godt - og rundt - anslag for årlig forbruk av energi til varmt tappevann per person i husholdningene er 1000 kWh. For Oslo og Akershus betyr det ca. 3500 MWh/døgn. Vi antar at 500 MWh er "utilgjengelig" for tiltak av ulike årsaker, slik som bruk fjernvarme, olje og varmpumper m.m. Ca. 500.000 husholdninger med et forbruk på 3000 MWh/døgn behandles i våre videre analyser. Hvis alle husholdninger hadde en standardbereder på 200 liter ville den samlede (utnyttbare) lagringskapasiteten i Oslo og Akershus' bolig-beredere antagelig vært mer enn 3.000 MWh. Når det tas i betraktning at en stor del av befolkningen bor i blokkbebyggelse med fellesanlegg for varmt tappevann, vil dette varmelageret antagelig være nærmere 2.000 MWh. Disse strukturelle egenskapene i berederbestanden er bakgrunnen for forskjellene mellom de tre kategoriene lenger ned.

Berederbestanden i Oslo og Akershus er ikke kartlagt, etter det vi kjenner til. Her kombineres derfor data fra SSBs boligstatistikk med normer for dimensjonering av beredere for ulike anleggsstørrelser. Resultatet benyttes til å etablere er tre kostnadskategorier:

Tabell 4.4 Tiltak og potensial i form av husstander, varmvannsberedere

Bereder	Tiltak
Bereder 1	250.000 små husholdninger med en eller to beboere og individuell varmtvannsforsyning (egen bereder). Tiltak: Koblingsur + termostatjustering i enkeltberedere
Bereder 2	125.000 husholdninger i blandet bebyggelse, inkludert alle fellesanlegg i blokkbebyggelse. Tiltak: Koblingsur + termotatsjustering i enkeltberedere og fellesanlegg.
Bereder 3	125.000 husholdninger i blandet bebyggelse, ingen fellesanlegg i blokkbebyggelse. Tiltak: Koblingsur + termotatsjustering i enkeltberedere.

Kilde: Vista Analyse

Tabell 4.5 Investeringskostnad og potensial, varmvannsberedere

	Døgnforbruk, MWh	Antatt flyttbar energi, fra dag til natt MWh	Gjennomsnittlig effektreduksjon, MW*	Maksimal effektreduksjon MW**	Investering kr/MW
Bereder 1	1000	700	47	180	210 000
Bereder 2	1000	500	33	70	280 000
Bereder 3	1000	300	20	50	380 000

Kilde: Vista Analyse

* Flyttet energi fordelt på 15 timers dag

** Antatt sammenlagring i maks-timen. Her har vi ikke data eller empiri å støtte oss på, og tallene er med hensikt valgt for at summen skal korrespondere med Xrgias, Hafslunds og Statnetts estimater. Forholdet mellom tallene i de to effekt-kolonnene er ulikt for de tre kategoriene. Årsaken er at det er gjort et skjønsmessig påslag for maksimal sammenlagring knyttet til at installert effekt per husholdning er høyest i kategori 1, og fallende i de to andre kategoriene.

Det er svært mye usikkerhet knyttet til disse beregningene, både mht berederbestandens sammensetning og vilkår/kostnader for gjennomføring av tiltak. Våre kostnader forutsetter blant annet at et enkelt koblingsur settes inn mellom bereder og veggkontakt av boligeieren selv. Der berederen har fast tilkobling må imidlertid elektriker tilkalles. Da kan kostnaden bli prohibitiv.

Referansebanen inneholder en sjablonmessige virkninger av lastflytting for bl a elbil-lading og varmtvannsberedere, men det presenteres ikke eksplisitt hvordan dette er fordelt på ulike tiltak – eller hvilke forutsetninger som er lagt til grunn vedr bruksmønster, beredereffekter og –volumer

Berederne som ble benyttet da det var t-tariffer med billig natt-strøm i Oslo, var utformet nettopp for å magasinere hele døgnforbruket basert på tilført effekt om natten. Slike beredere vil selvsagt være ideelle i *alternativ til nett*, men det er mange år siden disse tariffene forsvant, og det finnes ingen oversikt over gjenværende beredere av denne typen.

Videre arbeid

Berederbestanden i Oslo og Akershus kartlegges og analyseres mht beredertyper, volumer, effekter og styringsmuligheter. Tappevannsforbruk, effekter og volumer antas å være betydelig større i boligsektoren enn i yrkesbyggene, men det bør likevel vurderes å se denne kartleggingen i sammenheng med kartlegging av ventilasjonsanlegg og bygninger.

4.7 Lastflytting - lading av elbiler

I dette avsnittet vil vi ta utgangspunkt i Optimeerings prognose for elbilutviklingen, i rapporten Energi- og effektprognoser Oslo og Akershus 2050 (Optimeering, 2016) og drøfte potensialet for flytting av elbilenes ladelaster. Det har vært en kraftig økning i

elbilsalget de siste årene, og det antas i prognosen at veksten vil fortsette. En større elbilpark vil samlet sett øke strømbruken, men oppladingen av bilene er i stor grad fleksibel ettersom bilene står stille store deler av tiden, har relativt stor batterikapasitet sammenlignet med energiforbruk på gjennomsnittsdager, og ofte er eller kan være koblet til ladepunkt.

I prognosen til Optimeering antas det at antall privatbiler per person holdes konstant på dagens nivå og at elbilandelen av den samlede personbilparken øker fra dagens 4,5 prosent til 70 prosent i 2040, det vil si 400 000 elbiler i Oslo og Akershus i 2040.²⁰ Mesteparten av veksten finner sted etter 2025. Det forutsettes at elbilenes gjennomsnittlige kjørelengde øker fra dagens 7 000 km/per år til 14 000 km/per år i 2040, og at elbilenes spesifikke forbruk holdes konstant på 0,225 kWh/km. Elforbruk per elbil vil da være 3150 kWh per år, og gjennomsnittlig 8,6 kWh per dag. Videre antas effekten til elbilladerne å være den samme som i dag. Andelen hjemmelading i husholdningene antas å øke fra dagens 70 prosent, til 83 prosent.

Optimeering legger til grunn at teknologien og insentivene vil være på plass for å kunne gjennomføre laststyring i fremtiden. Dette er vi enige i, ettersom flere muligheter er allerede tilgjengelige og stadig nye kommer til. Per i dag er elbillading for det meste styrt manuelt, men mange benytter allerede tidsinnstillinger, regulerbar lade-effekt og "apper" for ladestyring over internett via trådløse nettverk der bilene står parkert – eller over mobilnett. Ved hjelp av AMS-teknologi og andre former for to-veis-kommunikasjon vil lading kunne styres med utgangspunkt i priser, bruker-preferanser og andre forhold. Fra 2018 skal alle nye biler være utstyrt med Ecall²¹-kompatibelt sim-kort. Dette åpner for toveis-kommunikasjon med alle (nye) biler – og dermed også for at lading kan tilpasses last-situasjonen i nettet der bilene befinner, uavhengig av hvor dette er. Mange fysiske produkter, systemer og forretningsmodeller for styring av elbil-lading utvikles etter alt å dømme først for markedene i land med store utfordringer i energisektoren. Andre vil antagelig utvikles med et egnet blikk for det norske markedet.

Potensial

Potensialet for styrt elbil-lading kan antagelig bli betydelig, ettersom den norske elbilparken er relativt stor og fordi elbilene brukes en liten del av døgnet. Formålet med last-styringen vil først og fremst være flytting av laster mellom timer på dagtid og fra dag til natt. System-nyttens av slik lastflytting begrenses av andre fleksible og ikke-fleksible lasters størrelse og fordeling døgnet. (Når alle timelastene nærmer seg døgnetts gjennomsnittlige timelast er det ikke mer å hente.)

I tillegg til en rekke forhold som vi ikke drøfter her, er maksimal lade-effekt vesentlig for utnyttelse av fleksibiliteten.

Maksimal lade-effekt; utfordringer og muligheter

Større lade-effekt per elbil øker i prinsippet den maksimale samtidige elbil-lasten i nettet. Dersom ladingen av elbiler styres effektivt, vil imidlertid også fleksibiliteten kunne utnyttes bedre ved lastflytting: Handlingsrommet for lading om natten blir større, lastene kan styres til avgrensede tidsrom og tilpasses komplementært til andre, mindre fleksible laster. Tabell 4.6 gir en oversikt over ladetid og maksimal ladeeffekt ved ulik ladekapasitet på elbilparken i 2040. Dersom en ladekapasitet på 2 kW per bil skal dekke

²⁰ I Statnett (2017b), som ble offentliggjort etter vårt arbeid med elbilstiltaket, er forutsetningene noe mer aggressive og det antas 70 prosent andel allerede i 2030, og 535 000 elbiler i 2040.

²¹ Nødanropssystem som oppretter kontakt med en alarmsentral ved en ulykke og sender ut informasjon om bilens posisjon. (EU, 2015)

det gjennomsnittlige forbruket på 8,6 kWh per dag, vil ladetid per dag være minimum 4,3 timer. Dersom alle bilene lader maksimalt og samtidig, vil dette gi en effekt på 800 MW. Dersom ladekapasiteten i stedet er 10 kW per bil vil gjennomsnittlig ladetid per dag være 0,9 timer og maksimal samtidig lade-effekt vil være 4000 MW. Gitt at 83 prosent av ladingen foregår i husholdningene, utgjør de maksimale, aggregerte lastene knyttet til dette henholdsvis 664 og 3320 MW. På en gjennomsnittsdag kan det se ut som den marginale nytten av ladekapasitet på mer enn 4 kW er liten – de fleste lar uansett bilen stå de 2,2 timene det tar å etterfylle dagsforbruket. Vi har da 1300 MW maksimalt flyttbar last. De dagene i året hvor bilen brukes betydelig mer enn gjennomsnittlig, vil antagelig elbileierne verdsette høyere kapasitet. Det synes derfor rimelig å forvente at ladekapasiteten vokser med tiden. Med det vokser også både behovet for laststyring- og mulighetene til å utnytte elbilenes fleksibilitet.

Det har vist seg vanskelig å få presis informasjon om ladekapasitet og ladesamtidighet i referansebanen. Potensialet er dessuten avhengig av insentivene i form av lavere pris og av enkelhet for forbrukeren. På usikkert grunnlag legger vi til grunn at 200-250 MW i praksis vil kunne flyttes i 2040, utover det som ligger i referansebanen.

Tabell 4.6 Ladetid og -effekt ved ulik ladekapasitet i 2040

Ladekapasitet per bil, kW	2	4	6	8	10
Ladetid i gjennomsnittsdøgnet, timer	4,3	2,2	1,4	1,1	0,9
Maksimal samtidig ladeeffekt, MW	800	1600	2400	3200	4000
Herav 83 prosent hjemmelading	664	1328	1992	2656	3320

Kilde: Vista Analyse

Kostnader

Gjennom bruk av adaptive styringsalgoritmer og avtaler som differensierer mellom ulike nivåer av betalingsvillighet for å unngå komfort-tap etc, vil brukernes kostnader antagelig kunne bli svært små selv om en betydelig andel av elbilenes lade-fleksibilitet tas i bruk.

Etterhvert som de teknologiske mulighetene tas i bruk i stadig større grad og hensiktsmessige prisstrukturer innføres, bør laststyring kunne medføre en gevinst for elbileierne i form av lavere strømutgifter. Insentiver er antagelig viktigere enn direkte kostnader for dette tiltaket.

Elbiler som batterier for strømmettet

Ved flytting av ladelaster utnyttes elbilenes lade-fleksibilitet uten at energi overføres fysisk fra bilenes batterier til nettet. Dersom bilene (og laderne) gjøres i stand til å mate strøm inn på nettet vil de representere et betydelig større fleksibilitetspotensial. Basert på kostnadsframskrivninger av batteriteknologi ser Optimeering det som ytterst tvilsomt at batterier til slik bruk vil bli lønnsom innen 2035. De beregner at prisdifferansen i sluttbrukerpris mellom peak og off-peak må være nærmere 35 øre/kWh for at batterier skal lønne seg som utjevningsmekanisme. Den gjennomsnittlige differansen var i 2014 2,5 øre/kWh. Derfor forventer de ikke bidrag til utflating av husholdningens døgnprofil gjennom bruk av batterier, verken i form av enkeltstående batterier eller «Vehicle to grid(V2G)» før 2040.

Her vil imidlertid effekttariffer også bidra til prisspredning. Sammen med økt volatilitet i strømprisen er det etter vårt syn ikke utenkelig at prisspredningen over døgnet på dager med presset kapasitet kan overstige 35 øre. Dersom teknologien som tillater toveislading blir utbredt i elbilparken og laderne vil bilene kunne fungere som batterier for husholdningene og dermed (indirekte) for nettet. Batterikapasiteten i nyeste versjon av den mestselgende elbilen i Norge til nå, Nissan Leaf, er 30 kWh, mens de største batteripakkene i Teslas modellutvalg er 100 kWh.

Dersom 400.000 elbiler i 2040 har en gjennomsnittlig batteripakke på 50 kWh, gir det en samlet batterikapasitet på 20.000 MWh i Oslo og Akershus' elbiler. For bilens og batterienes vedkommende kan det tas ut effekter som tilsvarer motorens ytelse, men av praktiske og økonomiske grunner vil det antagelig bare være aktuelt å ta ut bare en brøkdel av dette, f.eks. 7 kW, omtrent som begrensningene i en 32 A-kurs. Selv med denne måteholdne forutsetningen kan det teoretisk tas ut en effekt på 2.800 MW fra elbilene i Oslo og Akershus. Om 25 prosent av elbil-parken er fulladet og tilgjengelig for tapping, kan det tas ut 700 MW i 7 timer, eller energien kan fordeles over flere timer, f.eks. 350 MW i 14 timer. Vi har imidlertid ikke lagt dette potensialet inn i beregningene i neste kapittel siden det per i dag fortøner seg noe usikkert.

Dersom elbilenes batterier skal utnyttes på denne måten forutsetter det at vekselrettere og annet nødvendig utstyr kommer på plass i bilene og/eller laderne. Avkastningen av disse merinvesteringene vil opplagt bli høyere med økende omfang av "batteritapping". Det motsatte gjelder batteriene, ettersom de taper verdi i takt med antall ladesykluser. På dette området bør det altså være en god balanse mellom flere fremtidige forutsetninger dersom elbilenes batterier skal bli utnyttet som alternativ til nett:

- Kostnader for vekselrettere og annen kraftelektronikk og batterier.
- Kort-og langtidsegenskaper for batterier.
- Verdien av lastflytting innenfor og mellom timer og døgn.

Fullt utbytte av elbilenes fleksibilitet

Det er ikke vanskelig å forestille seg at elbilenes ladekapasitet og batteristørrelse øker, og at både lading og utlading kan styres og bruker-tilpasses i store porteføljer av elbiler vha smarte algoritmer og innenfor differensierte avtalem modeller. Om vi legger til effektive prognose-verktøy for utetemperatur og last-situasjon, virker det svært rimelig at elbilene, teknisk og komfortmessig sett, kan bidra til lastflytting - ikke bare innenfor, men også mellom døgn. I beregningene i neste kapittel har vi imidlertid vært nøkterne, også fordi det er uklart for oss hva som befinner seg i referansebanen.

Videre arbeid

Elektrifisering innen transport- og anleggssektoren ser ut til å gå raskere enn mange hadde forutsett, og det er antagelig behov for gode fremskrivninger av denne prosessen, der det også tas høyde for at hydrogen kan bli tatt i bruk i segmenter av transportsektoren.

