

# Notat

<b>Dokumentet sendes til:</b> Vista Analyse AS	<b>Saksbehandler/Adm. enhet:</b> Ola Øyan /UPØ
<b>Prosjektnummer:</b> 77072 <b>Prosjektnavn:</b> Alternativer til nett (FoU)	<b>Ansvarlig/Adm. enhet:</b> Carl-Petter Haugland /UPØ
<b>Underlag til:</b> Rapport	<b>Dokument ID:</b> 2702184 <b>Dato:</b> 30. juni 2017

## Samfunnsøkonomisk analyse av alternativer til nett: Hvordan finne den beste pakken av tiltak?

Formålet med dette notatet er å vise hvordan vi kan finne den beste pakken av alternativer til nett for å unngå at overføringsbehovet i nettet blir for høyt. Med alternativer til nett mener vi i denne sammenhengen tiltak som endrer strømforbruket eller -produksjonen, slik at det maksimale overføringsbehovet reduseres.

Her har vi tatt utgangspunkt i et eksempel for å synliggjøre metode og viktige problemstillinger. Vi ser på hvordan det maksimale overføringsbehovet holdes under et visst nivå. Notatet bruker tall fra Oslo og Akershus, men tiltakene er også relevante for andre byer.

### Vi må forstå behovet for å finne de målrettede tiltakene

For å finne de beste tiltakene og den samlede kostnaden må man ha en grundig forståelse av overføringsbehovet. Når er overføringsbehovet så høyt at det kan bli et problem? Hva brukes strømmen til i disse periodene og hvem produserer den? Dette er sentralt for å forstå hvilke tiltak som kan redusere overføringsbehovet når overføringsbehovet er høyest. I Oslo og Akershus er forbruket høyt på kalde vinterdager siden strømmen i stor grad brukes til oppvarming.

### Det finnes attraktive muligheter til å redusere det maksimale overføringsbehovet

Vi må finne tiltak som reduserer strømforbruket eller øker -produksjonen på kalde vinterdager. Resultatene viser at det er et stort potensial til å redusere dette, til kostnader som ser ut til å være relativt lave. Særlig er tiltak som reduserer forbruket interessant da kostnadene fremstår som lave.

Ved å flytte forbruket fra dag til natt kan vi redusere det maksimale strømforbruket. Videre finnes det enkelte tiltak som kan effektivisere energibruken i bygg. Alternativt kan vi bruke andre energikilder enn strøm. Disse er gjerne relativt dyre å bruke, men om de brukes sjeldent kan de være en del av en kostnadseffektiv tiltakspakke.

### Vi må utrede mer for å verifisere resultatene og gjøre dem praktisk anvendbare

Analysen tyder på at mer aktiv bruk av alternativer til nett kan bidra til å redusere kostnader og usikkerhet i utviklingen av nettet, fordi overføringsbehovet kan bli mindre og mer forutsigbart. Samtidig er resultatene basert på et eksempel og flere forutsetninger er usikre. Resultatene er derfor ikke nødvendigvis direkte anvendbare på kort sikt. Vi må også finne løsninger som gjør at vi får tiltakene implementert effektivt og integrert i driften og utviklingen av nettet.

**Notatet må leses i sammenheng med øvrig arbeid i FoU-prosjektet Alternativer til nett**

Notatet er en del av FoU-prosjektet Alternativer til nett og må leses i sammenheng med Vista Analyse sin rapport om samme tema. En interessert leser vil også ha nytte av å se notatet i sammenheng med Statnetts forbruksprognose for Stor-Oslo. Sistnevnte ble utviklet parallelt med dette arbeidet og det kan være noen forskjeller i notatene.

## Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Vi må forstå overføringsbehovet for å finne de gode løsningene</b>	<b>1</b>
1.1	Overføringsbehovet er høyest på kalde vinterdager	1
1.2	Forbruket er ventet å øke over tid – men hvor mye er usikkert	2
1.3	Økt forbruk av strøm gjør at det kan oppstå en knapphetsperiode	4
<b>2</b>	<b>Stort potensial for å redusere det maksimale overføringsbehovet</b>	<b>6</b>
2.1	De aktuelle tiltakene effektiviserer, flytter eller legger om kraftforbruket	6
2.2	Nesten alt potensialet er knyttet til bygg, direkte eller indirekte	7
2.3	Kostnadene og egenskapene ved tiltakene varierer	9
<b>3</b>	<b>Kostnadene ved den beste pakken av tiltak kan være liten</b>	<b>11</b>
3.1	Vi må finne den pakken av tiltak som minimerer nåverdien av samlede kostnader	11
3.2	Den beste pakken av tiltak kan ha relativt lave kostnader	13
<b>4</b>	<b>En effektiv utvikling krever et godt samspill mellom nettselskapene og andre aktører</b>	<b>17</b>
<b>5</b>	<b>Analysen bør utvikles videre for å inngå i nettplanleggingen</b>	<b>18</b>
5.1	Alternativer til nett kan forbedre lønnsomheten nettiltak	18
5.2	Analysen må utvikles videre for å kunne brukes i beslutningssammenheng	18

# 1 Vi må forstå overføringsbehovet for å finne de gode løsningene

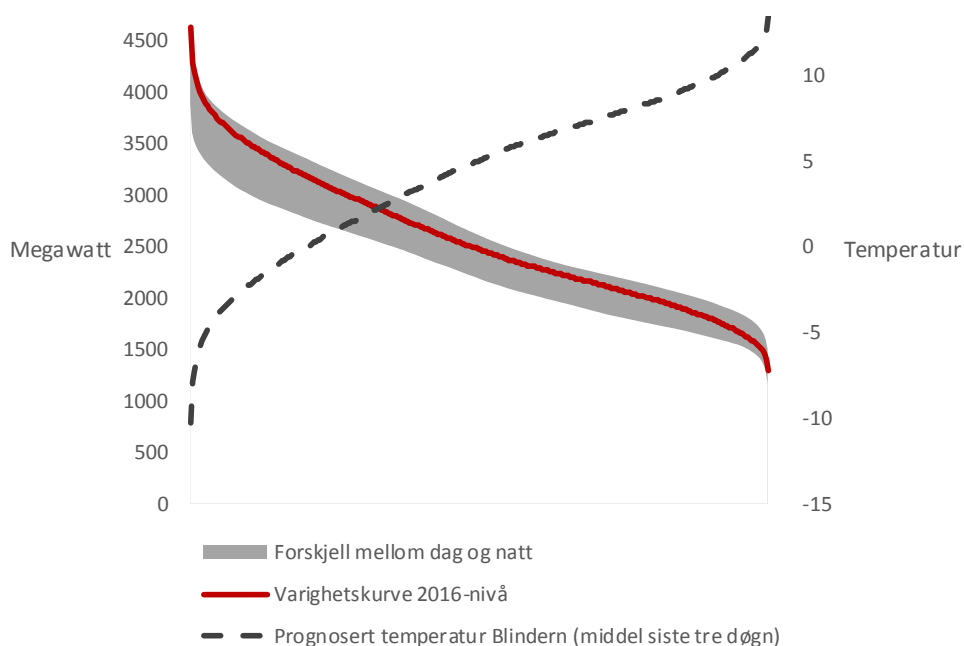
Å forstå når, hvor ofte og hvorfor knapphetsperiodene oppstår er viktig for å finne de beste løsningene. Det er kun tiltak som kan bidra i knapphetsperioden som har effekt – og dermed er aktuelle. Samtidig kan kartleggingen være nyttig for å finne de tiltakene med lavest kostnader.

I Oslo og Akershus oppstår vil knapphetsperioden oppstå på kalde vinterdager. Overføringsbehovet er høyt pga. bruk av strøm til oppvarming av bygg. Elbiler, befolkningsvekst og utfasing av fossile energikilder gjør at overføringsbehovet øker over tid.

## 1.1 Overføringsbehovet er høyest på kalde vinterdager

Overføringsbehovet inn til Stor-Oslo er høyest på dagtid og når det er kaldt. Kraftunderskuddet avhenger av forbruket da det er lite produksjon i regionen. Mens det maksimale forbruket er rundt 4500 MW, er det til sammenligning kun cirka 60 MW lokal kraftproduksjon som er tilgjengelig på samme tidspunkt. Vi fokuserer derfor på forbruket av kraft når vi beskriver overføringsbehovet.

Figuren viser en varighetskurve for forbruket i Stor-Oslo. Varighetskurven viser hvor stor andel av tiden forbruket har vært på et visst nivå. Det grå utfallsrommet viser forskjell på dag- og nattforbruk<sup>1</sup>, som altså er opp 1000 MW på det høyeste. Forbruket er basert på timesverdier i perioden 01.01.2005 til 31.12.2016<sup>2</sup>. Den stiplede linjen viser estimert temperatur på Blindern, gitt forbruket i Stor-Oslo<sup>3</sup>.



Figur 1: Anslag maksimalt forbruk av strøm i Stor-Oslo. Anslaget på sammenheng mellom temperatur og forbruk viser at forbruket er høyest på kalde vinterdager.

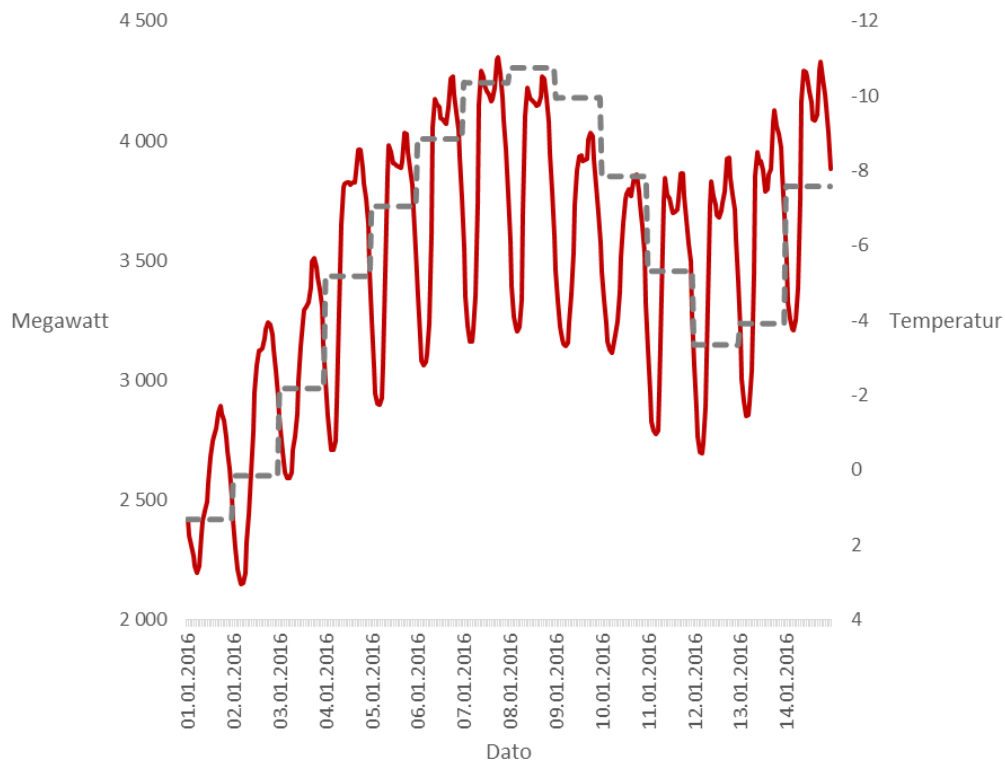
<sup>1</sup> Natt er definert fra midnatt til kl 07:00.

<sup>2</sup> Forbruket er justert til 2016-nivå ved å legge til endringer i gjennomsnittlig forbruk per time i 2016. Dette gjør at vi potensielt undervurderer forbruksnivået på vinteren noe, siden mye av veksten skyldes flere bygg som har større kraftforbruk når det er kaldt.

<sup>3</sup> Temperaturen er basert på en prognose hvor vi har brukt kraftunderskudd opp mot middeltemperatur de siste tre døgnene til og med kraftforbruket fant sted. Temperaturen er estimert basert på en lineær prognose (Excels forecast-funksjon). Temperaturen er hentet fra eklime.no og målestasjonen Blindern.

Varighetskurven er en aggregert sammenstilling av forbruket per time over en periode på over ti år. Dette er nyttig for å se det store bildet og begrense nødvendig mengde data for å gjøre beregninger. Sistnevnte er svært viktig for å begrense regnetiden i modellen vi presenterer senere. I mange sammenhenger er det nyttig å se på forbruket i en tidsserie.

Nedenfor viser vi forbruket de to første ukene i januar 2016. Figuren viser tydelig døgnvariasjonene. Det er en klar sammenheng mellom temperaturen samme døgn og nivået på forbruket. Temperaturen er i motsatt rekkefølge for å få sammenhengen tydeligere frem. At forbruket var lavt 1-3. januar skyldes også at dette var fridager. Da er forbruket i yrkesbygg lavt.



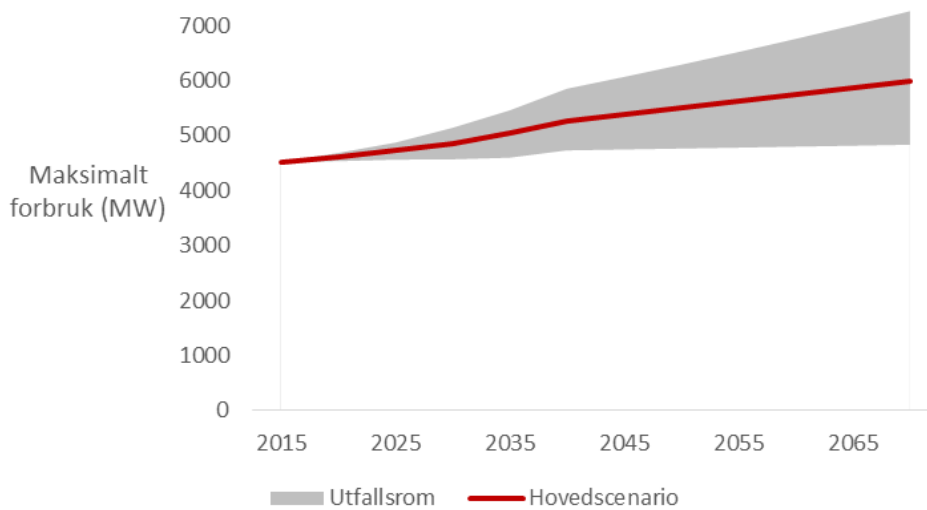
Figur 2: Kraftforbruk i Oslo og Akershus 1.1.2016 til og med 14.1.2016. Temperatur på Blindern målt ved gjennomsnitt siste tre døgn.

## 1.2 Forbruket er ventet å øke over tid – men hvor mye er usikkert

Forbruket i Stor-Oslo har økt de siste årene. Fremover vil befolkningsutvikling og elektrifisering av bilparken og kollektivtransport gi fortsatt økning i forbruket. Fortetting (færre kvadratmeter bolig per person) og nye byggestandarder demper forbruksveksten. Vi tror fortsatt på en økning i forbruket fremover, men utfallsrommet er stort og øker med tiden. Detaljene er nærmere beskrevet i forbruksprognose for Stor-Oslo (Statnett 2017).

Figuren under oppsummerer forbruksprognosen til Statnett per juni 2017. I hovedprognosen øker det maksimale effektbehovet fra ca. 4500 MW i dag til i overkant av 5000 MW i 2030 og opp mot 6000 MW i 2070. Dette tilsvarer en årlig vekst på ca. 0,5 prosentpoeng, med noe høyere vekstrate mellom 2025-

2040. Usikkerheten i prognosen er relativt stor. Derfor har vi laget et lav- og høyscenario som beskriver utfallsrommet. I 2040 er Høy i overkant av 1000 MW høyere enn Lav<sup>4</sup>.



Figur 3: Forventet utvikling i maksimalt forbruk i Oslo.

De viktigste forutsetningene i scenariene er oppsummert i tabellen under. Tabellen viser at befolkningsvekst, rehabiliteringsrater av bygg og elbilandel er de viktigste forskjellene i prognosene. I hovedscenariet er kraftprisen antatt å være på samme nivå som de har vært historisk og relativt til andre kostnader for andre energibærere. Prisen kan svinge fra år til år, men dersom det utvikler seg langt over eller under historiske prisnivåer relativt til andre kostnader bør vi oppdatere prognosen.

Tabell 1: Oppsummering av de viktigste forutsetningene i hvert scenario.

Forutsetninger i scenarioene	Hovedprognose	Høy scenario	Lav scenario
Befolkningsvekst	SSB middelsscenario	SSB høy scenario	SSB lav scenario
Netto tilvekst areal per innbygger	Svak nedgang i Oslo, stabilt på dagens nivå i Akershus	Som i hovedprognose	Som i hovedprognose
Netto tilvekst areal per ansatt	Svak nedgang i Oslo, stabilt på dagens nivå i Akershus	Som i hovedprognose	Som i hovedprognose
Rehabiliteringsrate bolig	1 % årlig	1 % årlig	2 % årlig
Rehabiliteringsrate tjenestebygg	1,5 % årlig	1 % årlig	2,5 % årlig
Elbilandel	35 % i 2030, 70 % i 2040	50 % i 2030, 90 % i 2040	20 % i 2030, 50 % i 2040

Det er usikkerhet i alle scenarioene. Vi vet for eksempel ikke nok om hvordan andre energikilder enn strøm har blitt brukt. Dette er særlig aktuelt for oljefyrer, som for tiden fases ut og kanskje erstattes med strømbasert oppvarming som varmpumper og elkjeler.

I forbruksprognosene har vi antatt at alle oljefyrer fases ut til 2020 og blir erstattet med fjernvarme, bioolje og elektrisitet. Det er antatt at oljen har blitt brukt gjennom hele fyringssesongen. Har de i større grad blitt brukt på de aller kaldeste dagene, til såkalt spisslastformål, og dette erstattes med elektrisitet når oljekjelene fases ut, kan det maksimale overføringsbehovet være større enn antatt i scenarioene.

<sup>4</sup> Vi har prognosert forbruket frem til 2040 i en modell. Etter 2040 har fremskrevet prognosene basert på noen enkle antagelser.

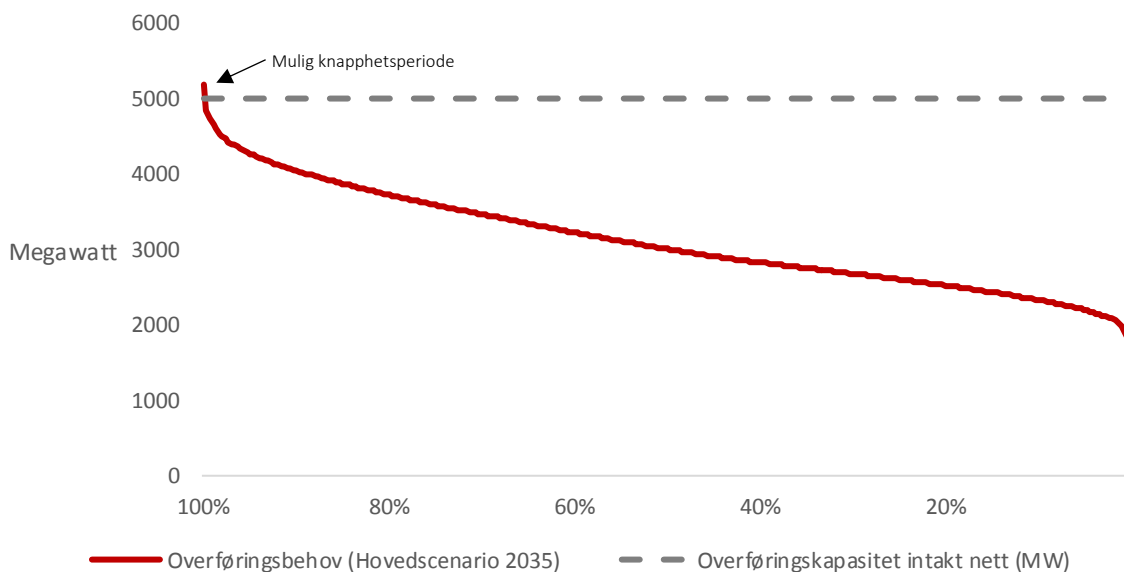
Disse usikkerhetene har vi ikke hatt anledning til å gå i detalj på i denne analysen. Det er viktig i det videre arbeidet. Samtidig er det andre forhold i prognosene som isolert sett kan overvurdere overføringsbehovet på de kaldeste dagene, for eksempel hvordan økt innføring av luft-til-luft varmepumper påvirker overføringsbehovet<sup>5</sup>.