4.8 Lastflytting med bygninger som varmelager og fleksibilitetsressurs

Alle bygninger har kapasitet til å lagre varme i selve bygningskroppen, men denne varierer i svært stor grad, både pga av ulike materialer og forskjellige måter å bruke dem på. Bygninger som i referansebanen benytter nattsenkning for å spare energi, vil hver morgen ha et høyere effektbehov enn tilsvarende bygg med konstant temperatur gjennom døgnet. Dette bruksmønsteret representerer altså, de facto, lastflytting fra natt til dag. Ved å unngå nattsenkning av temperaturen i disse bygningene vil effektbesparelsen tidlig

om dagen kunne være betydelig – fordi laster har blitt flyttet tilbake til (den foregående) natten; Den samme virkningen kan oppnås ved å varme opp bygget om natten - til en temperatur som er høyere enn normal dagtemperatur.

Når denne varmen nyttiggjøres i bygget om dagen, vil daglasten bli lavere enn i referansebanen (med flat temperatur over døgnet). Dersom det i tillegg aksepteres en noe lavere innetemperatur i bygget på slutten av dagen, vil flyttet energimengde – og virkning på last-situasjonen i nettet bli enda større. Kostnaden består i hovedsak av merforbruk av energi om natten, transaksjonskostnader og evt investeringer i styring. For mange av de aktuelle bygningene kan det etableres enkle oppfølgingsystemer (basert på ET-kurver) som sikrer god kontroll med faktiske lastendringer, forutsatt at lastflyttingen foregår på kalde vinterdager. Dersom prisstrukturer ikke gir tilstrekkelige insentiver til last-utjevning, kan de suppleres med avtaler som sikrer kontroll med laststyring. Timesmålinger i bygget kan så gi tilstrekkelig dokumentasjon på at lastprofilen er endret i samsvar med avtale på de aktuelle dagene. Denne ordningen vil da ha karakter av "temperaturstyrt" drift, ikke ad hoc styring.

Faktorer som er bestemmende for bygningskroppens egenskaper som varmelager

Alle bygninger har varmelagringsegenskaper, men kapasiteten og de varmetekniske egenskapene forøvrig varierer i stor grad fra bygning til bygning. To materialegenskaper er spesielt viktige for størrelsen på- og utnyttelsen av bygningers varmelagringsegenskaper: spesifikk *varmekapasitet* og spesifikk *varmeledningsevne*:

Varmekapasiteten er et uttrykk for hvor mye energi/varme vi kan lagre per grad C, men den praktiske utnyttelsen av bygningen som varmelager vil vanligvis begrenses av en øvre og nedre grense for akseptabel temperatur innendørs. *Varmeledningsevnen* er (noe forenklet) et uttrykk for hvor raskt vi kan fylle og tømme lageret for varme.

Betong har en god kombinasjon av de to egenskapene, og en tung bygning med utstrakt bruk av betong kan lagre mye varme. Hvis betongens overflater ikke er eksponert mot inneluften i bygget, men i stedet er dekket med en dårlig varmeleder, f.eks. gipsplater, vil verken betongens varmekapasitet eller varmeledningsevne komme til nytte: Effekten inn og ut av lageret blir for lav. Bygningens funksjon som varmelager blir altså bestemt både av materialenes mengder, deres spesifikke egenskaper og av samspillet mellom ulike bygningsdeler og inneluft.

Varmeinstallasjonenes betydning

For at en bygnings egenskaper som varmelager skal komme til nytte ved lastflytting må varmeinstallasjonen kunne benytte elektrisitet til oppvarmingsformål, direkte eller indirekte. Dersom varmpumper bidrar helt eller delvis til varmeproduksjonen i situasjoner der lastflytting foretas, vil virkningen av dette (på last-situasjonen i nettet) være mindre enn om all varme produseres med direkte bruk av elektrisitet. (EI-andelen som flyttes tilsvarer den inverse av varmpumpens varmefaktor i den aktuelle situasjonen, dvs. at lastflyttingen tilsvarer en tredjedel av flyttet varmemengde hvis varmefaktoren er 3.) Mange varmpumpe-installasjoner er kun dimensjonert for å dekke grunnlasten, mens elektrisitet eller olje/bioolje dekker spisslastene på de kaldeste dagene. En god forståelse av potensialet for lastflytting forutsetter derfor god kunnskap om spisslastdekningen i de aktuelle anleggene.

Noen bygg kan ha begrensninger i sine effektinstallasjoner, slik at varmelagringskapasiteten ikke kan utnyttes fullt ut ved oppvarming om natten – og at fleksibiliteten (kapasiteten til lastflytting) derfor reduseres. Ettersom de beregnede varmetapene for bygningsmassen er betydelig høyere enn målte laster i nettet, kan det ikke tas utgangspunkt i tapsberegningene ved estimering av tilgjengelig elektrisk varmeeffekt i

bygningene. Vi lar dette stå åpent, og avgrenser den videre analysen til vurderinger av bygningenes *varmelagringssevne*. Vi avgrenser oss videre til *yrkesbyggene*, fordi de kan antas å ha høyere varmekapasitet og fordi mange av dem allerede har de nødvendige styringssystemene installert.

Potensialer og begrensninger for lastflytting

Bestemmende faktorer for bygningers egenskaper som varmelager, oppsummert:

- Varmekapasitet
- Installerte effekter
- Samspill mellom bygning, varmeinstallasjoner og ventilasjonssystem
- Aksepterte temperaturvariasjoner (natt og dag).

Om- og i hvilken utstrekning lastflytting faktisk gjennomføres, vil til dels være bestemt av insentivene bygningseier står overfor.

Med utgangspunkt i tilgjengelige data om bygningers termiske egenskaper, er det rimelig å anta at lastflytting i de fleste tilfeller vil være begrenset i tid – til 24 timer, ofte mindre. Det er imidlertid mulig at det innenfor en portefølje av bygninger kan igangsettes rullerende tiltak, slik at sum-effekten på last-situasjonen blir større eller annerledes fordelt over tid enn enkelt-tiltakene hver for seg. Ettersom denne formen for lastflytting er direkte knyttet til oppvarmingsbehovet, vil potensialet være størst på kalde vinterdager - og mindre desto varmere det er ute.

De konstruksjons- og varmetekniske forutsetningene for utnyttelse av bygningers varmelagringssevne er godt kjent, men i hvilken grad disse forutsetningene er til stede i eksisterende bygningsmasse er ikke godt kartlagt. Riktignok kan materialbruken i mange bygninger fremgå av data i bygningsregistrene og andre informasjonskilder, men dette gir ikke tilstrekkelig informasjon for beregning av lastflyttings-potensialer.

Kostnadene for denne kategorien av tiltak vil i stor grad påvirkes av bygningsstørrelse, tekniske systemer og en rekke andre forhold som ikke kan fanges opp her. Én kostnadskomponent er imidlertid direkte knyttet til lastflyttingen – eller rettere sagt flyttingen av energi: Ved bruk av bygningen som varmelager må det i akkumuleringsperiodene etableres en høyere innetemperatur enn i referansebanen, hvilket fører til økte varmetap - og et tilhørende merforbruk av energi som er å betrakte som en direkte driftskostnad ved denne formen for lastflytting. Dette merforbruket vil i de fleste tilfeller antagelig være mellom 10 og 20 prosent av flyttet energimengde.

Før vi går videre; et lite tankeeksperiment som demonstrerer hva dette dreier seg om: Anta at alle bygninger i Oslo og Akershus varmes opp utelukkende med elektrisitet, og at effektbehovet er 3000 MW på de kaldeste vinterdagene. Natten før en slik vinterdag varmes så alle bygningene opp til en temperatur som ligger én grad høyere enn settpunktet for ordinær dagdrift. Vi forutsetter full synkronisering i vårt eksperiment; Ved driftsstart neste morgen slås alle varmesystemene av samtidig, og hver enkelt bygning bidrar da med en lastreduksjon som tilsvarer last for denne spesifikke bygningen ved utetemperatur minus 18 °C. Samlet lastreduksjon blir da på 3 000 MW rett etter oppstart. Slik kan 3 000 MW flyttes fra en dag til foregående natt! Etter hvert som temperaturen i bygningene har falt til normal driftstemperatur vil de, én etter én, belaste nettet med sine respektive effektbehov; - *de kontrafaktiske lastene blir faktiske*.. I denne nedkjølingsprosessen blir vi minnet om at lastflytting også er energiflytting, for noen av bygningene kaller på full effekt allerede etter en halv time, mens andre beholder innetemperaturen i flere timer uten vesentlig energitilførsel. Når vi skal kvantifisere tiltak for lastflytting er det derfor viktig å beskrive noe mer enn de maksimale last-virkningene.

Virkningenes *varighet* må også bestemmes – og dermed energimengdene som skal lagres i løpet av natten. Det faller utenfor rammene for denne utredningen å føre disse resonnementene videre i detalj, men noen overslagsberegninger og en drøfting av dem er tilstrekkelige for å tegne et rimelig godt bilde av muligheter og begrensninger for denne typen lastflytting.

Figuren nedenfor viser hvordan effektiv²² varmekapasitet og bygningens varmebehov påvirker lastreduksjon og varighet – og dermed flyttet energimengde. Desto større den effektive varmekapasiteten er, jo mer energi kan bygningen lagre fra natt til dag. – Og desto større *varmebehovet* er (utette og dårlig isolerte bygninger), jo kortere tid tar det før varmelageret er tømt og oppvarmingsystemene tas i bruk neste dag.

Figur 4.5 Varmebehov og effektiv varmekapasitet

		Effektiv varmekapasitet ($Wh/m^2 \cdot K$)	
		Stor	Liten
Varmebehov (W/m^2)	Stort	Store energimengder kan flyttes: Store lastreduksjoner, medium varighet.	Små energimengder kan flyttes: Store lastreduksjoner, kort varighet.
	Lite	Store energimengder kan flyttes: Små lastreduksjoner, lang varighet	Små energimengder kan flyttes: Små lastreduksjoner, medium varighet

Kilde: Vista Analyse

Som for ventilasjonstiltakene, vil høye enhetskostnader antagelig utelukke innføring i små bygninger, dvs. store deler av boligsektoren. Boligblokker er mer aktuelle enn små boliger, men beregningene nedenfor avgrenses til yrkesbyggene, ettersom beslutningsveiene er enklere og de tekniske anleggene er større.

Lastflytting i yrkesbygg

Tilgjengelig informasjon om Oslo og Akershus' bygninger egner seg ikke for detaljerte beregninger av varmelagring, men ved å ta utgangspunkt i beregninger av varmekapasiteten i svenske eneboliger (Nyholm et al, 2016) kan det være rimelig å anta at yrkesbyggene i Oslo og Akershus har en gjennomsnittlig, spesifikk varmekapasitet på ca. $50 Wh/m^2 \cdot K$. Dersom det er akseptabelt å la temperaturen innendørs svinge 1,5 grader over og 1,5 grader under foretrukket innetemperatur noen få, kalde dager i året, kan yrkesbyggene i Oslo og Akershus lagre varme tilsvarende 4800 MWh fra natt til dag. En del av dem har antagelig bedre lagringsegenskaper, andre dårligere. I noen vil det

²² Med begrepet *effektiv* varmekapasitet siktes det her til den delen av bygningens varmekapasitet som kan "settes i arbeid" – dvs oppta og avgi varme i en døgnsyklus innenfor et akseptabelt temperaturintervall.

være mulig å utvide temperaturintervallet, og i andre må det kanskje innskrenkes. Skjønnsmessig anslår vi at det praktiske potensialet for energiflytting i yrkesbyggene er ca. 4.000 MWh/døgn. Ved å administrere porteføljen av bygninger med ulike egenskaper på en hensiktsmessig måte, vil denne energimengden antagelig kunne fordeles over tid i henhold til behov, dvs. at den kan benyttes til høye lastreduksjoner i få timer eller til lave lastreduksjoner i flere timer. Dette handlingsrommet er ikke ubegrenset, men ved å styre "ladingen" om natten og lastene om dagen, kan byggenes varmelagere tømmes sekvensielt eller parallelt, og hvert enkelt bygg kan dessuten tappe sitt eget varmelager sakte ved å benytte en glidende termostatinnstilling i løpet av dagen – og på den måten trekke redusert last fra nettet. Nøkkelen er her å se enkeltbyggene og byggkategoriene i *sammenheng*, slik at potensialene kan utnyttes best mulig.

Lastflytting i form av å fjerne nattsinking og eventuelt øke temperaturen om natten har vært lite diskutert i Norge. Tvert imot har en ønsket å fremme nattsinking for å spare energi. Vi legger til grunn at referansebanen ikke gjør bruk av tiltaket.

Disse tiltakene vil ha direkte driftskostnader som følge av økt energibehov over døgnet. Merforbruket av energi vil variere, men er beregnet til ca 10 % av flyttet energimengde. For å ta høyde for andre kostnader – og for at energien flyttes over større tidsrom – anslås kostnadene å bli 10 til 20 prosent av prisen på flyttet energimengde. Den laveste kostnaden får en ved flytting av laster tidlig og sent på dagen, mens de dyreste er de som skal flyttes over lengst tidsrom; fra tidlig ettermiddag til foregående- eller neste natt. Investeringskostnadene vil være svært beskjedne, og mange yrkesbygg har de nødvendige termostat- og styringsfunksjonene allerede. I beregningene i neste kapittel antas driftskostnadene å være 10 til 20 prosent av kraftprisen for flyttet energimengde og investeringskostnadene settes til null for dette tiltaket.

Videre arbeid

Kartleggingen ses i sammenheng med kartlegging av ventilasjonsanlegg og bygninger. For beredernes del vil antagelig boligsektoren være viktigere enn yrkesbyggene, ettersom Oslo og Akershus' bygningsmasse kartlegges og analyseres mht bygningenes termiske egenskaper, oppvarmingssystemer, eierskap, forvaltning og drift. Kartleggingen ses i sammenheng med de andre tiltakstypene, særlig de som er knyttet til beredere, oljekjeler, aggregater og ventilasjonsanlegg.

5. Samfunnsøkonomisk analyse

På bakgrunn av informasjonen om tiltakenes potensial og kostnader har Statnett (2017a) utarbeidet et notat kalt *Samfunnsøkonomisk analyse av alternativer til nett: Hvordan finne den beste pakken av tiltak*. Dette kapitlet refererer hovedpunkter fra Statnetts notat.

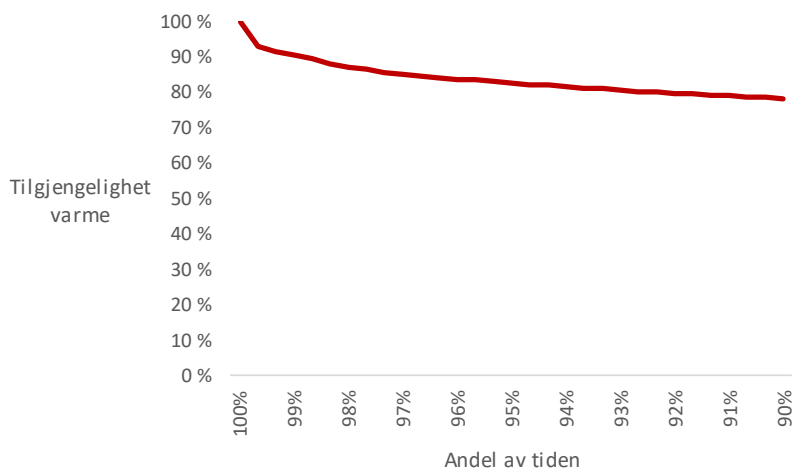
Formålet med den samfunnsøkonomiske analysen er å finne den mest kostnadseffektive pakken av tiltak som gjør at forbruket holder seg under dagens nettkapasitet. Analysen ser fremover fra 2020 til 2040.

Potensialet følger av forutsetningene i kapittel 4

Statnett (2017a) tar utgangspunkt i Statnetts siste forbruksprognose, Statnett (2017b), som ble diskutert i kapittel 2. For praktiske formål er det lagt til grunn at nettet maksimalt kan levere 5000 MW. Dette er grensen forbruket må holdet seg under ved hjelp av alternativer til nett. Uten alternativer til nett vil effektforbruket nå denne grensen omkring 2030. I 2050 vil effektforbruket ifølge forbruksprognosen nærme seg 5600 MW. Dette året må altså alternativer til nett skaffe til veie 600 MW. I forbruksprognosen antas det at formen på varighetskurven holder seg over tid, mens i en strategi for alternativer til nett er det en hovedoppgave å forandre formen på varighetskurven.

Varighetskurven er karakterisert ved at forbruket de aller kaldeste timene er betydelig høyere enn ellers. Figur 5.1 setter maksimalt forbruk lik 100 prosent, og viser at 99 prosent av dagtiden gjennom året er forbruket 90 prosent av det maksimale, eller mindre. Hele ti prosent av nettkapasiteten er med andre ord tilordnet én prosent av dagtiden, ca. 60 av årets timer.

Figur 5.1 Effektforbruk som funksjon av tid. Maksimalt forbruk lik 100 prosent.



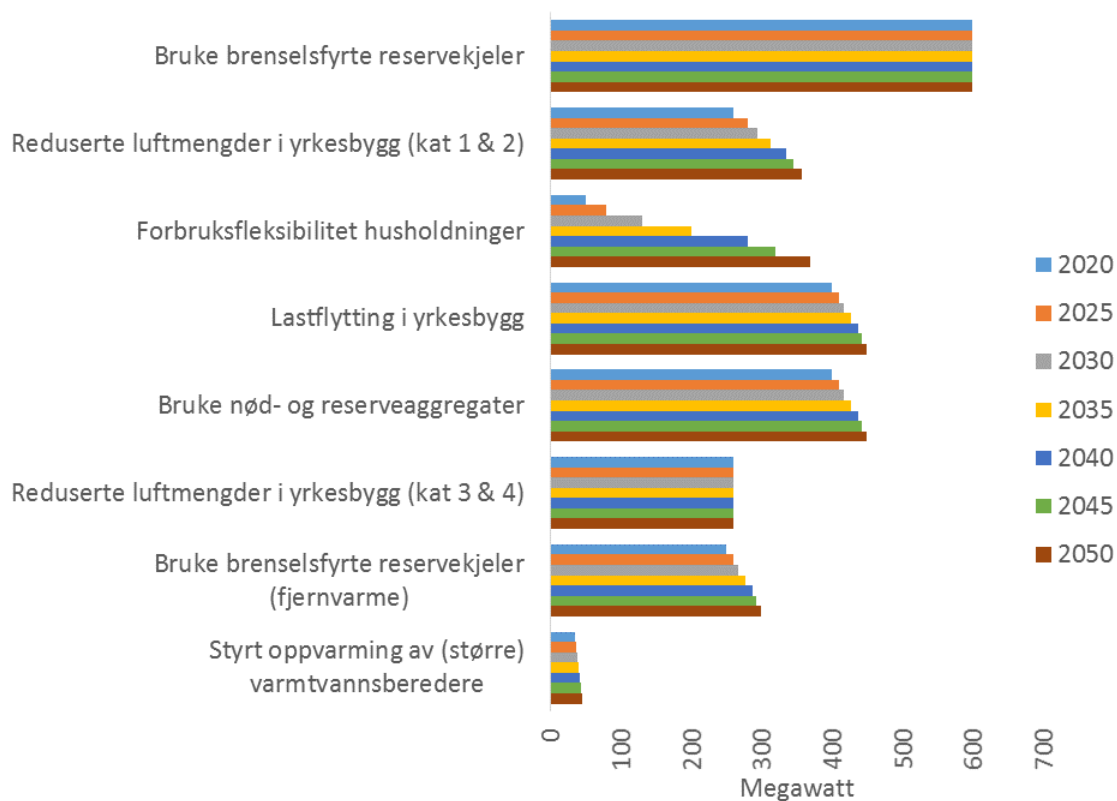
Kilde: Statnett

For å håndtere det forholdet at det samlede potensialet ved lastflytting er mindre enn summen av tiltakenes samlede potensial (fordi vi ikke kan flytte mer enn det som gjør forbruket flatt over døgnet), legger analysen til grunn at maksimal lastflytting til natt er 5,5 prosent av det maksimale forbruket. Dette tallet tar utgangspunkt i at de kaldeste dagene er forbruket om dagen 16-17 prosent høyere enn om natten.

Forbruksutviklingen og kommersialisering av ny teknologi gjør at ressurspotensialet utvikles over tid. Forutsetningene på dette området er oppsummert i Figur 5.2. Det er særlig tiltaket Forbruksfleksibilitet i husholdninger, der elbilene ligger, som antas å ha

økende potensial over tid. Alle tiltakene har en antatt levetid på 20 år fra investeringen finner sted. Investeres det i 1 MW av et tiltak i 2020, må det altså investeres på nytt i 2040 for at ikke tiltaket skal miste denne 1 MW.

Figur 5.2 Antatt utvikling i tiltakenes potensialer over tid i forhold til referansebanen



Kilde: Statnett

Tabell 5.1 Tiltakenes kostnader og potensialer i 2020

Beskrivelse	Ressurser per 2020 (MW)	Kategori	Inv.kost. (kr/MW)	Andre virkninger (kr/MW/år)	Marginal-kost. (kr/MWh)
Reduserte luftmengder i yrkesbygg (kat. 1 & 2)	260	Effektivisering	400 000	-16 000	-400
Reduserte luftmengder i yrkesbygg (kat. 3 & 4)	260	Effektivisering	1 800 000	-16 000	-400
Styrt oppvarming av (større) varmtvannsberedere	35	Flytting	280 000	0	-20
Forbruksfleksibilitet husholdninger	50	Flytting	2 000 000	0	-20
Lastflytting i yrkesbygg	400	Flytting	0	0	40
Bruke brenselfyrte reservekjeler (fjernvarme)	250	Omlegging	0	0	600
Bruke brenselfyrte reservekjeler	600	Omlegging	25 000	0	850
Bruke nød- og reserveaggregater	400	Produksjon	185 000	0	3 100

Kilde: Statnett på bakgrunn av analysen i kapittel 4.

Tiltaket Reduserte luftmengder i yrkesbygg er delt i to klasser på grunnlag av analysen i avsnitt 4.1. Investeringskostnaden følger en glideskala med utgangspunkt i henholdsvis 400 000 og 1 800 000 kr per MW. Negative driftskostnader følger av at hver MWh last styrt er én MWh spart for byggeier. En pris på 400 kr/MWh er gjennomgående i den samfunnsøkonomiske analysen. Analysen legger til grunn at tiltaket av og til kan brukes utenom den aller kaldeste knapphetsperioden, nærmere bestemt fire arbeidsdager i året à 10 timer. Dette gir en inntekt på 16 000 i form av andre virkninger.

Tiltaket Styrt oppvarming av (større) varmtvannsberedere har en investeringskostnad gitt av avsnitt 4.6 («Bereder 2»). Kraftprisen om natten er for tiden 5 prosent lavere enn om dagen. Det antas som en teknisk beregningsforutsetning at dette fortsetter inn i tiltaksperioden. Med utgangspunkt i 400 kr/MWh blir besparelsen 20 kr/MWh. Her kan det legges til at virkemidler for alternativer til nett kan komme til å omfatte større prisvariasjon mellom dag og natt enn i dag, nettopp for å gjøre besparelsene i alternativer til nett større.

Kostnader ved tiltaket forbruksfleksibilitet i husholdningene er av Statnett antatt å være 1500 kr per husholdning i 2020, og fallende med fire prosent per år til kostnaden når 750 kroner per husholdning. Samlet gir det den oppgitte kostnaden på to millioner kroner per MW. Driftskostnaden vil være negativ fordi det er noe billigere å lade om natten.

Tiltaket lastflytting i yrkesbygg har ingen investeringskostnad, men ifølge avsnitt 4.8 gir det en økning i driftskostnadene lik 10-20 prosent av kraftprisen. Den samfunnsøkonomiske analysen ligger i den nedre enden, 10 prosent.

Tiltaket brenselsfyrte reservekjeler tilsvarer bergvarme med egen effektdekning i kapittel 4, men her er det av praktiske grunner gjort ytterligere forutsetninger. Analysen i avsnitt 4.4 holdt potensial og kostnader åpent. Den samfunnsøkonomiske analysen legger til grunn at effektdekningen på marginen stammer fra energikilder til kostnad 1000 kroner per tonn. 1000 kroner er et gjennomsnitt av bioolje, gass, flis, pellets og avfall. Netto kostnad er 1000 minus de 400 som kraft koster. Det antas ingen investeringskostnad og det antas at potensialet gjelder elkjeler som allerede eksisterer og uansett vil eksistere. Marginalkostnaden omfatter ikke eventuelle miljøkostnader i form av lokal luftforurensing. Prinsipielt sett burde miljøkostnader vært med.

Tiltaket Bruke brenselsfyrte reservekjeler handler om ulike oljekjeler som plassert i bolighus, leiegårder og forretningsbygg, jf avsnitt 4.3. Investeringskostnadene antas å følge en glideskala mellom 25 000 og 200 000 kroner per MW, med et gjennomsnitt ved 600 MW potensial på 112 500 per MW. I 2020 bygger man ingenting og kostnaden er 25 000 som det står i Tabell 5.1. Marginalkostnaden er 1250 kr per MWh minus 400 kroner for kraften. Marginalkostnaden omfatter ikke eventuelle miljøkostnader i form av lokal luftforurensing. Prinsipielt sett burde miljøkostnader vært med.

Tiltaket Bruke nød- og reserveaggregater dreier seg om å ta i bruk en andel av beholdningen av slike aggregater på kalde dager, jf avsnitt 4.2. Det er lagt til grunn en marginalkostnad på 3500 kr/MWh minus kraftkostnaden på 400 kr/MWh. Investeringskostnaden er satt til 185 000 kr/MW. Dette er basert på arbeid i Tyskland, men samsvarer i tillegg med beregningene i avsnitt 4.2. I prisen på diesel i Norge er miljøkostnader i form av bidrag til lokal luftforurensing til en viss grad priset inn. 3500 kr/MWh er imidlertid billig i forhold til prisen på diesel i Norge, slik at man ikke kan si at miljøkostnader er full inkludert i anslaget.

Den beste pakken av tiltak kan ha relativt lave kostnader

Den forventede, neddiskonterte kostnaden av den beste, dvs. billigste pakken av tiltak, regnet over perioden 2020-2050, ligger på 220 millioner kroner. Kostnaden fordeler seg på investerings- og driftskostnader som vist i Tabell 5.2.

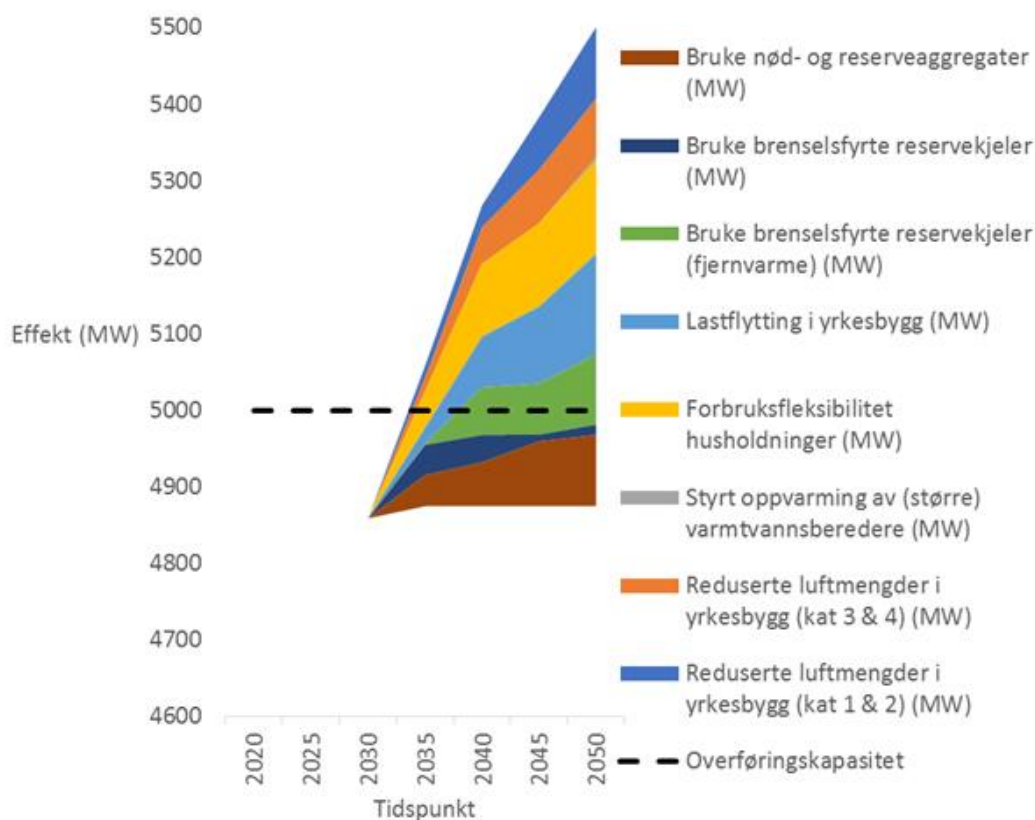
Tabell 5.2 Neddiskonterte kostnader av den beste pakken tiltak innen alternativer til nettinvestering

Sum virkninger (diskontert)	Tom. 2050
Investeringskostnader	157
Andre nyttevirkninger	0
Driftskostnader	63
Sum virkninger	220

Kilde: Statnett. Note: Nåverdi i 2017 kroner. Diskonteringsrente fire prosent per år.

Resultatene viser at den beste løsningen er en pakke av tiltak som introduseres over tid i takt med utviklingen i etterspørselen, jf. Figur 5.3.