### 1.3 Økt forbruk av strøm gjør at det kan oppstå en knapphetsperiode

Det er en begrensning på hvor mye nettet kan levere av strøm inn til Stor-Oslo. Estimaten på overføringskapasiteten er p.t. også usikre, men i praksis er det sannsynligvis vanskelig å levere mer enn anslagsvis 5000-5500 MW uten å gjøre større investeringer enn de som allerede er under utredning eller utbygging.

I denne analysen er vi først og fremst opptatt av metodikk og prinsipielle avveininger. Vi antar derfor noe forenklet at vi maksimalt kan levere 5000 MW. For enkelthets skyld antar vi også at varighetskurven er identisk når forbruket øker, altså at vi bare justerer nivået tilsvarende økningen i forbruket i Figur 3<sup>6</sup>.

I hovedscenariot vil effektforbruket nærme seg overføringskapasiteten mellom 2020- og 2030-tallet. I 2035 vil vi ha en knapphetsperiode. Størrelsen på knapphetsperioden er inntil ca. 200 MW og oppstår i inntil om lag 0,5 prosent av tiden. Dette er illustrert i figuren under.



Figur 4: I 2035 vil det i hovedscenariot oppstå en knapphetsperiode på inntil cirka 200 megawatt i 0,5 prosent av tiden om vi ikke reduserer overføringsbehovet eller øker overføringskapasiteten.

<sup>5</sup> Virkningsgraden til varmepumpene avhenger av utetemperatur. Dette har vi tatt hensyn til i forbruksprognosen. Det økte energibehovet pga. lavere virkningsgrad er antatt å bli dekket med panelovner. Dersom mye blir tatt med andre energibærere enn strøm, for eksempel ved, kan det maksimale forbruket være noe mindre enn antatt.

<sup>6</sup> Det er flere grunner til at varighetskurven også vil endres når forbruket øker. Oppvarmingsbehovet på nye bygg vil også være større på vinteren enn på sommeren, selv om byggene blir mer energieffektive. Dette gjør at overføringsbehovet på det nye forbruket også vil ha sesongvariasjoner. Samtidig kan økt innslag av elbiler endre etterspørselen over døgnet. Lader de på dagen øker forskjellen mellom forbruket på dag og natt, lader de på natten kan variasjonene vi ser i dag bli redusert. Å sikre konsistens mellom forbruksprognosen og alternativer til nett-analysen er altså sentralt og ikke perfekt modellert i denne analysen.

Senere i perioden øker både størrelsen og hyppigheten av knapphetsperioden, siden forbruket er antatt å vokse. I det høye scenariet oppstår knapphetsperioden tidligere, mens den ikke oppstår i det lave scenariet siden overføringskapasiteten er tilstrekkelig.

Hvordan kan alternativer som reduserer overføringsbehovet i den mulige knapphetsperioden være et alternativ til å øke overføringskapasiteten? Det er tema for neste kapittel.



## 2 Stort potensial for å redusere det maksimale overføringsbehovet

Tiltakene må kunne bidra i knapphetsperioden – det vil si når det er kaldt. Det meste av forbruket vil i disse periodene være i bygg. Forbruket i bygg kan enten være direkte i bygget via for eksempel panelovner eller varmtvannsberedere, eller indirekte via elektrisk forbruk i nær- eller fjernvarmesystemene. I tillegg lader mange bygg elbiler.

Vi presenterer ikke hvert tiltak detaljert i dette kapittelet. For mer informasjon om hvert tiltak, se Vedlegg: Detaljer om forutsetninger for de ulike tiltakene, på side 20.

### 2.1 De aktuelle tiltakene effektiviserer, flytter eller legger om kraftforbruket

Selv om kraftforbruket i bygg typisk har vært lite fleksibelt - har strømforbruket i bygninger flere egenskaper som gjør at vi kan endre overføringsbehovet ved å redusere forbruket av strøm på kalde vinterdager:

- **Effektivisering.** Typiske ENØK-tiltak som reduserer varmebehovet i bygningsmassen vil også bidra til redusert effektbehov, særlig i kalde perioder. Et mindre typisk, men særlig interessant tiltak, er å redusere luftmengdene i ventilasjonsanlegg på de kaldeste dagene, ettersom dette i de fleste tilfeller ikke vil komme i konflikt med kravene til luftkvalitet innendørs. Effektbehovet til ventilasjon vil reduseres proporsjonalt med redusert luftmengde.
- **Lastflytting.** 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 før morgenen, slik at bygget kan opprettholde normal dagtemperatur på dagen. På grunn av bygningenes varmelagringsevne bidrar nattsinking til å flytte laster fra natt til dag. Dersom denne praksisen stoppes, 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. Andre eksempler på lastflytting er å redusere tilført effekt til varmtvannsberedere og elbiler i timene hvor forbruket er størst. Sistnevnte er mer aktuelt i husholdningene.
- **Omlegging:** Strøm som brukes til å dekke topplaster de kaldeste dagene kan erstattes med andre energikilder. Det gjør at det er aktuelt å bruke brenselsfyrte reservekjeler både i fjernvarme-, nærvarme- og andre oppvarmingssystemer. Mange av disse anleggene har allerede i dag denne muligheten – men de har i liten grad brukt den. Andre ganger må det investeres til – for eksempel for ombygging slik at fyring med biobrensel er mulig.

Mulighetene til å påvirke forbruket vil variere fra bygg til bygg. Det vi enklest kan endre er det som brukes til oppvarming av bygget, av varmtvann og, på sikt, lading av elbiler. Varmtvann og elbiler er sannsynligvis de mest aktuelle tiltakene i husholdningene. I tillegg kan vi øke produksjonen av elektrisitet. Produksjonen må øke på kalde vinterdager for at dette skal ha en effekt<sup>7</sup>. Det gjør at det først og fremst er bruk av nød- og reservestromaggregater som er aktuelt i Stor-Oslo per i dag. Disse bruker i dag diesel, men biodiesel og andre energibærere vil kunne erstatte den fossile dieselen.

---

<sup>7</sup> Alternativt må det også investeres i lagringsteknologier – men det ser vi bort fra siden vi antar det er for kostbart.

## 2.2 Nesten alt potensialet er knyttet til bygg, direkte eller indirekte

Vista Analyse har kartlagt potensialet for å redusere det maksimale overføringsbehovet inn til Stor-Oslo. I denne rapporten fokuserer vi på de mest aktuelle. Med aktuelle mener vi tiltak som både har stort nok potensial til å påvirke overføringsbehovet betydelig og som har lave nok kostnader til å være konkurransedyktige.

Mange av tiltakene er i de samme byggene eller tilhørende varmesystemene. I yrkesbygg kan vi for eksempel både effektivisere energibruken, flytte forbruk fra dag til natt og erstatte elektrisitet med brenselfyrte energikilder. Enkelte bygg har også reservestrømløsninger. Det er imidlertid viktig å huske på at alle byggene er forskjellige, og at alle bygg ikke er like egnet til alle disse tiltakene.

### Presentasjon av de konkrete tiltakene

De konkrete tiltakene og tilhørende potensialet er i hovedsak oppsummert i tabellen under. I praksis er det mange avveininger og antakelser som ligger bak. Disse presenterer vi fortløpende i de følgende delkapitlene. Videre er hvert enkelt tiltak presentert nærmere i vedlegg. Listen inkluderer kun de mest aktuelle tiltakene og er altså ikke uttømmende.

Tabell 2: Anslag over mest aktuelle tiltak til å redusere maksimalt kraftforbruk i Stor-Oslo.

Beskrivelse	Ressurser per 2020 (MW)	Kategori
Reduserte luftmengder i yrkesbygg (kat 1 & 2)	260	Effektivisering
Reduserte luftmengder i yrkesbygg (kat 3 & 4)	260	Effektivisering
Styrt oppvarming av (større) varmtvannsberedere	35	Flytting
Forbruksfleksibilitet husholdninger	50	Flytting
Lastflytting i yrkesbygg	400	Flytting
Bruke brenselfyrte reservekjeler (fjernvarme)	250	Omlegging
Bruke brenselfyrte reservekjeler	600	Omlegging
Bruke nød- og reserveaggregater	400	Produksjon

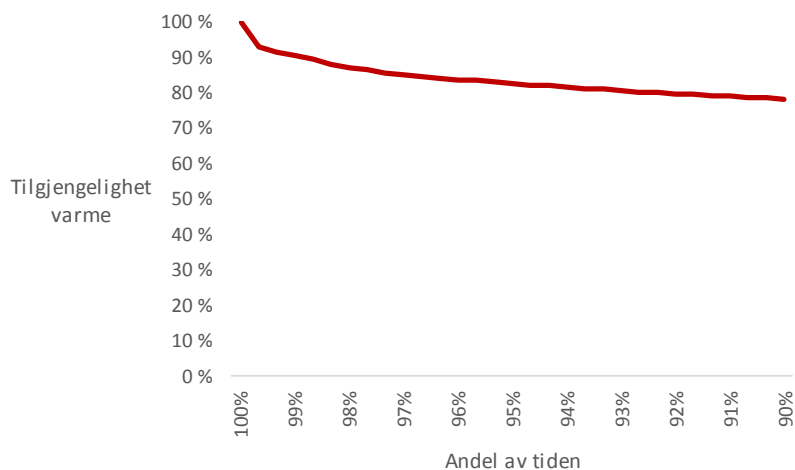
Potensialet er i hovedsak estimert av Vista Analyse. Tiltakene er derfor nærmere beskrevet i deres rapport. Unntaket er at vi har gjort noen justeringer på bakgrunn av Statnetts forbruksprognose for Stor-Oslo (Statnett 2017). I forbruksprognosen estimerer vi blant annet hvordan forbruksfleksibilitet i husholdningene kan bidra. Dette er nærmere omtalt på side 21, i delkapittelet Forbruksfleksibilitet i husholdningene.

### Mulighetene for å legge om og flytte forbruket har flere begrensninger

Ressurspotensialet for kategoriene **omlegging** og **effektivisering** er estimert i topplasttiden. Vi har derfor antatt at potensialet faller i tråd med varighetskurven for forbruket av kraft i Stor-Oslo<sup>8</sup>. I tråd med at overføringsbehovet faller, er altså potensialet for å legge om fra elektrisitet til andre energikilder ventet å falle. Setter vi det høyeste forbruket til 100 prosent, ser vi at potensialet raskt faller til 90 prosent. Vi har derfor antatt at ressurspotensialet faller i tråd med denne tilnærmingen.