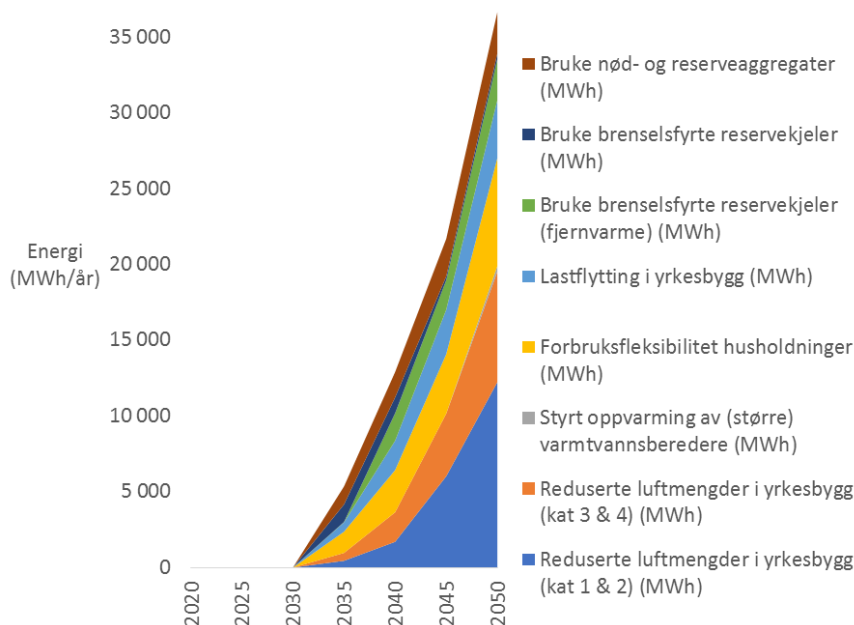
Figur 5.3 Innfasing og bruk av alternativer til nettinvestering



Kilde: Statnett/Vista Analyse

Figuren viser at nød- og reserveaggregater, lastflytting i yrkesbygg og forbrukerfleksibilitet i husholdningene (elbillading) er de største målt i effekt. Brenselsstyrte reservekjeler er viktig tidlig i perioden, men fases ut etter hvert som de blir gamle og utslitt. Tiltakene må settes inn før forbruket når 5000 MW på grunn av begrensninger når det gjelder hvor mye vi kan flytte mellom dag og natt, begrensninger i brukstiden til tiltakene, osv.

Figur 5.3 gjelder innfasing og bruk av effekt. Energivolumet er også interessant og viser hvor mye tiltakene blir brukt. Figur 5.4 viser omfanget av bruken av de ulike tiltakene per år, målt ved samlet energivolum.

Figur 5.4 Energivolum knyttet til de ulike tiltakene

Kilde: Statnett/Vista Analyse

Figuren over energivolumer viser at det er tiltak med negative og lave marginalkostnader som gjør store deler av jobben med å holde overføringsbehovet nede. Reduserte luftmengder i yrkesbygg gir et særlig stort bidrag.

Videre arbeid

Modellberegningen som er presentert her og som er utviklet av Statnett, gir etter vår vurdering spennende muligheter for å videreutvikle samfunnsøkonomiske analyser av alternativer til nett. Det ligger mange videreutviklingsmuligheter i verktøyet. Vi kan skille mellom videreutvikling av modellens teoretiske egenskaper, og videreutvikling av data om tiltakene.

Videreutvikling av modellens teoretiske egenskaper

Videreutvikling av modellens teoretiske egenskaper handler i hovedsak om å introdusere usikkerhet. Et viktig trekk ved kraftmarkedet er at de langsiktige forbruksprognosene er usikre (selvsagt) og at tiltak har ulik ledetid. Tiltak av typen alternativer til nett har typisk mye kortere ledetid enn nettinvesteringstiltak. Alternativer til nett kan settes inn på forholdsvis kort varsel dersom forbruket ser ut til å stige mer enn først antatt. Dette gir alternativer til nett en informasjonsfordel, en opsjonsverdi, i forhold til nettinvesteringstiltak. For å illustrere dette må man som første skritt innføre regelmessig oppdatering av forbruksprognosene sammen med ulike ledetider på investeringene.

Det går også an å tenke seg at alternativer til nett langsiktig dimensjoneres for en bestemt forbruksutvikling, og at det så går an å gjøre kortsiktige korreksjoner til den langsiktige dimensjoneringen, eventuelt til høyere kostnad. Dette er kanskje lettest å se fra virkemiddelsiden. Man kan innrette prissignalene slik at de forventningsmessig og langsiktig flater ut og reduserer veksten i varighetskurven (forbruket). Bakom dette forventes det at forbrukerne og markedet gjør de tiltak som de finner best, gitt prisene. På toppen av forbrukernes normale og langsiktige tiltak kommer så de kortsiktige tiltakene som dels slår inn når det er virkelig kaldt, og dels kan tas i bruk dersom banen for forbruket og varighetskurven «kommer ut av kurs». Ved disse tiltakene, og virkemidlene, er sikkerhet for lavere strømforbruk viktig.

En slik strategi vil i tilfelle skille ut alternativer til nett i én del som er mer som en langsiktig nettinvestering og en annen del som har kortsiktig karakter.

Sagt på en annen måte kan man tenke seg alternativer til nett integrert med den langsiktige nettutviklingen, og som akutt tiltak når det ligger an til særlig høyt forbruk. Som tiltak integrert med den langsiktige nettutviklingen vil alternativer til nett redusere forbruksutviklingen og varighetskurven. Som akutt tiltak vil det være naturlig å sammenlikne alternativer til nett med sikkerhetsmarginer som er lagt inn i nettplanleggingen. For eksempel kan en sammenlikne slike akutte tiltak med bruken av N-1 kriteriet. Antagelig er det ikke like nødvendig å opprettholde N-1 kriteriet når en har alternativer til nett å ty til.

Denne todelingen av alternativer til nett i form av langsiktig nettplanlegging på den ene siden, og kortsiktig styring på den andre siden, har sammenheng med usikkerhet og opsjonsverdier og kan utvikles mer.

Det er andre trekk ved modellen som også kan videreutvikles og som ligger mer i skjæringspunktet mellom teori og empiri. For eksempel antas det nå at alle tiltak varer 20 år. I praksis vil det være en fordeling over tid som kan modelleres på ulike måter (geometrisk depresiering, lineær osv). Modellen skiller i praksis ikke mellom privatøkonomiske og samfunnsøkonomiske kostnader. I en videreutvikling kan en tenke seg å utvide kolonnen Andre virkninger i Tabell 5.1 med for eksempel miljøkostnader og som et annet element utvikle videre tanken om at enkelte effektiviseringstiltak påvirker energikostnadene også utenom spisslastsituasjoner. Videre kan man legge inn en fordeling av subjektive kostnader i form av konsumentoverskudd som tar hensyn til at enkelte konsumenter føler en subjektiv motstand mot å tillate at strømmen kuttes til visse installasjoner på kritiske tidspunkter, som andre ikke føler. Den subjektive kostnaden kan knyttes opp mot etterspørselastisiteten etter effekt, som på mange måter måler det samme når den registrerer hvordan konsumentenes adferd reagerer på pris. Teoretisk er denne koblingen relativt lett å gjøre.

Sammenhengen mellom tiltak og virkemidler faller etter vårt syn også i skjæringspunktet mellom modell og data. For eksempel har vi i beregningene over lagt til grunn at prisforskjellen mellom dag og natt er ti prosent, som er tilfellet nå. Men i fremtiden vil prisforskjell mellom dag og natt av hensyn til produksjon og nettbegrensninger antagelig være større enn nå for nettopp for å drive frem alternativer til nett. Generelt sier vi det finnes en likevekt der omfanget av tiltak matcher doseringen av virkemiddelet, og vice versa. Det er denne likevekten vi ønsker å fange gjennom studier av alternativer til nett, og ideelt sett krever den en simultan framskrivning av tiltak og virkemidler.

Videreutvikling av data

Dataene som er brukt i analysen representerer vårt for tiden beste forsøk på å fastlegge potensialer, investeringskostnader og variable kostnader. Som det har fremgått så vil det være nødvendig å kvalitetssikre alle data før man eventuelt tester tiltakene i markedet. Her vil vi vise til drøftelsene av videre arbeid i kapittel 4. Det er stor usikkerhet både om potensiale, investeringskostnader, driftskostnader (herunder energikostnader) og andre samfunnsmessige virkninger, dvs miljøkostnader, eventuelle komfortkostnader og annet. Særlig er kanskje spørsmålet om komfortkostnader viktig. Litteraturen på dette området, som vi også har fulgt i vår analyse i kapittel 4, er å anta at komfortkostnaden er null. Men den vil jo være en funksjon av tid og opplagringsmuligheter i den enkelte husholdning, og noen er både mer frosne og mer opptatt av trygghet enn andre. Komfortkostnader vil i et marked vise seg i at ikke alle vil tegne kontrakt med en aggregator eller følge prisbevegelsene, men når en i forkant skal vurdere potensial og kostnad ved tiltak, kan de være vanskelig å anslå.

Et ordtak i modelleringsmiljøer er «garbage in, garbage out» - putter man søppeldata inn, får man søppeldata ut. En samfunnsøkonomisk modell som vi har her, gir mulighet til å utføre operasjoner man aldri ville klare med tankens kraft, samtidig som forutsetningene er transparente på en bedre måte enn verbale resonnementer. Men det hjelper ikke å utføre kompliserte dataoperasjoner hvis dataene – grunnlaget for operasjonene – er feilaktig.

6. Virkemidler for å realisere alternativer til nettinvesteringer

I dette kapitlet gjennomgås aktuelle virkemidler for å få utløst de tiltakene som er beskrevet tidligere i rapporten, og som kan erstatte investeringer i nett. I henhold til oppdragsbeskrivelsen skal vi:

«Beskrive og drøfte mangler og utfordringer ved dagens regulering og tilgjengelige virkemidler. Begrunne og anbefale hvilke virkemidler og regulering som er best egnet for å sikre at alternative løsninger til nettutbygging kan tas i bruk».

Vi starter med en kort definisjon av hva vi mener med virkemidler i denne sammenhengen, og går deretter over til å beskrive eksisterende og kommende/planlagte nye virkemidler i kraftsektoren, hovedsakelig knyttet opp mot forbrukssida. Deretter gjennomgås barrierer og mulige virkemidler for å få utløst de aktuelle tiltakene som vi har identifisert i Oslo og Akershus.

6.1 Virkemidler skal bygge ned barrierer for eller gi insentiver til å få utløst tiltak og sikre momentan tilpasning på kort sikt

Det kan finnes en rekke barrierer for at de tiltakene vi har analysert som alternativer til nett ikke blir gjennomført. Dette kan være institusjonelle eller lovmessige barrierer, mangel på insentiver etc. Ulike virkemidler kan benyttes for å løse opp disse barrierene. Virkemidler kan således defineres som handlinger fra det offentliges (statens) side for å få utløst eller gjennomført tiltakene. En deler gjerne offentlige virkemidler inn i to hovedgrupper:

- *Økonomiske virkemidler:* Dette er virkemidler (ofte kalt indirekte virkemidler) som tar sikte på å påvirke aktørenes tilpasning gjennom de prisene aktørene står overfor. Dette omfatter en lang rekke virkemidler som avgifter, tilskudd, direkte prisregulering, prising av effekt osv. Prisområder, kapasitetsprising (på ulike måter, det finnes mange varianter av dette), anleggsbidrag og kompensasjon (f.eks. for utkoblingsfleksibilitet) er eksempler. Riktig prising vil gi aktørene insentiver til å tilpasse seg optimalt.
- *Administrative virkemidler:* Disse kalles ofte også direkte virkemidler ettersom de tar sikte på å påvirke aktørenes adferd direkte gjennom ulike reguleringer. Kategorien inkluderer organisatoriske tiltak og informasjonstiltak. Det kan dreie seg om å ha lovhjemmel for å pålegge ulike aktører å gjennomføre tiltak, direkte styring av forbruket gjennom (avtalte) utkoblinger av ulike typer forbruk, pålegg og informasjon om samarbeid, organisering, tekniske standarder, institusjonelle virkemidler osv.

Også kombinasjoner av økonomiske og administrative virkemidler er aktuelle.

Vi skal hovedsakelig vurdere virkemidler som kan styre effektetterspørselen og i noen grad også virkemidler for å påvirke effekttilgangen. Dette kan på kort sikt kreve investeringer i produksjonskapasitet, forbruksreducerende tiltak, styringssystemer o.l., noe som krever egne virkemidler å få realisert. Når investeringene er på plass må det sikres en tilstrekkelig løpende styring av kraftforbruk, nett og kraftproduksjon slik at systemet til enhver tid tilpasser seg optimalt og at en til enhver tid får balansert produksjon og forbruk i de aktuelle områdene.

Organiseringen må også sikre nødvendige investeringer på lang sikt for å ivareta behovet for oppgraderinger og fornyelser av de ulike delene av systemet. Dette kan kreve nye måter å organisere systemer og markeder på, og utfordre aktører og eierskap i ulike deler av systemet.

Dette kan tilsi at det er hensiktsmessig på den ene siden å skille mellom virkemidler som gir insentiver til (langsiktige) investeringer i alternativer til nett, og virkemidler som bidrar til å styre effektforbruk og effekttilgang på kort sikt slik at en til enhver tid sikrer balanse mellom produksjon og forbruk. Virkemidlene for langsiktige investeringer kan i større grad være økonomiske, mens virkemidlene for kortsiktig styring av produksjons- og overføringssystemet kan være en kombinasjon av økonomiske og ulike typer systemreguleringer o.l. for å sikre momentane tilpasninger og løsninger. Det er nødvendig med 100 prosent sikkerhet for at en på kort sikt kan balansere markedet ved at tilstrekkelige mengder forbruk faktisk kan kobles ut. Dette kan gjøre økonomiske virkemidler mindre aktuelle på kort sikt, og kreve at en i stor grad benytter direkte reguleringer. Det kan være behov for nye aktører og nye tjenester, såkalte aggregatortjenester, for å sikre dette.

6.2 En rekke markeder og virkemidler finnes allerede

Det må til enhver tid produseres like mye kraft som det forbrukes, dette omtales som den momentane balansen i kraftsystemet og denne kontinuerlige balanseringen er avgjørende for driftssikkerheten (Statnett, 2016a). Statnett er systemansvarlig for kraftnettet, og har et sett med virkemidler for å løse denne oppgaven på et overordnet nivå. Virkemidlene skal i størst mulig grad være basert på markedsmessige prinsipper. Det er etablert et felles nordisk regulærkraftmarked (RKM) med deltakelse fra både produksjon og forbruk, og det finnes lokale balansemarkeder. Det finnes også et norsk regulærkraftopsjonsmarked (RKOM) for å sikre tilstrekkelig volum med bud i regulærkraftmarkedet. Ideen er at aktørene i disse markedene skal handle seg i balanse i forkant av driftsøyeblikket, noe som reduserer behovet for tiltak under selve driften. I situasjoner med kritiske, geografisk betingede og eller tidsbegrensede behov, har Statnett myndighet til å stille krav til aktørene for å sikre balanse i kraftsystemet.

Statnett kan også fastsette såkalte elspotområder som tar hensyn til at overføringskapasiteten i det nordiske kraftmarkedet er begrenset. Norge er i dag delt inn i 5 elspotområder, hvor Oslo og Akershus ligger i område NO1. Disse områdene reflekterer store og langvarige begrensninger i nettet og situasjoner med forventet energiknapphet. Handel i elspotmarkedet klarer markedet på timebasis i forkant av driftsøyeblikket, og det fastsettes priser med tilhørende forbruks- og produksjonsnivå som bl.a. reflekterer de fysiske flaskehalsene i nettet.

Når resultatene fra Elspotmarkedet for etterfølgende dag foreligger, gjøres den ledige nettkapasiteten tilgjengelig til såkalt intradag-handel (Elbas). Elbas gir aktørene mulighet for å benytte oppdaterte og forbedrede prognoser for forbruk og produksjon til å forbedre energibalansen gjennom handel i forkant av driftstimen (Statnett, 2016a).

Det opprettes også i en del tilfeller lokale, midlertidige prisområder for å håndtere lokale flaskehalsene i nettet. For at slike markeder skal virke etter hensikten bør det være en viss fleksibilitet i produksjon og forbruk innenfor prisområdet. Oslo og Akershus kunne f.eks. være et mulig fremtidig prisområde, men ettersom vi i dette kapitlet fokuserer på effektprising har vi ikke vurdert dette virkemidlet nærmere.