---

<sup>8</sup> Omlegging kan også flytte hele varighetskurven ned. ENØK-tiltak som ikke påvirker oppvarmingsbehovet og er like stort hele tiden, kan bidra på samme måte. Dette har vi altså ikke tatt hensyn til.



Figur 5: Sammenheng mellom maksimalt forbruk på dagtid (kl 07-24) og perioder med lavere forbruk. Andel av tiden er kuttet etter ti prosentpoeng. Figuren viser at om vi har tilgang til hele effektpotensialet i timen med det høyeste forbruket, faller potensialet raskt til 90 prosent av potensialet.

Ressurspotensialet i kategorien **flytting** er i sum begrenset til hvor mye det er mulig å flytte over døgnet. Dette er antatt til 5,5 prosent av det maksimale forbruket. Omfanget er basert på forskjellen mellom forbruket på dag og natt når forbruket er på det høyeste<sup>9</sup>. Den karakteristiske lastfordelingen mellom dag og natt, der dag-forbruket foregår over cirka 2/3 av døgnet, mens natten utgjør cirka 1/3, vil bli mindre tydelig etterhvert som fleksible laster flyttes fra dag til natt, og et ideelt resultat vil være jevn last gjennom hele døgnet.

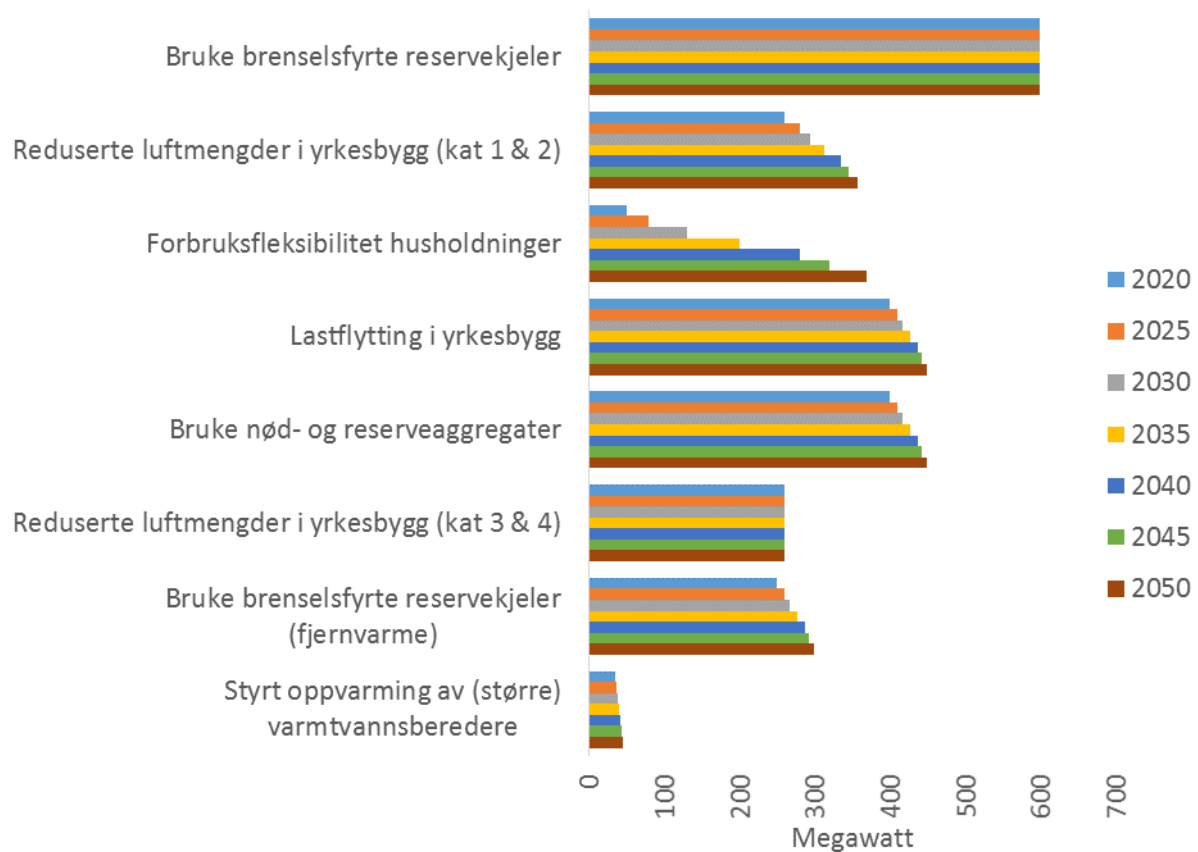
Usikkerheter vedrørende temperaturer og andre variabler i de kommende døgnene vil imidlertid stå i veien for dette. I praksis vil derfor effektiv lastflytting ikke helt kunne forhindre varierende fordeling av laster mellom dag og natt. Det kan likevel forventes en langt jevnere overføringsbehov over døgnet enn i dag.

For kategorien **produksjon** har vi ikke antatt noen begrensninger i varigheten på bruk, da nød- og reservestrømaggregater er basert på forbrenningsmotorer fyrt av diesel, gass eller liknende. De kan trenge påfyll av drivstoff, vi forventer heller ikke at disse tiltakene vil bli brukt særlig lenge, da kostnadene for å bruke dem er langt høyere enn i andre tiltak. Dette kommer vi tilbake til senere.

### Potensialet til de ulike tiltakene utvikler seg over tid – og avhenger av forbruksutviklingen

Forbruksutviklingen og kommersialisering av ny teknologi gjør at ressurspotensialet utvikles over tid. Figuren under oppsummerer hvordan vi har antatt utviklingen i hovedscenarieret fra 2020 til 2050. Utviklingen er skjønsmessig vurdert og er nærmere kommentert senere. Ideelt sett burde det vært en større sammenheng mellom forbruksprognosen og vurderingen av dette potensialet.

<sup>9</sup> Forskjellen mellom dag og nattforbruket er rundt 16-17 prosent forbruket når det er nær det høyeste nivået. Antar vi at det kun er mulig å flytte en tredjedel av dette målt i effekt, siden natta er kortere enn dagen, får vi at det typisk er mulig å flytte 5,5 prosent av forbruket på dagtid til natten.



Figur 6: Antatt utvikling i ressurspotensialet over tid i hovedscenariot.

Potensialet avhenger av kostnadene. Konvertering av oljefyrte anlegg for bruk av bioolje forutsetter for eksempel at store deler av det oljefyrte anlegget er i brukbar stand. Over tid er det altså grunn til å anta at kostnadene for å holde anlegget i stand øker. Etter hvert som yrkesbyggene blir mer moderne kan også kostnadene ved å flytte forbruk eller redusere luftmengdene endre seg.

I stedet for å vurdere potensial og kostnader separat har vi samlet beskrivelsen av hvert enkelt tiltak i neste delkapittel.

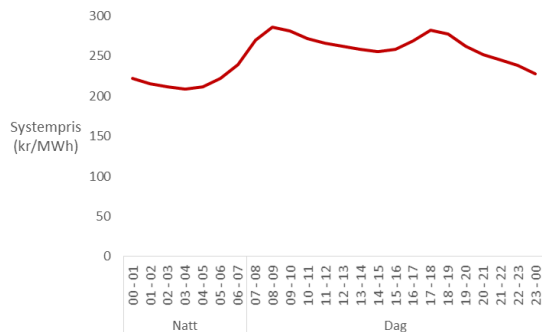
### 2.3 Kostnadene og egenskapene ved tiltakene varierer

I dette kapittelet presenterer vi de viktigste forutsetningene bak hvert enkelt tiltak. Dette inkluderer både kostnader og potensial, i dag og over tid. Tabellen under oppsummerer de viktigste forutsetningene per tiltak per 2020. Tabellen er ikke helt presis da det er avhengigheter mellom potensial og kostnader, samt over tid. Dette er nærmere forklart i de neste kapitlene.

Tabell 3: Oversikt over de viktigste forutsetningene for hvert enkelt tiltak.

Beskrivelse	Ressurser per 2020 (MW)	Kategori	Inv.kost. (kr/MW)	Andre virkninger (kr/MW/år)	Marginalkost. (kr/MWh)	Levetid (år)
Reduserte luftmengder i yrkesbygg (kat 1 & 2)	260	Effektivisering	400 000	-16 000	-400	20
Reduserte luftmengder i yrkesbygg (kat 3 & 4)	260	Effektivisering	1 800 000	-16 000	-400	20
Styrt oppvarming av (større) varmtvannsberedere	35	Flytting	280 000	0	-20	20
Forbruksfleksibilitet husholdninger	50	Flytting	1 964 000	0	-20	20
Lastflytting i yrkesbygg	400	Flytting	0	0	40	20
Bruke brenselfyrte reservekjeler (fjernvarme)	250	Omlegging	0	0	600	20
Bruke brenselfyrte reservekjeler	600	Omlegging	25 000	0	850	20
Bruke nød- og reserveaggregater	400	Produksjon	185 000	0	3 100	20

Investeringskostnadene er per megawatt. Marginalkostnaden er kostnaden for å bruke tiltaket i knapphetsperioden. Dette er kostnaden for å bruke tiltaket minus sparte innkjøpskostnader for kraft. Andre virkninger er øvrige kostnader eller nyttevirkninger som følger av tiltaket utover knapphetsperioden.



Figur 7: Gjennomsnittlig systempris i Nordpool Spot per time i 2016.

For tiltakene som flytter forbruk kommer vi tilbake til avveiningen mellom energitap og kraftpriser. Kraftprisen er vanligvis noe lavere på natta enn på dagen. Vi har antatt at den er 5 prosent lavere på natta. Dette er basert på gjennomsnittlig forskjell i kraftpris mellom timene fra kl 00 – 07 og 07-23 i 2016, se Figur 7 **Error! Reference source not found.**

Alle tiltakene har en antatt levetid på 20 år fra investeringen finner sted.

### 3 Kostnadene ved den beste pakken av tiltak kan være liten

I alternativanalysen viser vi hva det vil koste å unngå knapphetsperioden ved å bruke alternativer til nett til å redusere overføringsbehovet. Kostnaden er basert på prognosert overføringsbehov, antatt overføringskapasitet og potensialet for å endre overføringsbehov.

Selv om vi er usikre på en rekke forutsetninger tyder analysen på at alternativer til nett kan ha relativt lave kostnader. Hvor store kostnadene er og hvilke tiltak som er best er imidlertid fortsatt noe usikkert.

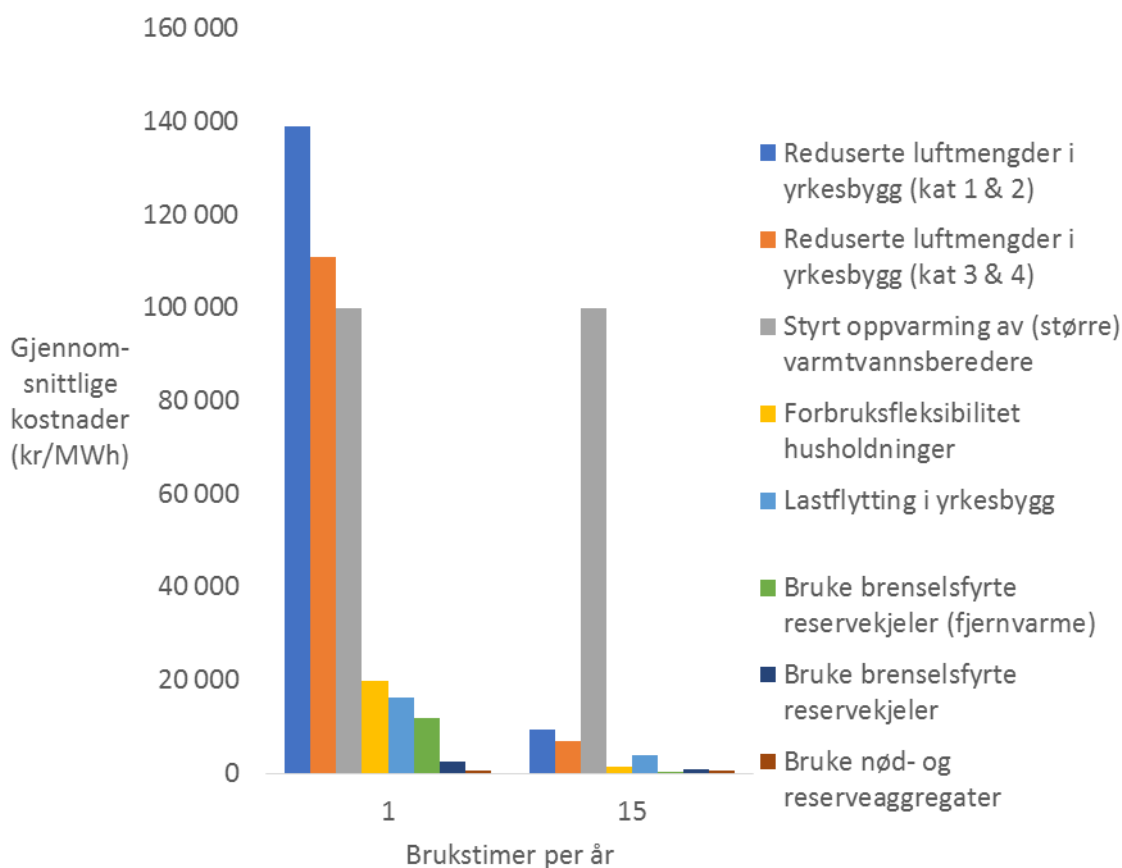
#### 3.1 Vi må finne den pakken av tiltak som minimerer nåverdien av samlede kostnader

Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv ønsker vi å finne den pakken av tiltak som minimerer kostnadene ved å holde det maksimale forbruket under et visst nivå – gjennom tiltakenes levetid. De riktige tiltakene avhenger av hva som kjennetegner periodene hvor strømforbruket er på det høyeste, og hvilke tiltak som kan redusere overføringsbehovet på det ønskede tidspunktet. Ved hjelp av generell optimeringstankegang har vi laget en regnemodell som finner den beste pakken med tiltak.

#### Kostnadene ved tiltakene avhenger av hvor mye de blir brukt og en rekke andre begrensninger

Det er en avveining mellom faste og variable kostnader. Sammen med de andre begrensningene vi har drøftet, gjør dette at det er komplisert å finne den optimale pakken av tiltak. Hvis et tiltak har høye faste kostnader, men lave variable kostnader, bør tiltaket brukes mye for å ha lavere kostnader enn et tiltak med lave faste kostnader og høyere variable kostnader. Vi forklarer først denne sammenhengen.

Sammenhengen mellom faste og variable kostnader er illustrert i figuren under. Den viser gjennomsnittlig kostnad for hvert av tiltakene vi presenterte i forrige kapittel, som funksjon av hvor mye tiltakene blir brukt hvert år. Jo mer tiltakene blir brukt, jo mer nærmer den gjennomsnittlige kostnaden seg den marginale kostnaden. Dette gjør at hvilke tiltak som er best varierer med hvor mye de brukes.



Figur 8: For tiltak med faste kostnader avhenger gjennomsnittlig kostnad av hvor mye tiltakene blir brukt. Årsaken er at mer bruk gjør at de faste kostnadene deles på flere megawatt-timer. Kostnadene er per 2020. Kostnadene for noen av tiltakene utvikles over tid og sammenhengene påvirkes derfor i løpet av analyseperioden.

Figuren viser at noen tiltak fremstår som særlig attraktive: De har lave kostnader uavhengig av brukstid. Dette er tiltak vi kan forvente er en del av en kostnadseffektiv pakke. Dette gjelder for eksempel lastflytting i yrkesbygg og å bruke brenselsfyrte reservekjeler i fjernvarmesystemet.

#### Modellen finner den pakken av tiltak hvor de samlede kostnadene er lavest

Siden det er sammenheng mellom hvor mye tiltakene blir brukt og hvor mye de vil ende opp med å koste, er det svært komplisert å finne den optimale pakken av tiltak manuelt. Arbeidet kompliseres også av alle begrensningene og avhengighetene vi har nevnt i de foregående kapitlene. Vi har derfor laget en regnemodell som finner den beste pakken av tiltak for oss, samt kostnadene dette fører med seg.

Konkret har vi definert overføringsbehov og potensielle tiltak som beskrevet i kapittel 1 og 2. Deretter har vi antatt at om vi først har investert i alternativer til nett eller har dem tilgjengelig, bør vi bruke de tiltakene som har lavest marginalkostnader først. Deretter har vi latt modellen finne den pakken av tiltak som minimerer nåverdien av de samlede kostnadene. Mer konkret har vi minimert nåverdien av investeringskostnader, andre virkninger og marginalkostnader hvert år gjennom analyseperioden.

1. Investeringskostnader. Kostnadene for å få tilgang til ressursen. Tilgangen varer til levetiden på tiltaket har gått ut, altså typisk 20 år.
2. Marginalkostnader. Kostnadene ved å bruke tiltaket i knapphetsperioden. Er ofte gitt ved forskjellen mellom å kjøpe kraft og å bruke alternative energikilder.

3. Andre nytte- og kostnadsvirkninger. Kostnader og nytte ved å ha tiltaket tilgjengelig utenom knapphetsperiodene, enten for Statnett, andre nettselskaper eller aktøren som eier tiltaket.

Den beste pakken av tiltak må tilfredsstillende en rekke begrensninger:

1. Overføringsbehovet kan ikke være større enn overføringskapasiteten. Dette gjør at modellen må iverksette et tiltak.
2. Vi kan ikke investere i mer av et tiltak enn maksimalt ressurspotensial tilsier. Dette gjør at modellen ikke investerer mer i ett tiltak enn det som er mulig.
3. Vi kan ikke flytte mer fra dag til natt enn det som maksimalt er mulig. Dette gjør at vi ikke bare flytter forbrukstoppen fra dag til natt.
4. For tiltaket redusert ventilasjon har vi også lagt inn begrensninger i hvor mye tiltaket kan brukes. Altså at det maksimalt kan være eksempelvis 20 eller 30 dager med redusert ventilasjon per år.

Måten vi løser problemet på kan minne om en rasjonell og optimal tilpasning i day-ahead markedet. Vi har altså ikke lagt til grunn avanserte løsninger i driftstimen, men antatt at man vet hvor stor knapphetsperioden vil bli og gjør tiltak deretter for å unngå at den oppstår.

### 3.2 Den beste pakken av tiltak kan ha relativt lave kostnader

Nedenfor presenterer vi de beregnede resultatene fra modellen. Vi har brukt hovedscenarioet for forbruksvekst, samt øvrige begrensninger nevnt i de foregående kapitlene og Vedlegg: Detaljer om forutsetninger for de ulike tiltakene på side 20. Vi starter med å presenterer kostnader, før vi ser på hvilke tiltak som er en del av den beste løsningen.

#### Den beste pakken av tiltak har forventede kostnader rundt 200-250 millioner kroner

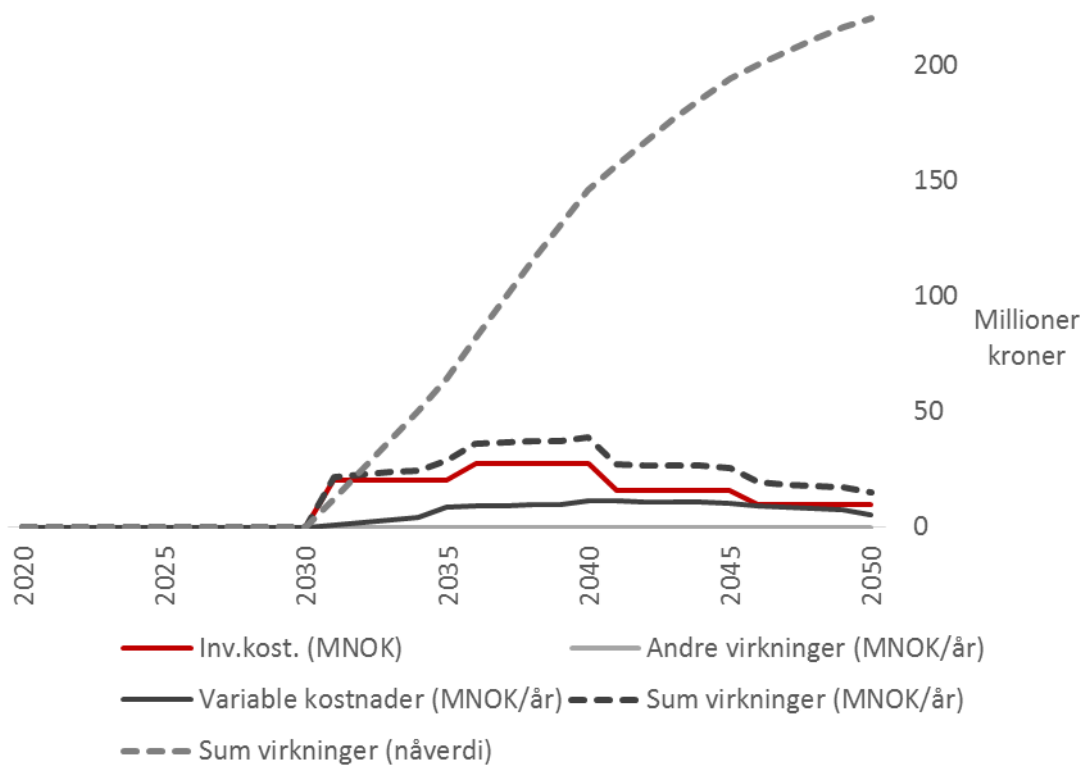
Med de forventede kostnadene har den beste pakken av tiltak samlede kostnader på rundt 200-250 millioner kroner i perioden fra 2020 til og med 2050. Det meste av kostnadene er knyttet til investeringer- og variable kostnader. Variable kostnader er summen av marginalkostnader for bruk av tiltakene i knapphetsperioden som ellers ville oppstått. Andre virkninger er små – men det skyldes også at dette er virkningene vi i minst grad har kartlagt.