Forbruk og produksjon skal i hovedsak balanseres gjennom energimarkedene (Statnett, 2016a). Pga. feil i prognoser, uforutsette hendelser og imperfeksjoner i markedet vil det

likevel kunne oppstå ubalanser i driften. For å sikre den momentane balansen i kraftsystemet må systemansvarlig derfor ha tilgjengelig ulike typer balansetjenester (reserver) for opp- og nedregulering av kraft. Disse anskaffes i dag både fra større industriforbrukere og fra kraftproduksjon.

Regulèrkraftmarkedet omfatter kjøp og salg av regulèrkraft med kvantum på kvarters- og timebasis og pris per time (Statnett, 2016b). Deltakerne må ha inngått en egen balanseavtale med Statnett., alternativt kan de delta indirekte i markedet via en annen balanseansvarlig med tilsvarende avtale. Bud (såkalte anmeldelser) om kjøp og salg sendes elektronisk. For at anmeldingen skal være gyldig, må budgiver ha en beredskap som sikrer at reguleringer blir fullt ut aktivert innen 15 minutter etter bestillingstidspunktet. Et bud gjelder for en eller flere timer til en bestemt pris. Kvantum (MW) kan gis per time eller per kvarter.

Vanlige husholdningskunder og mindre næringslivskunder betaler i dag kun for *energi*bruken (i tillegg til et fastledd), og har ingen måling eller betaling for effektbruken. Noen steder i nettet har nettselskapene forsøkt å stimulere til redusert topplast gjennom effekttariffer, først og fremst for store forbrukere. De fleste effekttariffene er imidlertid knyttet til kundens, og ikke nettets topplast. I følge Thema (2016) er det uklart i hvilken grad disse tariffene i praksis har påvirket adferden.

I tillegg har nettselskapene i regionalnettet mulighet til å tilby lavere tariffer for utkoblbart forbruk. Dette er en frivillig ordning hvor sluttkundene får en prosentvis rabatt i tariffens fastledd avhengig av responstid på aktiveringen og behovet for hviletid. Det gis ingen kompensasjon ved utkobling. Det opereres med tre kategorier ut fra varslingstid og varighet på utkobling: i) utkoblingstid på 15 min. uten begrensning, ii) 2 timer uten begrensning og iii) 15 minutter, maksimalt 2 timer. Dette kan i prinsippet gi grunnlag for reduserte investeringer i nettet, fordi slike avtaler også kan bidra til å håndtere utfallssituasjoner, driftsutfordringer og vedlikeholdssituasjoner (Thema, 2016). En rekke nettselskap, bl.a. Hafslund Nett, har inngått avtaler om utkobling med større kunder.

Enova har en rekke virkemidler både overfor bedrifter og husholdninger som gir støtte til tiltak for å redusere *energi*forbruket, men organisasjonen er i økende grad opptatt av effekt.²³ For bedrifter omfatter dette støtte både til nye og eksisterende bygg, tiltak innenfor industriproduksjon (både eksisterende og nye anlegg) og energiproduksjon basert på ulike energibærere. Husholdninger kan få støtte til ulike tiltak både i nye og eksisterende bygg, f.eks. til etterisolering og installering av varmepumpe.

Rasjonalet for støtten er at aktørene ikke investerer i tiltakene pga. ulike former for markedssvikt. Dette kan være at tiltakene ikke er privatøkonomisk lønnsomme (men kan være samfunnsøkonomisk lønnsomme pga. at prisene ikke reflekterer samfunnsøkonomiske gevinster), eller at det eksisterer andre barrierer i form av mangel på informasjon, usikkerhet om effektene osv.

Tiltakene bidrar til å senke nivået på lastkurven, slik at effektterspørselen reduseres i alle perioder, inkludert i spesielle knapphetsperioder. Det kan være aktuelt å målrette disse tilskuddene f.eks. geografisk og/eller mot spesielle tiltak (f.eks. noen av dem vi vurderer i denne rapporten) for i større grad å bidra til å redusere effektterspørselen. Vi kommer litt tilbake til dette senere i kapitlet.

²³ Jf. f.eks. initiativet Samspill for grønn områdeutvikling, <https://www.enova.no/bedrift/bygg-og-eiendom/tema/samspill-for-gronn-omradeutvikling/>

6.3 NVEs forslag til ny tariffstruktur kan gi mer prising av effekt²⁴

NVE sendte i mai 2015 ut til offentlig høring et dokument som bl.a. skisserer mulige forskriftsendringer om hvordan nettselskapene i fremtiden kan utforme tariffene for uttak i distribusjonsnettet, se NVE (2015b). Bakgrunnen er bl.a. at en økende andel av kraftproduksjonen skjer med fornybare teknologier som ikke kan styres etter behovet for kraft. Samtidig blir forbruket mer energieffektivt, men mer effektkrevende. Det vurderes derfor om dagens energiledd i tariffene, som skal prise bruken av nettet og som i dag settes vesentlig høyere enn tapskostnadene kundenes bruk påfører nettet på marginen, skal reduseres og settes tilnærmet lik de marginale tapskostnadene.

Høringsdokumentet vurderer også om kundens effektbelastning på nettet kan være en effektiv og relevant måte å fordele kostnader i nettet på, som også gjenspeiler at kunde beslutninger og forbruksmønster kan ha betydning for utbygging og dimensjonering av nettet. Høringen skisserer følgende modeller for utformingen av et effektledd i tariffen basert på:

- Kundens målte effektuttak i fastsatte referansetimer
- Kundens valg av sikringsstørrelse
- Kundens abonnerte effekt, med mulighet for overforbruk eller bruk av bryterfunksjon i AMS-måler.

Høringsdokumentet viser til at effektbaserte tariffer vil øke kundens bevissthet om eget effektforbruk og hvordan dette påvirker kostnadene i nettet, samt gi incentiver til endret kundeferd.

En rekke høringsinstanser har uttalt seg om dette. De fleste som uttaler seg er positive til å innføre et ledd i tariffen som priser effekt, og at dette bør basere seg på faktisk, målt effektuttak. Det påpekes at å basere effektprisingen på sikringsstørrelse eller abonnert effekt har en rekke svakheter og kan åpne for tilpasninger som omgår hensikten med prisingen. Hafslund Nett har gitt et omfattende høringssvar (Hafslund Nett, 2015), og siden selskapet også eier nettet i Oslo og Akershus tar vi utgangspunkt i denne i gjennomgangen av ulike sider ved effektprisingen nedenfor.

Hafslund Nett er enig i at det er fornuftig å gå i retning av en mer effektbasert tariffstruktur slik NVE foreslår. Man mener at en må ta i bruk de mulighetene som AMS vil gi for tariffingen av effekt, noe som tilsier bruk av målte effektverdier. En bør gå over til en modell med timebasert effektprising som er døgn- og sesongdifferensiert. Dermed får man priset effekt samtidig som kunden vil oppleve dette som en form for tidsdifferensiert energiprisering. Dette vil være enklere for forbrukerkundene å forholde seg til enn tradisjonelle effekttariffer for bedriftskunder, samtidig som man vil gi prissignaler om både å jevne ut effektforbruket over døgnet og dempe det i topplastperiodene. Dermed vil forbrukerkundene over tid venne seg til at forbruk i visse timer er dyrere, og tilpasse seg etter dette. Hafslund Nett mener at effekttariffer vil by på ekstra utfordringer i forhold til kommunikasjon med og forståelse hos kundene. Hafslund Nett mener det derfor bør åpnes for innføring av ulike former for effekttariffing hvor det på overordnet nivå skilles mellom forbrukerkunder og bedriftskunder, ettersom det kan være fornuftig å stille forbrukerkunder overfor enklere og lettere forståelig tariffstruktur enn det er naturlig å

²⁴ Idet denne rapporten ferdigstilles, kommer det melding om at NVE vil gå for en fleksibel effekttariff basert på abonnert effekt, med oppstart 2021. Innenfor modellen vil nettselskapene få stor frihet til å utforme de forskjellige leddene. Forslaget skal ut på høring fra november 2017.

benytte overfor bedriftskunder. For forbrukerkundene ser man for seg en modell med timebasert effektpricing, som er døgn- og sesongdifferensiert.

For øvrig understreker Hafslund Nett sterkt at en av de viktigste utfordringene fremover blir å få synliggjort prissignalet tariffene er ment å gi overfor kundene. Det kan bli et problem i seg selv å få synliggjort effekttariffer overfor kundene når kraftleverandøren i stor grad skal stå for kontakten med kundene og bl.a. fakturere nettleie. For mange kunder vil faktura være uegnet som kanal for å informere/kommunisere de aktuelle prissignalene.

6.4 Faller avtaler om utkoblbart forbruk bort?

I høringsdokumentet om tariffen for uttak i distribusjonsnett (NVE, 2015) heter det at i stedet for å kunne tilby reduserte nett-tariffer til kunder med avtale om utkobling av forbruk, vurderer NVE om nettselskapene skal kunne kjøpe utkobling av forbruk fra forbrukerne gjennom markedsløsninger, dvs. kjøp av fleksibilitet (utkobling). Argumentet for dette er at dagens ordning ikke gir riktig verdsetting av utkobling som et alternativ til nettinvesteringer, ettersom ordningen ikke innebærer en kostnad for nettselskapene, men kun en omfordeling av tariffinntekter mellom kunder.

Hafslund Nett er i sin høringsuttalelse meget skeptisk til forslaget, se Hafslund Nett (2015). Selskapet peker på at det har brukt flere tiår å bygge opp en betydelig portefølje med avtaler om utkobling av fleksibelt forbruk og utkoblbare lastobjekter basert på føringer myndighetene har gitt. Porteføljen virker som et virkemiddel ved knapphet på overføringskapasitet og et virkemiddel i driftssituasjonen, men også som et kundeinitiert alternativ til nettutbygging. Det er etablert løsninger som sikrer raske og effektive utkoblinger av de aktuelle lastobjektene med tilhørende automatiske varslingssystemer, og alle aktuelle lastobjekter kan fjernutkobles og berørte kunder varsles i løpet av få minutter. Man kan også overvåke at utkoblingene har funnet sted. Man har et velfungerende system, som f.eks. ble benyttet til å koble ut om lag 400 MW forbruk i en anstrengt situasjon i januar 2010 for å unngå en situasjon med redusert leveringssikkerhet inn mot Oslo-området. Hafslund Nett (2015) viser også til at utkobling er benyttet flere ganger etter dette i forbindelse med anstrengte driftssituasjoner, feil, vedlikehold osv.

Hafslund Nett mener at man fortsatt må kunne ha avtaler om utkobling på kort varsel av forbruk som har et reelt alternativ til strøm som energibærer, samt forbruk som har liten ulempe av å være uten strøm. Dersom det i stedet innføres et marked for fleksibilitet på produktet som handles i markedet må det ifølge Hafslund Nett inngås kontrakter med svært lang varighet, knyttet til helt spesifikke lastobjekter og i definerte nettområder, og som gir nettselskapene rett til å koble ut forbruket i lengre tid dersom det er nødvendig. Det vil sannsynligvis være et meget begrenset antall kunder som vil kunne delta i et slikt marked på grunn av krav til alternativ energiforsyning og kompleksiteten i produktet som handles. Hafslund Nett er redd for at dette vil gi et lite og ineffektivt marked for fleksibilitet, som vil medføre store transaksjonskostnader.

Hafslund Nett mener man ikke kan løse lokale nettutfordringer ved å kjøpe fleksibilitet på det viset NVE foreslår. Når nettanlegg med svært lang levetid ikke er dimensjonert fullt ut som følge av utkoblbare laster, forutsetter dette at nettselskapene har skarpe og varige virkemidler for nødvendig utkobling. Man kan ifølge Hafslund Nett ikke basere dimensjoneringen av nett på en situasjon hvor nettselskapet må forhandle pris og omfang ut fra frivillighet hos kunden. Hafslund Nett mener det er helt urealistisk å se for seg en nettinfrastruktur avhengig av og basert på et fleksibilitetsmarked slik man

oppfatter at NVE foreslår. Dette vil hverken gi tilstrekkelig sikkerhet eller langsiktighet, og forslaget vil ifølge Hafslund Nett over tid radere ut dagens ordning.

Hafslund Nett (2015) viser til at dagens ordning stimulerer til utbygging av eiendommer med vannbårne oppvarmingssystemer, nærmest helt uavhengig av beliggenhet. Dermed har man også lagt til rette for at nye bygg utrustes med energifleksible oppvarmingssystemer samtidig som nettet ikke dimensjoneres fullt ut for dette forbruket, noe som vil motvirkes dersom dagens ordning legges ned.

Etter vår vurdering bør det være mulig å opprettholde et system med avtaler om utkobling av forbruk hos enkelte brukere som det Hafslund Nett har i dag, ved å innføre en annen form for godtgjørelse enn en reduksjon i tariffene. Vi leser ikke NVEs høringsdokument så strengt som det Hafslund Nett har gjort, noe som også bekreftes av flere andre høringsuttalelser. Det kan tenkes mange ulike løsninger på dette, som bl.a. må sees i sammenheng med det kommende regelverket for utformingen av tariffsystemet.

6.5 Betydelige barrierer for tilpassing av effektuttaket hos mindre kunder som i dag ikke følger sitt forbruk løpende

En rekke tiltak for å tilpasse effektuttaket gjennomføres i dag hos store kunder, bl.a. ved hjelp av avtaler om utkoblbart forbruk som nevnt ovenfor. Det kan være et ytterligere potensial for slike avtaler med større kunder som selv følger sitt elforbruk løpende over døgnet. For mindre kunder som ikke har samme oversikt over sitt løpende forbruk kan en se for seg at spesialiserte aktører tilbyr seg (mot å betale abonnentene) å ta kontroll over deler av forbruket, koble det ned når prisene er høye og på når de er lave. Slike spesialiserte aktører vil aggregere opp strømforbruket fra mange små aktører, og tjenesten kalles derfor aggregatortjenester, jf avsnitt 6.7 under.

Det er i dag en rekke barrierer for en momentan tilpasning av effektuttaket for små kunder til kapasiteten i nettet:

- *Mangel på effektprising og –måling i sanntid:* Selv om en vil kunne ha kommet et stykke videre med AMS og et nytt tariffsystem, vil dette være helt avgjørende for om kundene på egen hånd eller ved hjelp av en aggregator skal kunne respondere raskt på knapphet i produksjon og/eller nettkapasitet.
- *Mangel på tilbud om aggregatortjenester:* Et slikt tilbud vil hjelpe (de små) kundene med å følge med på, og tilpasse seg de løpende, svingningene i kraftprisen, og samtidig bidra til å forsikre nettselskapet om at kraftforbruket faktisk blir redusert når kapasiteten i nettet blir anstrengt.
- *Mangel på IKT og løsninger for automatisk tilpasning:* Systemer for automatisk nedkobling av forbruk når prisen når et på forhånd definert nivå ville kunne sikre momentan tilpasning til knapphet på overføringskapasitet.
- *Kortere avregningsperioder:* I dag er perioden 60 minutter, noe som er lang tid for å tilpasse seg kortvarige effekttopper. En reduksjon til f.eks. 15 minutters perioder vil gjøre det mulig for markedet å registrere knapphet på mer kontinuerlig basis.
- *Lavere størrelse på innmeldte bud:* Dette vil også gjøre det mulig å registrere knapphet på mer kontinuerlig basis. I tillegg vil mindre aktører inviteres inn i markedet, noe som kan være viktig gitt at fleksibilitet på etterspørselssida gjør det mulig å tilby fleksibilitet fra individuelle husholdninger på en svært finmasket basis.