*Tabell 4: Sum prissatte virkninger av den beste pakken av tiltak frem til og med 2050 i hovedscenarioet for forbruksvekst. Nåverdier i millioner kroner 2017. Diskonteringsrente 4 prosent reelt før skatt.*

<b>Sum virkninger (diskontert)</b>	<b>Tom. 2050</b>
Investeringskostnader	157
Andre nyttevirkninger	0
Variable kostnader	63
<b>Sum virkninger</b>	<b>220</b>

Kostnadene kommer gradvis over tid. Figuren nedenfor viser kostnadene per år (de fire nederste linjene) og nåverdien gjennom hele analyseperioden. Kostnadene oppstår fra rundt år 2030, da overføringsbehovet i hovedscenarioet er ventet å overstige overføringskapasiteten. Kostnadene per år summerer seg til rundt 25-40 millioner kroner.

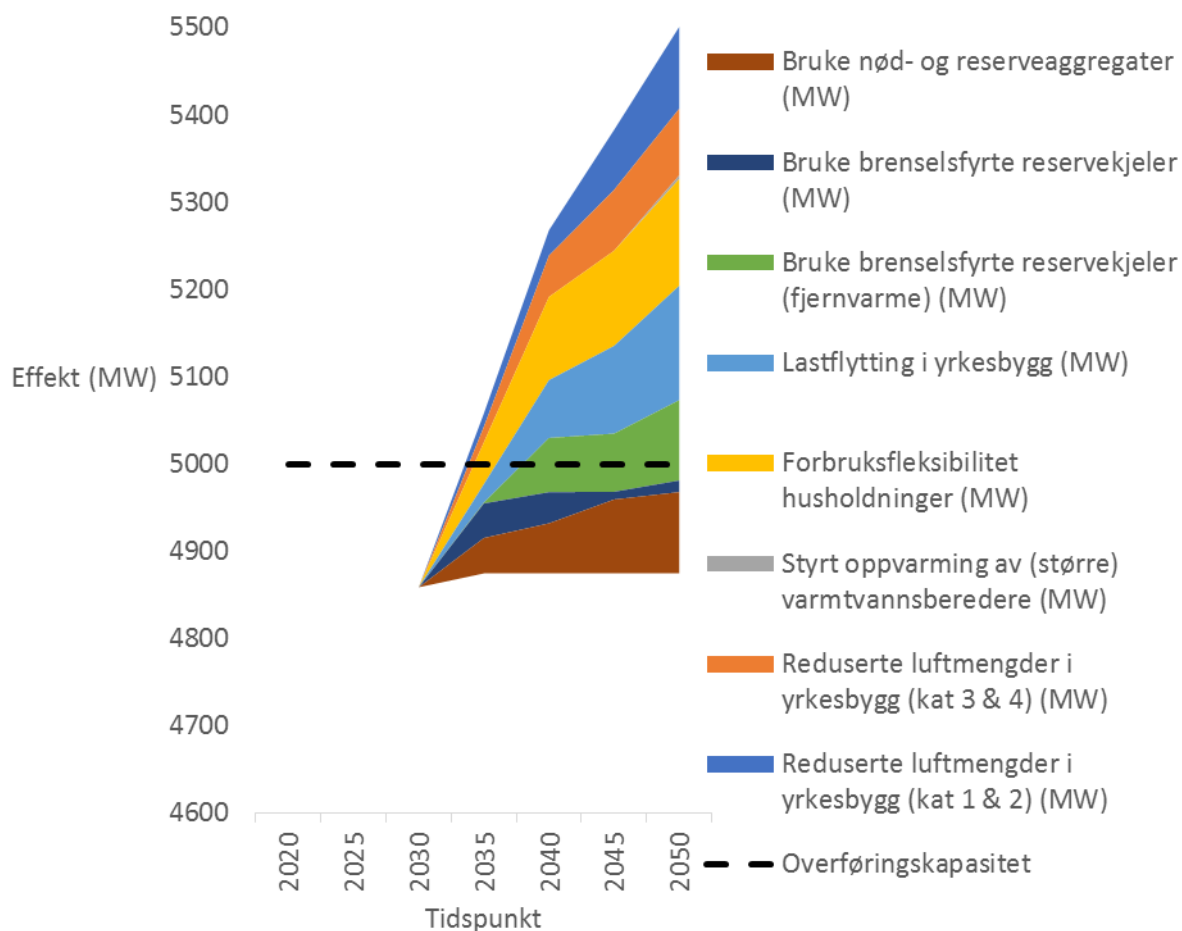




Figur 9: Kontantstrømmer per år og sum virkninger målt i nåverdi.

### Den beste løsningen inneholder mange tiltak

Figuren under viser pakken av tiltak som er nødvendig for at vi til enhver tid skal klare å holde overføringsbehovet under overføringskapasiteten. I fravær av alternativer til nett tilsier hovedscenariot at overføringsbehovet vil bli rundt 5500 MW i 2050. For å holde overføringsbehovet under 5000 MW bør vi bruke nesten alle tiltakene vi har identifisert.



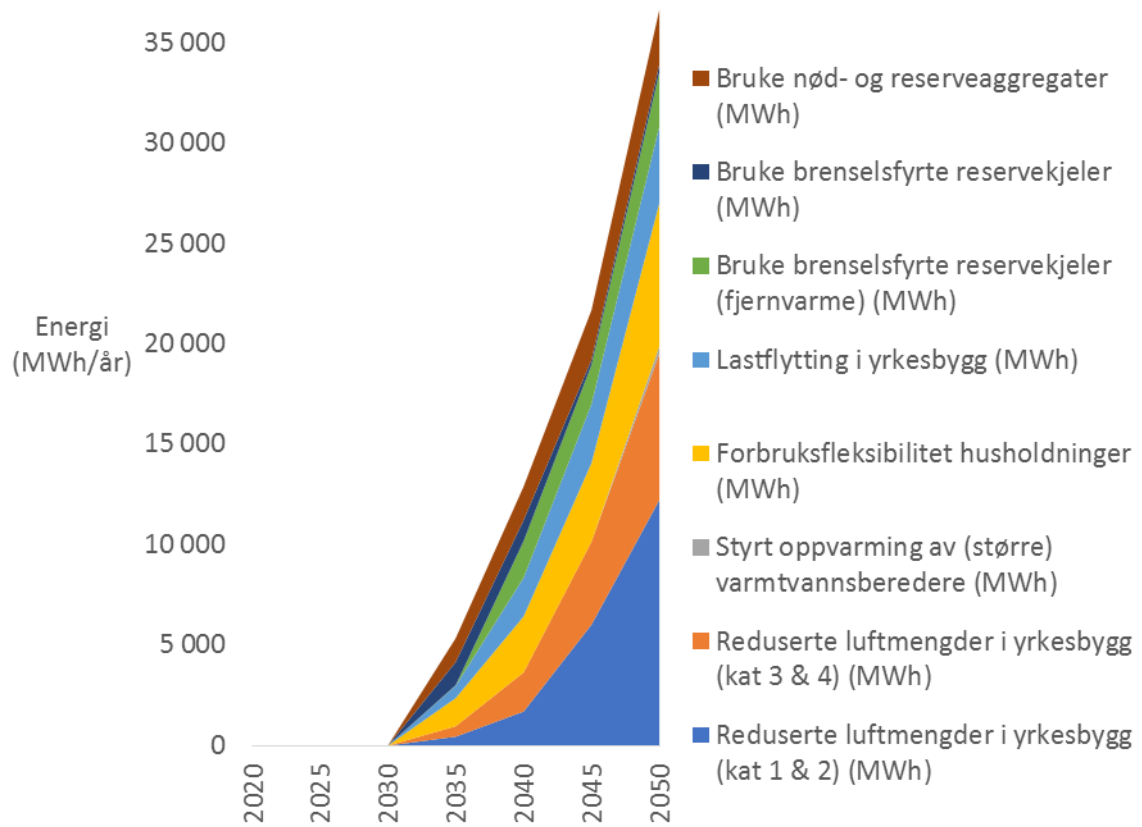
Figur 10: Investeringer og bruk av tiltakene gjør at maksimalt forbruk i Stor-Oslo går fra å nærme seg 5600 MW til under overføringskapasiteten på 5000 MW. Figuren viser hvor mye effekt vi bør ha tilgjengelig av hvert tiltak, målt i megawatt.

Resultatene viser at den beste løsningen er en pakke av tiltak som introduseres over tid – i takt med utviklingen i etterspørselen. Vi trenger også flere megawatt med tiltak enn differansen mellom prognosen for overføringsbehov og antatt overføringskapasitet. Årsaken er begrensningene i tiltakene, at vi ikke kan flytte mer fra dag til natt, at alle tiltakene ikke kan brukes hele tiden, osv.

#### Tiltakene med de laveste marginalkostnadene er de som blir brukt mest

Ovenfor viste vi at den beste løsningen inneholder mange tiltak. Det varierer imidlertid hvor mange tiltak som faktisk blir brukt. Som vi drøftet innledningsvis, er lave variable kostnader viktigere jo mer du brukere tiltakene. De dyreste tiltakene vil vi helst unngå å bruke. Figuren under viser hvilke tiltak som skal gjøre hoveddelen av tilpasningen for å holde strømforbruket under 5000 MW.