Av disse er mangel på sanntids effektprising og -måling den barrieren som de fleste andre barrierene henger på. F.eks. vil aggregatortjenester ikke fungere tilfredsstillende

uten at det er en underliggende sanntids prisstruktur med måling. IKT og automatiske løsninger har liten verdi uten at en har sanntids prising hos de mindre kundene eller aggregatortjenester som responderer på prisingen. Kortere avregningsperioder og lavere minimumsbud er også av liten nytte dersom prisene ikke tillates å respondere på knapphet.

6.6 Mer om sanntids prising og -måling

Sanntidsprising og -måling vil som nevnt bl.a. i Hafslunds høringsuttalelse motivere kundene til å redusere forbruket når kapasiteten er presset, og forbruke og evt. lagre kraft når kapasiteten er god. Det vil typisk være god kapasitet både i produksjon og nett om natten, og i et sanntids system vil prisene da gjennomgående være lave. Det vil også som oftest være rikelig med kapasitet om sommeren pga. lavt forbruk. En vil også ha relativt høy produksjon fra vind og sol, som det riktignok ikke er mye av i Oslo og Akershus. Prisene vil da være lave. På kalde dager om vinteren vil kapasiteten kunne være anstrengt siden forbruket er høyt. Pristopper kan forventes om morgenen og ettermiddagen på de kalde dagene når forbruket er høyest i løpet av året.

For å virke i henhold til intensjonen vil sanntidspriser fluktuere over døgnet, gjennom uka og mellom årstidene. I toppplastperioder vil prisene antakelig være signifikant høyere enn i dag. Forbrukere som ikke tilpasser forbruket sitt til dette risikerer dermed å måtte betale noe mer enn de gjør i dag. For å kunne tilpasse seg prissvingningene må prisene kommuniseres til kundene på en rask og effektiv måte. Større bedriftskunder med et visst forbruk er som nevnt i høringsuttalelsene vant til å tilpasse seg løpende prisendringer, mens husholdningskunder og mindre bedriftskunder ofte bare ser prisene hver gang de får faktura (og knapt nok da, ettersom mange betaler via autogiro o.l. slik Hafslund påpeker i sin høringsuttalelse). Ny teknologi i form av apper, utstyr som automatisk kobler ut visse typer forbruk når prisen når et visst nivå eller aggregatortjenester vil imidlertid gjøre det mulig også for mindre forbrukere å tilpasse seg prisendringene løpende.

6.7 Aggregatortjenester

Aggregatortjenester vil som nevnt i høringsuttalelsene kunne bidra til å overvinne utfordringer med tilpasning til løpende sanntidspriser som mindre forbrukerne vil kunne ha problemer med å få til på egen hånd. Aggregatortjenesten skal bidra til å styre forbruket hos de mindre aktørene som selv ikke har incentiver til eller står overfor ulike barrierer for å kunne styre sitt kortsiktige forbruk. Forbrukeren kan gis en kompensasjon for å la aggregatoren styre elforbruket sitt på kritiske tidspunkt. Denne styringen inkluderer retten til å skru av eller redusere forbruket på visse (lagrings-)enheter i hjemmet for visse tidsperioder, vanligvis i kombinasjon med et løfte om å skru på eller øke forbruket på de samme enhetene enten før eller etter at forbruket reduseres.

En avtale med en aggregator kan være begrenset til å styre bestemte funksjoner som romoppvarming, oppvarming av tappevann eller elbillading, mens det øvrige forbruket ikke er berørt av avtalen. Ulempen med en slik avtale er at forbrukeren ikke har full kontroll på sitt totale elforbruk i perioder med høye priser, ettersom deler av forbruket kontrolleres av aggregatoren. Et annet opplegg kan være å la aggregatoren få alt ansvar og risiko for fleksibiliteten på etterspørselssida på vegne av forbrukeren. Dette vil fjerne stress og barrierer ved å følge elforbruket løpende og tilpasse det til prisendringene. Omfanget av fleksibilitet vil sannsynligvis bli større siden tjenesten reduserer transaksjonskostnadene for forbrukerne. Og ikke minst viktig: Ved å kontrollere lastene fysisk vil en eliminere usikkerheten i responsen på prisendringene. Dette er svært viktig

pga. de alvorlige konsekvensene som vil oppstå dersom forbruket overstiger nettkapasiteten.

Aggregatorfunksjonen kan organiseres på ulike måter. Prinsipielt sett kan aggregatorfunksjonen utøves av de lokale nettselskapene, av kraftleverandørene og eller av en uavhengig tredjepart. I dag er det et krav om at en aggregator enten skal være balanseansvarlig eller operere via en aktør som har balanseansvar for å kunne delta i regulerkraftmarkedet.

Det er argumenter for og mot å la nettselskapene, eller selskaper utgått fra nettselskapene stå for tjenesten. Forbrukerne i dag har en relasjon til sitt nettselskap og er vant til at nettselskapet styrer det som har med kapasitet å gjøre. Sett fra nettselskapets side vil dette fjerne all usikkerhet knyttet til tilpasningen i perioder med knapphet på nettkapasitet, sammenliknet med en situasjon der man må forholde seg til en uavhengig aggregator. Dette vil også gi nettselskapene noe av den samme rollen de er i ferd med å få i forhold til såkalte «plusshus», som produserer strøm og leverer overskuddsproduksjon på nettet. De nye AMS-målerne, som eies og opereres av nettselskapene, vil gi grunnlag for mer avanserte plusskunde kontrakter enn før.

Noen er bekymret for konsekvensene for konkurransen hvis nettselskapene beveger seg inn i rollen som leverandør av aggregatortjenester. Det har siden Energiloven ble vedtatt tidlig på 1990-tallet vært et klart skille i markedet mellom naturlige monopoler (nettet) og det konkurranseutsatte markedet for produksjon av kraft, hvor førstnevnte pris (nettleien) er regulert av myndighetene mens sistnevnte (kraftprisen) fastsettes i markedet. Aggregatortjenesten vil være konkurranseutsatt virksomhet hvor brukerne kan sammenlikne tjenester tilbudt av flere forskjellige selskaper. Hvis nettselskapene får anledning til å gå inn i dette markedet vil de ta på seg oppgaver utenfor sitt naturlige monopol. utfordringer knyttet til kryss-subsidiering, justering av modellen for innteksregulering av nettselskaper osv. vil da oppstå. Alt i alt er det som vi ser argumenter både for og imot å tillate nettselskapene å tilby aggregatortjenester.

Kraftleverandørene kan være en annen kandidat for å tilby aggregatortjenester. Disse vil i framtiden ha den direkte kontakten med forbrukerne, også på vegne av nettselskapene når det gjelder bl.a. betaling av nettleie, og det kan slik sett være naturlig at de har rollen. De må da «formidle beskjeder» fra nettselskapene om knapphet i nettet osv., og sørge for at forbruk stenges ned i tråd med avtaler. Det er usikkert om dette vil komme i konflikt med rollen som kraftselger, men en slik konflikt burde etter vårt syn være løsbart.

Aggregatortjenesten kan også utføres av en uavhengig tredjepart. Det begynner etter hvert å dukke opp noen slike aktører, bl.a. i det norske markedet. I Thema (2017) presenteres resultatene av evalueringen av en prøveordning hvor det er gjort unntak fra noen av kravene for å delta i RK og RKOM i prisområde NO1 (se ovenfor). Det ble gitt unntak fra kravet om at minstevolumet for deltakelse må tilbys i ett sentralnettpunkt, og at deltakerne ikke samtidig kan ha avtale om utkoblbart forbruk. En av deltakerne var et selskap som aggregerte tre mindre industrilaster (elkjeler), og det opplyses i Thema (2017) at prøveordningen har gitt selskapet verdifull læring om aggregatortrollen. Ordningen har bl.a. gitt bedre forståelse for bedriftene fleksibilitet, og selskapet har høstet betydelig læring knyttet til utprøving av nye løsninger for bedrifter med automatisk utkobling av last. Selskapet mente også at det ikke ville være aktuelt å delta i RK uten RKOM-deltakelse. Det heter videre i Thema (2017) at kravet om at aggregator skal ha balanseansvar for de lastene som meldes inn, oppgis som en begrensning uten at det ble konkret foreslått på fjerne denne. Det pekes også på at det må avklares hvilke krav til dokumentasjon som skal stilles til aggregator. Thema (2017) viser til at det som et

minimum bør stilles krav om at aggregator dokumenterer baseline (prognose) og løpende last, inkludert respons ved aktivering. Dette viser etter vår oppfatning at det er noen spørsmål mht. aggregatorrollen som fortsatt må avklares.

Etterspørsel etter, og tilbud av aggregatortjenester må forventes å vokse frem av seg selv ettersom prisforskjeller øker mellom knappe- og ikke-knappe situasjoner, og automatiserte løsninger blir vanlig, men myndighetene har en oppgave i å fjerne barrierer for, og tilrettelegge for slike tjenester. Det nye forslaget til EUs eldirektiv pålegger medlemsstatene å tilrettelegge for aggregatorer på linje med andre aktører²⁵.

6.8 IKT og utstyr for automatisk tilpasning

Sanntidsprising vil informere forbrukerne og/eller aggregator om knapphet i systemet slik at de eventuelt kan tilpasse seg dette, noe som krever at informasjonen er lett og løpende tilgjengelig. Det kan som nevnt tenkes at det utvikles apper o.l. som tillater forbrukerne å følge forbruket sitt i sanntid (noe vi allerede ser eksempler på), og kanskje gi fra seg en lyd når det overstiger noen terskler. Man kan også forestille seg sammenlikninger av og konkurranser om redusert forbruk i lokalsamfunn o.l. tilrettelagt av apper.

Vi tror imidlertid at det største potensialet ligger i å benytte IKT og automatiske tjenester for å gjøre tilpasningen av etterspørselen automatisk. Dette gjelder både vis-à-vis den enkelte forbruker og vis-à-vis aggregatoren. Den enkelte forbrukeren kan installere utstyr som følger elprisen og nettleien, og kutter (deler av) forbruket når prisene blir høye (f.eks. overstiger en på forhånd fastsatt grense). Dersom prisene i de store markedene stimulerer til det, eller EU-reguleringer krever det, kan man vente at mye nytt utstyr kommer med slikt utstyr ferdigmontert, noe som gjør tilpasningen for forbrukeren enklere.

Aggregatortjenester krever tilsvarende utstyr og mer. Aggregatoren trenger utstyr som skruer av eller reduserer forbruk som en respons på høye priser i spot og reservemarkedet og som en respons på forbruksmønsteret til andre enheter. Aggregatoren vil forvalte en portefølje av enheter, og må ta dette i betraktning. For eksempel vil det kunne være nødvendig å fase inn forbruk sekvensielt etter en reduksjon for å unngå en rekyl i etterspørselen etter effekt.

En mulig negativ side i forhold til IKT og automatisering er hensynet til privatlivet. For å fungere godt krever mange tjenester store mengder data om individuell adferd. Lovarbeidet bla. i EU legger opp til at sluttbrukeren eier data om seg selv og må samtykke til at dataene offentliggjøres. Det kan likevel være en risiko for at informasjon som skal være privat, blir offentliggjort. F.eks. kan apper som sammenlikner individuelle forbruksmønstre med forbruksmønstre i nabolaget risikere at informasjon som skal være privat, blir lagt åpent tilgjengelig.

6.9 Avregningsperioden

Avregningsperioden i engrosmarkedet er i dag 60 minutter. Denne relativt lange avregningsperioden er en barriere i forhold til etterspørselsfleksibilitet, særlig for å håndtere korte effekttopper som varer kortere enn dette. Når prisene designes for å være konstante i 60 minutter er det ikke mulig å få til tilpasninger i kortere perioder enn 60 minutter. Dette påpekes som en svakhet av flere høringsinstanser.

²⁵ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0864R%2801%29>

60 minutters avregning kan være hensiktsmessig når energiprisene er relativt stabile, men når man beveger seg mot å prise effekt ser vi ingen motforestillinger mot å redusere avregningsperioden, f.eks. til 15 minutter. Dette kan tenkes å gjøre det lettere å benytte noen av tiltakene vi har analysert, ved at de blir færre ulemper for kundene ved kortvarige endringer i effektforbruket.

6.10 Størrelsen på minimumsbudet

I dag er minimumsbudet 10 MW i regulærkraftmarkedet. Et så stort minstebud hindrer fleksibiliteten i markedet, ved at forbrukere som tilbyr så mye som 10 MW må akseptere den samme prisen. 10 MW vil f.eks. utgjøre 7000 husholdningers forbruk knyttet til varmtvannsberedere, jfr. kapittel 4. Grensen virker også som en barriere for små markedsaktører, f.eks. aggregatorer som ikke har hånd om så mye effekt som dette. Thema (2017) peker på at det for noen aktører var andre barrierer som var viktigere enn de det ble gitt unntak fra i prøveordningen i NO1. Bl.a. var kravet om 10 MW minste budstørrelse en viktig barriere.

Grensen kan ha noe å gjøre med at markedet fremdeles håndteres manuelt per telefon fra Statnetts side, og det er begrenset hvor mange ordrer man klarer å håndtere. Når elektronisk handelssystem kommer på plass er det ikke lenger noen grunn til å ha et så høyt minstebud.

6.11 Virkemidler for å realisere prioriterte tiltak

Vi har gjennom vår analyse av alternative tiltak til investeringer i nett prioritert i alt 7 tiltak som kan være aktuelle i Oslo og Akershus i årene framover. Selv om det kan forventes at det utvikles større grad av effektprising bl.a. som følge av innføringen av AMS, som gjør det lettere å styre spesielle deler av forbruket og bl.a. legger til rette for selskaper som tilbyr aggregatortjenester, kan en etter vår vurdering ikke regne med at markedsaktørene på egen hånd og uten videre vil realisere de nevnte tiltakene slik at de blir et reelt alternativ til sikkerhetsmarginer i nettet. Et avgjørende krav til at tiltakene kan utgjøre et slikt alternativ er at det kan gi 100 prosent sikkerhet for at forbruket kan tilpasses kapasiteten i nettet i perioder med anstrengt kapasitet. Dette betyr bl.a. at man ikke kan basere seg på at et stort antall aktører responderer på akutte prisendringer den kaldeste dagen, men at man må ha en enhet (nettselskapet, kraftleverandøren eller en tredjepart (aggregator)) som garanterer respons enten på prisendringer eller på «ordre» fra nettoperatøren når kapasiteten i nettet når et kritisk punkt.

Nedenfor gjennomgås hvilke virkemidler som kan vise seg å være nødvendige for å få realisert tiltakene vi har vurdert. Gjennomgangen skiller i noen grad mellom virkemidler for å fremme investeringer o.l. for å gjøre tiltaket tilgjengelig, som er den langsiktige problemstillingen, og virkemidler for å benytte det på en mest mulig optimal måte når kapasiteten i nettet blir anstrengt, som er den kortsiktige problemstillingen.

6.11.1 Ventilasjonsutstyr må installeres hos mange brukere

Tiltaket *lastreduksjon ved hjelp av reduserte luftmengder i ventilasjonsanlegg i spisslast* går ut på å nedregulere luftmengdene i ventilasjonsanleggene i større bygg i kortere perioder på de kaldeste dagene mellom ca. kl. 7 og 18, for på denne måten å spare energi og uttak av effekt uten at det i vesentlig grad går ut over komforten i byggene. Det finnes i dag et stort antall næringsbygg og boliger i Oslo og Akershus med ventilasjonsanlegg som kan benyttes til dette. De tekniske forutsetningene for slik nedregulering er bare til stede i få av anleggene, men ombyggingstiltak som i seg selv er bedriftsøkonomisk lønnsomme kan legge til rette for dette i flere av dem. Nye

ventilasjonsanlegg utstyres oftere med både luftmengde-regulering og fjernstyringsfunksjoner, men verken det faktiske omfanget eller endringsratene er kjent.

Tiltaket vil altså kreve installasjon av utstyr for nedregulering og fjernstyring i et betydelig antall eldre bygg. Luftmengdene kan nedreguleres også i perioder uten knapp nettkapasitet på kalde dager, men vi vet ikke om og eventuelt i hvilket omfang brukerne faktisk gjør dette i dag. Selv om tiltaket er lønnsomt for den enkelte byggeier/bruker er det ikke sikkert at de vil gjennomføre de nødvendige investeringene i eksisterende bygg på egen hånd. Det er velkjent at ulike typer usikkerhet mht. teknologiens virkninger, kostnader, kraftpriser osv. utgjør hindre for en rekke energieffektiviseringstiltak, og slike effektreguleringstiltak vil komme i samme kategori.

Det kan derfor være nødvendig med økonomisk insentiv for å realisere de nødvendige investeringene. Dette kan skje gjennom et tilskudd forvaltet av f.eks. Enova, som forvalter en rekke liknende tilskudd. Tilskuddene kan f.eks. gis med en betingelse om at eierne må inngå en avtale om reduksjon av luftmengdene i perioder med knapp nettkapasitet.

Alternativt kan en nettselskapet, kraftleverandøren eller en uavhengig aggregator inngå avtaler med byggeierne og sørge for de nødvendige insentivene, enten gjennom en løpende betaling for å være tilgjengelig og/eller ved et investeringstilskudd. Kostnadene ved dette vil belastes nettselskapet og til syvende og sist abonnentene. Vi foretrekker sistnevnte løsning, ettersom nettselskapet i dette alternativet vil stå overfor de reelle kostnadene ved tiltaket, som de da kan vurdere i forhold til kostnadene ved nettutbygging.

Det er også mulig å tenke seg mellomvarianter der en først tester hvor langt en kommer med avtaler mellom nettselskap/kraftleverandør/uavhengig aggregator og byggeierne, og dernest vurderer behovet for tilskudd fra Enova. For å være et reelt alternativ til nettutbygging må avtalene være langsiktige.

6.11.2 Nød/reserveaggregater: Må kobles til nettet

Tiltaket *lastreduksjon ved hjelp av nød- og reserveaggregater i spisslast* går ut på å stille aggregater til rådighet for forsyning når det er ekstra kaldt (og eventuelt ellers hvis aktørene åpner for det). Dieselaggregater benyttes i hovedsak hos kunder som er særlig avhengige av sikker strømforsyning. Typiske og velkjente områder er sykehus og datasentraler. De er installert mange andre steder også, men det finnes ikke noen oversikt over aggregatbestanden i Oslo og Akershus. Vi har imidlertid anslått at det finnes flere hundre velfungerende dieselaggregater med størrelse over 500 kVA i Oslo og Akershus, en del av dem samlet på noen få hender, blant annet i kommunene. For å bli tilgjengelige for nettet må det gjøres visse investeringer. Alternativt kan anleggene i en knapphetssituasjon produsere kun for eget bruk, dvs. at nettavlastningen avgrenses til brukernes faktiske last. For dette kreves svært små investeringer (jfr. kapittel 4).

Det er uklart om eierne av reserveaggregatene vil finne det bedriftsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre de nødvendige investeringene. Relativt høye driftskostnader (høyere enn f.eks. eksisterende reservekjeler, se nedenfor) og usikkerhet mht. framtidige kraftpriser og hvor lange perioder det vil være knapphet på kapasitet i nettet taler for at eierne vil være nølende til på egen hånd å foreta de nødvendige investeringene for å kunne benytte dem i lengre perioder enn man tradisjonelt har gjort i forbindelse med kortvarige bortfall av forsyning fra nettet. Å benytte anleggene i forbindelse med anstrengt kapasitet i andre deler av nettet vil kreve at bl.a. bruken av anleggene er avklart i forhold til bruken som reelt nødaggregat for egen virksomhet.

Nettselskapene kan inngå avtaler med aktørene om innkobling av aggregatene. Dette kan skje gjennom en anbudsutlysning rettet mot disse aktørene, evt. i sammenheng med liknende utlysninger overfor andre aktører, hvor det bes om tilbud på å stille kapasitet til rådighet i bestemte situasjoner. Enkeltaktører og aggregatorer står da fritt til å levere bud, og nettselskapet kan da inngå avtale med tilbyderne med lavest pris.

Som påpekt i kapittel 4 slipper aggregatene ut ca. tre ganger så mye CO₂ per kWh varme produsert som et oljefyringsanlegg. For andre utslippskomponenter er forholdet enda dårligere. Dette gjør at det må vurderes i hvilken grad aggregatene bør benyttes, sammenliknet med andre tiltak i perioder med knapp nettkapasitet. Vi vil vise til at kostnadene ved CO₂-utslippene belastes brukerne gjennom CO₂-avgiften, slik at brukerne vil ta hensyn til disse utslippene når de skal tilpasse seg. For andre utslippskomponenter som nitrogenoksider (NO_x) og partikler (PM) er dette ikke tilfelle, og virkningene på lokal luftkvalitet må derfor vurderes spesielt. Siden anleggene tenkes brukt på kalde dager da den lokale luftkvaliteten i Oslo-gryta ofte er dårlig, er dette et viktig moment som må tas med i vurderingen av tiltaket.

6.11.3 Reservekjeler: Hindre at fleksibiliteten i dagens system blir borte og elforbruket øker

Tiltaket *lastreduksjon ved hjelp av brenselstyrte reservekjeler i spisslast* går ut på å ta i bruk reservekjeler til dette formålet. Som det fremgår av drøftingene tidligere i rapporten er det lite kunnskap om omfanget av oljefyrte varmeinstallasjoner og bruken av dem i Oslo og Akershus. Forutsatt at de kan bruke bioolje vil slike installasjoner kunne utgjøre en effektreserve også i fremtiden. Flexibilitetspotensialet forutsetter at disse kjelene står i parallell med elektrokjeler, slik at de er et reelt alternativ til disse – og kan dekke de samme lastene som elektrokjelene ellers ville ha dekket.

Eksisterende oljekjeler har vært installert ut fra at det har vært bedriftsøkonomisk lønnsomt å kunne veksle mellom el og olje til oppvarmingsformål, for å kunne utnytte den energibæreren som til enhver tid er billigst. Det har i flere år vært et press for å fase ut disse oljekjelene av miljøhensyn, og Klima- og miljødepartementet oversendte 15. juni 2017 til ESA for notifikering et utkast til forskrift om forbud mot bruk av mineralolje (fossil fyringsolje) til oppvarming av bygninger fra 1.1.2020, også til spisslast. Men i § 5 i utkastet heter det at

«Nettselskap som har tilknytnings- eller leveringsplikt etter energiloven kapittel 3 skal uten ugrunnet opphold melde fra til Norges vassdrags- og energidirektorat dersom utfasing av mineralolje til oppvarming antas å få betydning for forsyningssikkerheten i kraftsystemet, og hvor tiltak for å bedre forsyningssikkerheten ikke er mulig å gjennomføre innen forbudet trer i kraft. Kopi av meldingen skal sendes berørte kommuner.»

I §6 heter det videre at

«NVE kan ved forskrift eller enkeltvedtak bestemme at forbudet i §4 ikke får anvendelse i et avgrenset geografisk område og innenfor en tidsavgrenset periode, dersom hensynet til forsyningssikkerheten i kraftsystemet tilsier det. Slikt vedtak skal fattes før 1. januar 2020. Dersom særlige hensyn tilsier det, kan det også fattes slikt vedtak etter dette tidspunktet.»

Til tross for disse unntaksmulighetene kan det være en fare for at mye av den eksisterende kapasiteten blir lagt ned, ettersom bruk av bioolje ikke framstår som et kostnadseffektivt alternativ for mange. Miljømyndighetene fokuserer ikke på bioolje, men på fjernvarme, varmepumper, elektrisk oppvarming, flis- og pelletskjeler som alternativer

til mineralolje. Konvertering til bioolje vil sannsynligvis kreve rensing av oljetanker og skifting av oljefilter, samt installasjon av ny oljebrenner. Det er uklart om dette vil være bedriftsøkonomisk lønnsomt, dette vil bl.a. avhenge av utviklingen i de relative prisene på bioolje og el. Bioolje er i dag dyrere enn fossil fyringsolje.

Det er en fare for at en ved utfasingen av bruk av mineralolje mister hele eller deler av den fleksibiliteten en hittil har hatt i markedet, ved at brukerne fortsetter å benytte anlegget kun med el som energikilde. Dette vil antakelig være den enkleste løsningen for mange. De som bare har hatt oljefyr som eneste energikilde kan også komme til å konvertere til el, og således bidra til økt effektbehov, jf drøftingen tidligere i rapporten. Det er imidlertid mulig at noen brukere vil gå over til andre fornybare energikilder som flis og pellets, og noen kan komme til å koble seg til fjernvarmenettet. Alle disse alternativene vil sannsynligvis kreve høyere investeringer enn å konvertere til bioolje. Overgang til fjernvarme gjør at en fortsatt kan benytte el og veksle mellom energibærerne ut fra hva som til enhver tid er lønnsomt.

Enova har en egen tilskuddsordning for overgang til fornybare løsninger basert på flis, briketter, pellets, solfangeranlegg eller ulike typer varmepumper bl.a. i forbindelse med utfasing av oljefyr og oljetank. Ordningen omfatter ikke overgang til bioolje. Private bosatt i Oslo kommune kan søke støtte via Enøk-fondet for overgang til fornybare kilder. Dette omfatter ikke overgang til bioolje, støtte til dette falt bort i 2016.

Det er ønskelig med en rask avklaring av hvilke virkemidler som kan/bør benyttes for å unngå at elforbruket øker permanent og/eller at dagens fleksibilitet i forhold til elbruken blir borte som følge av forbudet mot å bruke mineralolje til oppvarming. Forskriftsutkastet åpner for lokale unntak fra forbudet, men det er uklart hvor lett det vil være å få slike unntak og hvor lenge de vil vare. Det kan derfor være aktuelt å vri dagens støtteordninger i retning av økt støtte til konvertering til andre energikilder enn (bare) el når forbudet mot bruk av mineralolje skal implementeres, herunder om tilskudd til konvertering til bioolje eventuelt bør prioriteres i utvalgte områder.

Når reservekapasiteten finnes må det antas at brukerne responderer relativt raskt på endringer i de relative prisene på el og alternative energibærere. Vi har imidlertid ikke noen god statistikk som viser hvordan brukerne har respondert historisk på prisendringer på el og fyringsolje, og nettselskapet må uansett være sikker på at en kan oppnå den nødvendige tilpasningen. Større forbrukere som i dag følger sitt energiforbruk løpende vil nok respondere på prisendringer på egen hånd, mens det for mindre brukere sannsynligvis vil være nødvendig at nettselskap/kraftleverandør/uavhengig aggregator styrer dette på vegne av forbrukeren. Bakom en slik ordning vil det ligge en kontrakt som tillater utkobling mot kompensasjon, slik vi beskrev i avsnitt 6.7.

6.11.4 Bergvarme: Nye anlegg som vil ha reservekjeler og mulighet for lagring av varme

Tiltaket *energiomlegging – bergvarme og liknende med egen effektdekning* handler om å introdusere energiløsninger som kan bidra i spisslast, på de kaldeste dagene. Energibrønner og energi/varmelager i fjell, kombinert med varmepumper, brukes i økende grad for termisk energiforsyning til bygg av ulike størrelser og typer. Brønner med dybder på 200-300 meter er vanlige å benytte, og det er gjort forsøk med å bore ned til 800 meter. Energibrønner og varmelagre i fjell gjør det mulig å sesonglagre varme. De kan også levere betydelig effekt over korte tidsrom, typisk i kuldeperioder over noen dager. I prinsippet kan disse bygges slik at de dekker hele det termiske effektbehovet i bygg/grupper av bygg, og dermed i mindre grad belaster el-nettet. Drift av varmepumper vil imidlertid kreve el-effekt som øker i takt med fallende temperaturer.

Varmelagre i fjell for sesonglagring av varme og leveranse av effekt i spisslast er teknologi som ennå er på forsøksstadiet, og potensialet må utredes nøyere. Eksisterende anlegg er i hovedsak dimensjonert for å dekke grunnlastbehovet til varmeleveranse, men det er en økende trend med investeringer i større varmepumper som gir høyere effektdekning i de nyere grunnvarmeanleggene. Utnyttelse av potensialet for «salg» av varmeeffekt i fjernvarmenettet er i liten grad vurdert tidligere. De innledende vurderingene tyder på at det er mange muligheter for utnyttelse siden varmepumpeanlegg med energibrønner har en viss fleksibilitet særlig når det gjelder kortvarige effektuttak.

Ettersom dette er tiltak som ligger et stykke fram i tid for å bli operasjonelle, går vi ikke nærmere inn på virkemiddelbruken her. Det finnes virkemidler hos Enova og Innovasjon Norge i form av tilskudd til FoU- og demonstrasjonsanlegg som vi antar kan benyttes for å videreutvikle dette tiltaket.

6.11.5 Varmtvannsberedere: Kan styre forbruket ved hjelp av koblingsur og termostatjustering

Dette er et tiltak som flytter lasten fra perioder med høylast (om dagen) til perioder med lavlast (om natten). Elbillading og romoppvarming er tilsvarende tiltak, se nedenfor. Størrelsen på berederen samt temperaturinnstillingene bestemmer berederens kapasitet som varmelager. Denne kapasiteten kan utnyttes til å varme opp vann om natten, mens tappevannsforbruket i hovedsak foregår om dagen. Hvis lagringskapasiteten er stor nok kan hele el-forbruket legges til natten. Varmtvannsforbruket i yrkesbygg er svært lavt (små volumer/effekter), slik at tiltaket bare er aktuelt for husholdningene.

Man kan velge å gjennomføre tiltaket over tid ved å sørge for at nye beredere monteres med det nødvendige utstyret for å styre elforbruket, eller også satse på ettermontering av utstyret på eksisterende beredere. Sistnevnte framstår som relativt kostbart, særlig dersom man skal installere mer avansert utstyr som vil kreve at elektriker foretar installasjonen. For beredere med stikkontakt (effekt < 2 kW) kan man kjøpe et enkelt tidsur som kobler tanken ut og inn over døgnet. Dette koster noen få hundre kroner eller mindre, og vil fort kunne være en lønnsom investering for husholdningene dersom prisforskjellene blir store nok. Pga. ulike former for markedssvikt (jfr. diskusjonen tidligere i kapitlet) er det ikke sikkert at husholdningene vil kjøpe disse urene, og et offentlig tilskudd til dette kunne bidra til økt innkjøp. Alternativt kan urene deles ut gratis. For å ha den ønskede effekten må imidlertid tidsuret faktisk benyttes og være innstilt på riktig måte, noe som det i praksis vil være umulig å ha kontroll på. En tilskuddsordning for slike små beløp framstår dessuten som relativt dyr å administrere. Vi vil derfor ikke anbefale dette.