Resultatene viser at i 2050 er knapphetsperioden om lag 35 000 MWh/år. Vi unngår nesten hele denne perioden ved å gjøre tiltak med negative, neglisjerbare eller lave marginalkostnader. Kun litt over 5 000 MWh/år blir gjort av tiltak som har relativt høye marginalkostnader, det vil si brenselfyrte reservekjeler eller nød- og reserveaggregater.



Figur 11: Tiltakene med lave marginalkostnader gjør store deler av jobben med å holde overføringsbehovet under 5000 MW. Figuren viser omfanget av bruken av de ulike tiltakene per år, målt ved samlet energivolum (MWh/år).

### 3.3 En effektiv utvikling av kraftsystemet krever et godt samspill mellom aktører

I dette kapittelet diskuterer vi premisser for å finne de beste tiltakene.

#### **Kostnadene – og hvilke tiltak som er best - avhenger av nytte og kostnadsvirkninger**

Det er mange aktører i kraftsystemet. Alternativer til nett-tiltak vil berøre flere av disse aktørene. For eksempel kan tiltak som gir energieffektivisering gi forbrukeren besparelser som er vanskelig for utenforstående å estimere. Et eksempel kan være reduserte kostnader i det elektriske anlegget. Dette vil i så fall påvirke den samfunnsøkonomiske kostnaden ved tiltaket – de vil kunne være lavere enn nettselskapene har grunn til å tro.

Forbrukerens tiltak kan også påvirke flere nettselskaper. Både distribusjons- og transmisjonsnettet kan påvirkes. Om knapphetsperiodene på de ulike nettnivåene oppstår på samme tid er dette særlig relevant. Om et nettselskap ønsker å unngå en knapphetsperiode, kan altså nyttevirkninger for andre aktører være avgjørende for vurdere kostnadene ved tiltaket.

Videre, hvis kunden gjør tiltaket, men nettselskapet ikke tar det med i sin planlegging, risikerer vi at kostnadene for nettinvesteringer som kunne vært unngått eller utsatt likevel blir gjennomført. I verste fall kan dette skje på flere nettnivå. Tilsvarende, hvis nettselskapet har et problem må forbrukeren vite om problemet for å kunne bidra med tiltak. Det er altså et gjensidig avhengighetsforhold mellom aktørene i kraftsystemet som må fungere godt om vi skal finne de beste løsningene.

#### **Rammene må være forutsigbare for aktørene som skal investere**

Om nettselskapet investerer slik at overføringskapasiteten øker, vil nytten av de fleste alternativer til nett-tiltakene være mindre. Hvilke virkemidler som er brukt for å realisere tiltakene påvirker hvem som taper på dette. Hvis de som skal eie alternativer til nett-tiltakene taper, kan de være for forsiktige med å investere. Da kan de samlede kostnadene sannsynligvis være høyere.

I tillegg er det andre aktører som gjør at overføringsbehovet øker. I denne analysen var det for eksempel økt strømforbruk som økte overføringsbehovet slik at det etter hvert oppstår en knapphet. Uten økt forbruk oppstår heller ikke knapphetssituasjonen. I så fall er alle investeringer som blir gjort for å håndtere en mulig knapphetssituasjon bortkastet. God forståelse for hverandres behov, problemer og muligheter er derfor sannsynligvis sentralt for å få realisert de samlet sett beste tiltakene.

Analysen viser at en effektiv utvikling krever godt samspill mellom nettselskaper og andre aktører. Det skyldes at nytten av alternativer til nett ofte påvirker alle. I tillegg avhenger nytten av at knapphetssituasjonen faktisk oppstår. Om den oppstår avhenger både av forbrukere, produsenter og nettselskap.

## 4 Analysen bør utvikles videre for å inngå i nettplassleggingen

I dette notatet har vi vist at det kan være et stort potensial for å bruke alternativer til nett til å redusere det maksimale overføringsbehovet i strømforsyningen til Oslo og Akershus. Totale kostnader trenger heller ikke være så store, da mange av tiltakene kan ha relativt lave kostnader. Dette er svært attraktivt i et kraftsystemplanleggingsperspektiv.

Årsaken er at alternativer til nett åpner for å utsette, erstatte og komplementere nettinvesteringer. Nettinvesteringer er kapitalintensive, har lang ledetid og investeringskostnadene har ingen vesentlig restverdi. I tillegg kan de medføre store negative konsekvenser for natur og miljø. Alternativer til nett-tiltakene har ofte andre egenskaper og vi kan derfor bruke dem til å redusere usikkerheten i nettviklingen.

### 4.1 Alternativer til nett kan gi en mer samfunnsøkonomisk effektiv utvikling av kraftsystemet

Om usikkerheten i nytten av netttiltaket er stor, kan vi bruke alternativer til nett til å utsette, erstatte og komplementere nettinvesteringer. Dette gjør at forventet samfunnsøkonomisk lønnsomhet av tiltak i nettet kan øke.

Mange av alternativer til nett-tiltakene har andre egenskaper enn nett. Alternativer til nett-tiltakene er gjerne mer skalerbare enn netttiltak. De kan i større grad dimensjoneres etter den faktiske knapphetsperioden, slik at kostnadene ikke trenger være unødvendig store. De kan videre ofte realiseres raskere enn netttiltak, slik at vi kan vente lengre med å gjøre tiltak. Dette gjør at nåverdien av kostnadene er lavere – og at vi kan være sikrere på nytten før vi tar beslutninger. I tillegg har alternativer til nett gjerne kortere levetid enn nett. Alternativer til nett først trenger altså ikke utelukke å gå for netttiltak senere, når behovet er større og de første alternativene til nett-tiltakene må reinvesteres.

Dette kan ha stor verdi for nettselskapene. For eksempel, hvis et netttiltak har forventet positiv lønnsomhet, men det er usikkert om tiltaket faktisk er det, kan vi bruke alternative tiltak til å utsette beslutningen til vi vet om tiltaket med større sikkerhet blir lønnsomt. Hvis det er en reinvestering som fremskyndes pga. risiko for å havne i en knapphetsituasjon, kan vi kanskje bruke alternativer til nett til å unngå at denne oppstår. I så fall kan vi utsette reinvesteringen til den er strengt nødvendig. Og i noen tilfeller kan alternativer til nett gjøre at vi kan gjøre mindre netttiltak enn vi ellers ville gjort, siden alternativer til nett gjør at det er tilstrekkelig.

### 4.2 Analysen må utvikles videre for å kunne brukes i beslutningssammenheng

Resultatene våre er interessante og tyder på at alternativer til nett kan være attraktivt i utviklingen av nettet. Det gjenstår likevel mye før vi kan benytte det aktivt i beslutningssammenheng. Blant annet må vi verifisere forutsetninger, finne de beste måtene å gjennomføre tiltakene på og være tilstrekkelig sikker på at tiltakene virker etter hensikten når de faktisk trengs.

Usikkerheten i forutsetningene skyldes både usikkerhet om potensial, kostnader og nyttevirksomheter. Det er en omfattende oppgave å finne og vurdere potensial, nytte og kostnader ved de ulike alternativene til nett-tiltakene – for alle aktører. Samtidig kan et godt estimat av og til være nødvendig for å finne de beste tiltakene. Vi bør derfor se på hvordan vi kan finne effektive metoder for å avdekke potensial, nytte og kostnader for tiltakene og andre nettselskaper.

Oppsummert er altså resultatene svært spennende, men vi er i en tidlig fase og flere studier er nødvendig. Vi ser blant annet for oss følgende forhold bør utredes nærmere:

- Det hadde vært nyttig med mer informasjon om periodene når forbruket har vært høyt. Da kan vi være mer sikre på at tiltakene faktisk er tilgjengelig slik som antatt. Vi vet ikke hva strømmen har blitt brukt til, til enhver tid – men har gjort estimater. Vi vet heller ikke hvilke alternativer til nett som har vært i bruk. Mangel på informasjon gjør også at justeringen av forbruk fra tidlige perioder og frem til dag blir mer usikker. Bedre data om periodene hvor nettet utnyttes høyt ville derfor vært nyttig.
- Forbruksprognosene burde knyttes bedre opp mot analysen av alternativer til nett. Det er en usikkerhet i utviklingen. Det er en sammenheng mellom forbruksvekst og hvilke alternativer til nett-tiltak vi vil ha tilgjengelig. Det er usikkerhet i hvor stor forbruksveksten vil bli. Forbruksprognosen er også avhengig av en rekke andre forhold enn de vi har fokusert på i denne analysen. Virkemidler som kan være effektive for å realisere alternativer til nett kan gjøre at alternativene til nett realiseres uten innblanding fra nettselskapene, og dermed burde være en del av forbruksprognosene. Dette samspillet bør derfor utvikles videre.
- Metoden for å finne den beste pakken av tiltak kan videreutvikles. Det er usikkerheter i en rekke forutsetninger. Et verktøy som viste sensitiviteten i resultatene samtidig som den fant den beste løsningen ville vært nyttig. En monte-carlo-løsning kunne kanskje vært et nyttig alternativ. Modellen har også lang regnetid om man skal være sikker på at modellen skal finne den beste løsningen<sup>10</sup>. En mer effektiv problemløsningsfunksjon ville vært nyttig. Metoden kan også utvikles til å vurdere egnede virkemidler for å realisere de beste alternativer til nett-tiltakene. Vi kan for eksempel se på konsekvensene av å øke kostnaden ved å bruke elektrisitet når forbruket er på det høyeste. Det vil påvirke lønnsomheten av tiltakene.
- Vi må finne ut hvordan vi bør gjennomføre tiltakene i praksis og med lavest mulig kostnad. Med praktisk gjennomførbar mener vi at det skal fungere i driften av kraftsystemet og være i tråd med lover og regler.
- 

Hvordan og i hvor stor grad disse punktene bør følges opp kan avhenge av hvilke virkemidler som kan brukes eller blir brukt for å realisere alternativer til nett-tiltak.

---

<sup>10</sup> Vi har brukt Excel sin multistartfunksjon for å være sikrere på at vi finner et globalt optimum. Vi har også begrenset datamengdene i modellen for å redusere regnetiden. Med mer data ville modellen også vært mer presis.

## Vedlegg: Detaljer om forutsetninger for de ulike tiltakene

I kapitlene under presenterer vi tiltakene nærmere. Beskrivelsen inkluderer noe mer informasjon om forutsetningene vi har brukt og bakgrunnen for valget av disse.