Dersom fremtidige prisforskjeller mellom dag og natt blir store nok kan det tenkes at berederprodusentene på egen hånd vil montere utstyr som regulerer elforbruket på nye beredere. Som nevnt i kapittel 4 var berederne som ble benyttet da det var t-tariffer med billig natt-strøm i Oslo utformet nettopp for å magasinere hele døgnforbruket basert på tilført effekt om natten. Slike beredere vil kunne bli produsert på nytt, og myndighetene kan eventuelt søke å påvirke produsentene til å produsere slike beredere, f.eks. gjennom et standardkrav som springer ut av eventuelle EU-initiativ. Å satse kun på nye beredere gjør at innføringen av tiltaket tar tid, men fram mot 2040 vil de fleste beredere være skiftet ut dersom vi antar en levetid på ca. 20 år. I forhold til nettkapasiteten i Oslo og Akershus kan dette være tilstrekkelig, ettersom nettkapasiteten forventes å bli anstrengt først etter 2020 og utover.

En mulighet som kommer med installeringen av AMS-teknologi er at en vil kunne fjernstyre elforbruket i berederne. Dette vil sannsynligvis være en løsning som gir større sikkerhet for at tankene er innkoblet på riktig tidspunkt i forhold til knapphetene i nettet.

6.11.6 Elbillading: Velegnet for flytting over døgnet

Tiltaket *lastflytting ved hjelp av elbillading* handler om å la elbilene lade på andre tider enn topplast. Det har vært en kraftig økning i elbilsalget de siste årene, og det antas at veksten vil fortsette. En større elbilpark vil samlet sett øke strømbruken, men ladingen av bilene er i stor grad fleksibel ettersom bilene:

- står stille store deler av tiden
- har relativt stor batterikapasitet sammenlignet med det meste av bruken
- ofte har tilgang til ladepunkt

Per i dag er elbillading styrt manuelt, med tidsinnstillinger i bilene og med apper o.l. for biler som er oppkoblet til internett der de står. Kommunikasjons- og styringsmulighetene gjennom ladere og applikasjoner blir stadig bedre. Fra 2018 skal alle nye biler være utstyrt med Ecall, et nødanropssystem som oppretter kontakt med en alarmsentral ved en ulykke og sender ut informasjon om bilens posisjon. Denne typen teknologi, som tillater toveis kommunikasjon, vil kunne brukes til laststyring.

Brukerens kostnader ved å flytte ladingen er små dersom stilletiden overstiger den nødvendige ladetiden. Med kraftige ladere vil det stadig oftere være tilfellet. Innføring av effekttariffer vil gi den enkelte brukeren insentiver til å benytte seg av mulighetene til å flytte ladetidspunktet. Dette vil dempe utviklingen i den normale effektterspørselen og bidra til å flate ut varighetskurven. Slik vi ser det, vil imidlertid en *akutt* flytting av ladetidspunktene for store deler av elbilparken den aller kaldeste dagen måtte gjøres av en aktør med aggregatorfunksjon (med utspring i nettselskapet, kraftleverandøren eller en tredje aktør). En må være sikker på at den ønskede flyttingen oppnås, både ved at reduksjonen foretas når nettkapasiteten er anstrengt og ikke minst at ladingen fases inn slik at en unngår nye effekttopper. En utenforstående aktør vil kunne få tilgang til styringssystemene for elbilenes lading gjennom apper o.l., og en vil ikke behøve å gå veien via AMS. En stor fordel med dette er at ladingen kan styres uansett hvor elbilene står parkert.

På lengre sikt vil også batteriene i elbilene kunne bli benyttet som el-lagre som kan trekkes på i perioder med knapphet på effektkapasitet, jf omtalen i kap. 4. Bruken av elbilene på denne måten vil kunne komme som følge av store prisforskjeller over døgnet, og dette vil kunne styres på samme måte som man kan styre ladingen.

6.11.7 Romoppvarming: Velegnet for flytting over døgnet og til bruk som varmelager

Tiltaket *lastflytting ved hjelp av bygningsmassen som varmelager og fleksibilitetsreserve* dreier seg om å øke temperaturen i bygg i forkant av effekttopper, og å la temperaturen synke under effekttopper. Både i boliger og yrkesbygg benyttes i noen grad nattsinking av innetemperaturen. Dette kan redusere energibehovet, men det øker også effektbehovet i morgentimene. Dette er en direkte følge av bygningskroppens egenskaper som varmelager. Dette varmelageret må fylles opp om morgenen, noe som krever tilleggseffekt utover den effekten som skal til for å opprettholde normal dagtemperatur i bygget. På grunn av bygningenes varmelagringsevne bidrar nattsinking til å flytte laster fra natt til dag, dvs. motsatt av hva som er ønskelig fra et effektsynspunkt. Dersom denne praksisen endres, flyttes altså laster tilbake fra dag til natt. Dersom varmelagringsevnen i tillegg tas i bruk aktivt på de kaldeste dagene – og bygningene

varmes opp til en temperatur som er høyere enn normal dagtemperatur, vil varmelagringsevnen bidra til ytterligere lastflytting fra dag til natt. Dersom det i tillegg aksepteres en noe lavere innetemperatur i bygget på slutten av dagen, vil flyttet energimengde og virkningen på last-situasjonen i nettet bli enda større. Kostnaden består i hovedsak av merforbruk av energi om natten, transaksjonskostnader, bekvemmelighetskostnader og investeringer i styringssystemer.

Tiltaket er i første rekke og på kort sikt aktuelt for næringsbygg, hvor mange allerede har ulike styringssystemer på plass. Dette kan være sentrale styringssystemer som via apper og annen kommunikasjon styrer oppvarmingen i de ulike delene av bygget, eller enklere mekanismer som senker temperaturen noen grader om natten. Man må altså snu dette slik at man i stedet varmer opp bygget om natten og slår av oppvarmingen om morgenen, noe en eventuell framtidig prisforskjell på elforbruk mellom natt og dag kan gi insentiver til. Dersom prisforskjellene er store nok, og/eller at en har innebygde systemer for smart styring av forbruket, vil disse prisforskjellene et stykke på vei oppnå den tilsktede flyttingen av romoppvarming fra dag til natt. Vi tror imidlertid det for kortsiktig styring av effekt i tillegg vil være nødvendig med en aktør som koordinerer elbruken til romoppvarming i den samlede bygningsmassen for bl.a. å gi sikkerhet for nødvendig effektreduksjon i perioder med knapphet på kapasitet og en innfasing som ikke gir nye effekttopper. Det kan inngås avtaler med byggansvarlige om hvordan oppvarmingssystemet skal styres på kalde vinterdager, og evt. også om løpende styring og koordinering av forbruket. I slike avtaler må det ligge en finansiell komponent i form av prisavslag for å gi nødvendige insentiver.

6.12 Veien videre

Gjennomgangen av nødvendig virkemiddelbruk for å få realisert de aktuelle tiltakene viser at en vil komme et stykke på vei ved hjelp av prismekanismer og automatisert utstyr for desentralisert lastflytting og lastreduksjon. Imidlertid er det etter vår vurdering nødvendig med en fjernstyring av forbruket i følgende tilfeller:

- For å gi sikkerhet for nødvendig forbruksreduksjon (og tilpasset innfasing) i *akutte* situasjoner, gjerne assosiert med den aller kaldeste dagen
- For å redusere forbrukernes transaksjonskostnader i alle situasjoner.

Aggregatortjenester for å redusere forbrukernes transaksjonskostnader vil vokse frem i seg selv i ulike deler av markedet (sluttbruker/day ahead og regulerkraft) dersom det er til tilstrekkelig fordel for alle parter. Denne fordelene er økende i prisdifferansen mellom knappe og ikke-knappe effektsituasjoner, og den er økende i teknologitilgjengelighet. Aggregatortjenester for å sikre forbruksreduksjon i akutte situasjoner kan kreve aktiv tilrettelegging fra det offentliges side, jfr. diskusjonen i kapittel 6.7.

Med en aggregatortjeneste er det ikke nødvendig at forbrukerne står overfor variable effektpriser i markedet. Forbrukeren kan få den priskontrakten han vil via aggregatoren inkludert en kompensasjon for å stille deler av sitt forbruk (knyttet til funksjoner som romoppvarming, elbillading) tilgjengelig etter nærmere kriterier. Forbrukere som ikke inngår kontrakt om styring av forbruket, stilles overfor variable effektpriser eller en annen kontrakt, slik det er i markedet for kraftleveranser i dag.

Effektprising som gir signaler om effektkapasiteten er ønskelig som basis for å kunne benytte de ulike tiltakene i den løpende tilpasningen, men laststyring kan også skje uten slik pricing basert på den løpende driftsstyringen av nettet og bl.a. kontakt mellom netteier, kraftleverandør eller en uavhengig aggregator dersom en har sanntids måling av forbruket.

Gitt 5000 MW tilgjengelig kapasitet tilsier prognosene at det først er fra slutten av 2020-tallet og utover at effektknappheten i nettet i Oslo og Akershus blir prekær. Knappheten vil sannsynligvis først komme til syne på kalde vinterdager, og opptre gradvis hyppigere etter hvert som effektterspørselen vokser. Dette betyr at det ennå er noe tid før tiltakene for alvor skal implementeres. Det tar imidlertid tid å få på plass avtaler og annet rammeverk mellom de ulike aktørene om implementeringen, og det er derfor nødvendig å komme i gang raskt med forberedelsene bl.a. for å kunne avgjøre om en kan basere seg på de alternative tiltakene, eller om nettutbygging vil være nødvendig. For den nærmeste tiden foreligger det følgende utfordringer til aktørene:

- Energimyndighetene:
 - Få vedtatt ny tariff-forskrift, slik at nettselskapenes rammer for effekt-tariffer og avtaler om utkobling av forbruk blir klare. Dette er viktig bl.a. for om Hafslund Nett kan opprettholde sine avtaler om utkobling.
 - Få en avklaring på hvem som kan påta seg en aggregatorrolle (f.eks. om nettselskapene kan gjøre det), og hvilke krav som vil bli stilt til den som skal inneha rollen.
 - Hva kan gjøres for å sikre at reservekapasiteten i eksisterende oljekjeler ikke faller bort fram mot 2020?
- Statnett:
 - Få i gang innledende samtaler med Hafslund Nett (og evt. andre regionale nettselskaper) om deres rolle i å gjennomføre alternative tiltak til nettutbygging
 - Sørge for avklaring av Statnetts rolle og ansvar, herunder ansvaret for bruk av nødvendige virkemidler for å få realisert tiltak som er alternative til nettutbygging. Er det f.eks. behov for endrede fullmakter til å påvirke de regionale nettselskapene?
 - Avklare aktuelle sektormyndigheters (Arbeidstilsynet, Dibk, DSB osv.) syn på de foreslåtte tiltakene
 - Vurdere tiltakene nærmere mht. kostnadseffektivitet, mulighet for gjennomføring osv.
- Enova:
 - Avklare på en konkret og sikker måte kostnader og potensialer ved tiltakene nevnt her, og på dette grunnlag utforme målrettede og gjerne tidsbegrensede støtteordninger.

Retningslinjer for aggregatorfunksjonen må også etter hvert på plass. Dersom Hafslund Nett skal stå for dette selv eller evt. gjennom et heleid datterselskap kan man ta utgangspunkt i de avtalene man har inngått om utkobling av forbruk, og videreutvikle dette med avtaler på nye områder. Dersom kraftleverandørene eller en uavhengig, privat aktør skal stå for aggregatorfunksjonen, må man sørge for å få på plass avtaler med et eller flere selskaper om styring av forbruk i perioder med knapphet på nettkapasitet. Slike avtaler vil være basis for aggregatorens avtaler med enkeltforbrukerne.

Lastprofilen for Oslo og Akershus per i dag viser at etterspørselen har en spiker de aller kaldeste dagene/periodene. Dersom aggregatorfunksjonen bare trer i kraft i perioder med den høyeste knappheten i nettet vil den være lite interessant for private aktører, og nettselskapene må regne med å betale for oppbygging av en portefølje med avtaler mellom aggregatoren og forbrukerne som vil bli sjelden benyttet. Dette kan imidlertid være rimeligere enn ytterligere nettutbygging. Hvis prisforskjellene over døgnet blir store nok vil det åpne seg interessante muligheter for private aktører for å drive en form for arbitrasjevirkosomhet gjennom å flytte forbruk fra perioder med høye priser til perioder der prisene er lave, for slik å redusere transaksjonskostnader. Det er etter vår vurdering sannsynlig at ulike selskaper etter hvert vil etablere slik virksomhet på egen hånd. Det

kan da være relativt rimelig for nettselskapene å kunne inngå avtaler med allerede etablerte aggregatorer om utkobling/flytting av forbruk i perioder med høy knapphet i nettet.

Referanser

EU (2015): Regulation (EU) 2015/758 of the European Parliament and of the Council of 29 April 2015 concerning type-approval requirements for the deployment of the eCall in-vehicle system based on the 112 service and amending Directive 2007/46/EC.

Hafslund Nett (2015): Kommentarer til NVEs høring om tariffer for uttak i distribusjonsnett. Høringsuttalelse av 07.05.2015.

NOU (2010): *Tilpassing til eit klima i endring*. NOU 2010:10.

NVE (2015a): *Kostnader i energisektoren; Kraft, varme og effektivisering*. NVE-rapport 2/2015

NVE (2015b): Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnett. Høringsdokument, 2015.

Nyholm, E., S. Puranik, E. Mata, M. Odenberger and F. Johnsson (2016): Demand response potential of electric space heating in Swedish single-family dwellings, *Building and Environment* 96, 270-282.

Optimeering (2016) Energi- og effektprognoser Stor-Oslo 2050. Optimeering AS, 12. oktober.

Statnett (2016a): Dagens løsninger i systemdriften.

Statnett (2016b): Vilkår for anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftmarkedet (RKM). Gjeldene fra 07.12.2016.

Statnett (2017a): Samfunnsøkonomisk analyse av alternativer til nett. Notat. Saksbehandler Ola Øyan.

Statnett (2017b): Forbruksprognose Stor-Oslo.

Statnett (udatert): Fremtidens nett i Stor-Oslo. <http://www.statnett.no/PageFiles/12487/Dokumenter/~1-Overordnet%20plan%202015/Fremtidens%20nett%20i%20Stor-Oslo.pdf>

Thema (2016): Teoretisk tilnærming til en markedsløsning for lokal fleksibilitet. Thema Rapport 2015-37. Thema Consulting Group, Oslo.

Thema (2017): RKOM: Evaluering av prøveordning med unntak i NO1. Thema Rapport 2017-18. Thema Consulting Group, Oslo.

Xrgia & EC group (2012): Nettplass Stor-Oslo: Alternativer til nettinvesteringer. Rapport utarbeidet av Xrgia og EC Group på oppdrag fra Statnett, datert 27.1.2012

Vista Analyse AS

Vista Analyse AS er et samfunnsfaglig analyseselskap med hovedvekt på økonomisk forskning, utredning, evaluering og rådgivning. Vi utfører oppdrag med høy faglig kvalitet, uavhengighet og integritet. Våre sentrale temaområder omfatter klima, energi, samferdsel, næringsutvikling, byutvikling og velferd.

Våre medarbeidere har meget høy akademisk kompetanse og bred erfaring innennfor konsulentvirksomhet. Ved behov benytter vi et velutviklet nettverk med selskaper og ressurspersoner nasjonalt og internasjonalt. Selskapet er i sin helhet eiet av medarbeiderne.

Vista Analyse AS
Meltzersgate 4
0257 Oslo

post@vista-analyse.no
vista-analyse.no