### **Reduserte luftmengder i yrkesbygg er et rent ENØK-tiltak – ofte med lave investeringskostnader**

Hver MWh last styrt er én MWh spart for byggeier. Marginalkostnaden ved bruk i knapphetsperioden er derfor sparte innkjøpskostnader for kraft såfremt det ikke er ulemper for komfort eller produktivitet til de som bruker bygget. Tiltaket er sannsynligvis kun tilgjengelig mellom kl 07 og 18. Dette skyldes at tiltaket kan ikke benyttes i noen særlig grad utenom normal arbeidstid, fordi de fleste ventilasjonsanlegg i yrkesbygg slås av om natten.

Det er rimelig å anta at man kan spare energi utenfor knapphetsperioden også. Vi har derfor antatt at man kan spare 40 MWh per MW bruk av tiltaket i året. Dette tilsvarer fire arbeidsdager på 10 timer. Vi antatt at maksimal bruk er 2 prosent av tiden. Dette tilsvarer nesten 20 arbeidsdager per år. Vi har altså kun tatt med nyttevirkninger av fire av disse dagene.

Kostnadene består 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 og alder på anleggene – og dermed heller ikke hvordan kostnader for ombygging vil være fordelt. Vi har derfor antatt at hver kategori er like stor – 130 MW hver. Vista har estimert følgende investeringskostnader;

	kr/MW
<b>Ventilasjon 1</b>	400 000
<b>Ventilasjon 2</b>	1 200 000
<b>Ventilasjon 3</b>	1 800 000
<b>Ventilasjon 4</b>	4 000 000

I kategori 3 og 4 antar vi at potensialet er stabilt over tid, mens det i kategori 1 og 2 øker med fem prosent av forbruksveksten. Dersom veksten i det maksimale forbruket er 100 MW, antar vi altså at potensialet for å redusere luftmengdene øker 5 MW. Årsaken er at deler av forbruksveksten er i yrkesbygg.

### **Styrt oppvarming av (større) varmtvannsberedere er et lastflyttingstiltak**

Styrt oppvarming av større varmtvannsberedere er basert på 125 000 husholdninger i blandet bebyggelse, inkludert alle fellesanlegg i blokkbebyggelse. Varmtvannsberedere i små husholdninger og egen bereder er altså ikke med i denne kategorien.

Potensialet er relativt lite – anslagsvis 35 MW i 2020. Årsaken er at energiforbruket knyttet til tappevann er relativt lite per person. I tillegg er dette anlegg hvor samlagringseffektene allerede i stor grad er hentet ut. Det maksimale effektuttaket per person er altså også lavt. Vi antar at potensialet øker med en prosent av forbruksveksten i våre beregninger.

Tiltaket er et koblingsur med termostatjustering på berederne. Kostnadene er anslått til 280 000 kr/MW. Marginalkostnadene for bruk i knapphetsperioden er antatt til -5 prosent av kraftprisen, da forbruket flyttes til natten hvor kraftprisen er lavere. Med en gjennomsnittlig kraftpris på 400 kr/MWh, sparer man altså 20 kr/MWh på å flytte forbruket til natt.

Andre nyttevirkninger er antatt til null, som er konservativ siden flytting fra dag til natt også vil gi lavere innkjøpskostnader for energi utenfor knapphetsperioden. Kostnadene er antatt stabile over tid og

levetiden er 20 år. Energitalpet i berederne er sannsynligvis lite og vi har ikke tatt hensyn til endringer oppvarmingsbehov.

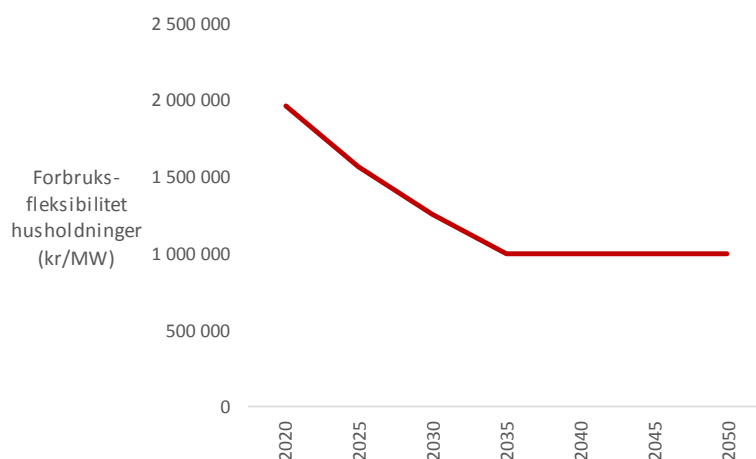
### Forbruksfleksibilitet i husholdningene er et lastflyttingstiltak som blir mer aktuelt over tid

Potensialet er estimert av Statnett ved å se på hva som skjer hvis vi antar at 50 prosent av husstandene har mulighet til å flytte forbruk til tider der forbruket og prisen er lav. Vi antar både forbruk til varmtvannsoppvarming og elbillading er en del av optimaliseringen.

I sum blir forbruket flatere over døgnet ved at flere elbiler lades og at oppvarming av varmtvann skjer mer om natten. Det maksimale effektforbruket i Stor-Oslo kan bli redusert med hele 250-300 MW i 2040. Potensialet er antatt å være 50 MW i 2020 (basert på Vista sin analyse av varmtvannsbereidere, kategori 1), men øke med 37,5 prosent av forbruksveksten slik at potensialet utgjør 280 MW i 2040.

I 2040 antas det at det er 720 000 husholdninger i Oslo totalt. Det vil si at 360 000 husholdninger er med i tiltaket. Kostnadene er usikre. Elbilen kan potensielt styres uten at det krever noen investeringer, da elbiler ofte allerede er koblet mot smarttelefoner og liknende. Varmtvannsbereidere kan også være betydelig smartere om 20 år.

I dag har vi imidlertid antatt at kostnaden er 1500 kroner per husholdning i 2020. Dette tilsvarer nesten to millioner kroner per megawatt. Kostnaden er antatt å falle fire prosent per år, men aldri falle under 750 kr per husholdning. Kostnaden per megawatt er derfor om lag 1 000 000 kr/MW i 2040. Kostnaden per megawatt er vist i figuren under.



Gevinsten av å flytte forbruket er lavere innkjøpskostnader for energi. Marginalkostnaden er derfor antatt å være forskjellen mellom kraftpris dag og natt. Vi har sett bort fra andre nyttevirkninger, men om nesten alt elbil- og varmtvannsforbruk kan flyttes kan det gi besparelser utenfor knapphetsperioden også. Samtidig er investeringskostnadene også svært usikre. Om det er nødvendig med arbeid med elektriske installasjoner, er investeringskostnadene raskt vesentlig høyere.

### Lastflytting i yrkesbygg har ofte svært lave investeringskostnader, men energitalpet øker

Nesten alle store bygninger har styringssystemer for temperatur, med mulighet for å variere den over døgnet. En del av dem benyttes allerede til å flytte last fra natt til dag (nattsenkning) - motsatt av den retningen som er ønskelig. Vi kan oppnå mye på svært enkle måter dersom disse anleggene går over til normaldrift med samme temperatur hele døgnet på de kaldeste dagene.



Aktiv bruk av bygningenes varmelagringsevne ved å akkumulere varme om natten, og dekke deler av varmebehovet om dagen ved å utnytte lagret varme. 32 millioner kvadratmeter yrkesbygg i Stor-Oslo med antatt gjennomsnittlig tilgjengelig varmekapasitet 50 Wh/kvm\*K.

Dersom det aksepteres temperatursvingninger innendørs på 3 grader C de dagene lastflytting er aktuelt, vil ca 4.800 MWh kunne flyttes fra dag til natt, forutsatt at det er tilstrekkelig installert elektrisk varmeeffekt til å dekke behovet om natten. Vi antar at dette i praksis kan gjøres med 4.000 MWh. Vi kjenner ikke detaljene i bygningsmassen godt nok til å beregne riktig kostnadskurve, og antar foreløpig at den er lineær, stigende fra 10 prosent til 20 prosent av energikostnaden.

Dersom mange bygninger laststyres dag og natt, og de ulike bygningenes egenskaper utnyttes best mulig i en samordnet porteføljeforvaltning, kan flyttet energi fordeles over tid (antall timer på dagen) etter behov, slik at lastreduksjonene styres til perioder der behovet er størst. Det vil si at 4.000 MWh f.eks. kan fordeles på 10 timer, med en gjennomsnittlig lastreduksjon på 400 MW.

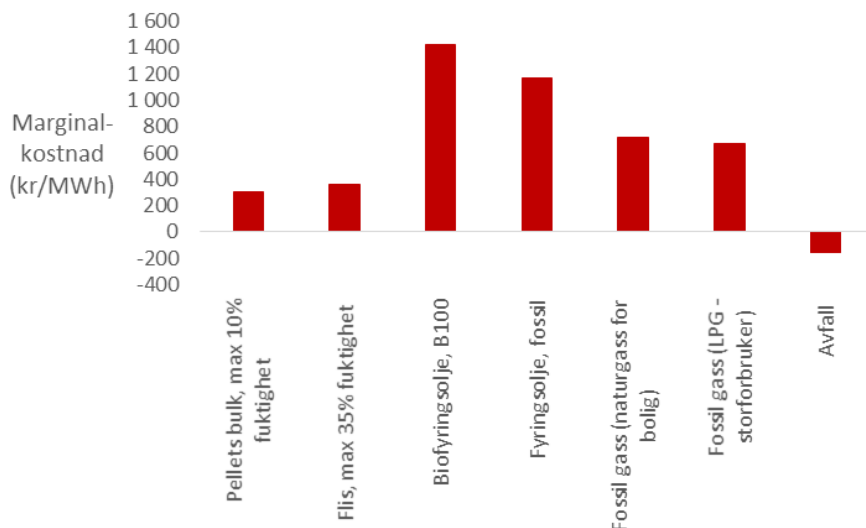
Vi antar at potensialet øker med fem prosent av forbruksveksten. Det skyldes at deler av veksten i det maksimale forbruket vil komme fra nye yrkesbygg som i prognosen er antatt å ha nattsinking.

### **Elkjelene i fjernvarmesystemet kan erstattes med brenselsfyrte kjeler**

I dag er det nesten 350 MW elkjeler i fjernvarmesystemet i Oslo og Akershus som er på fleksibel tariff. Det betyr at de skal ha reserveforsyning tilgjengelig eller skal kunne kobles ut. Men potensialet for å endre overføringsbehovet er ikke nærmere 350 MW fordi mange av elkjelene allerede har vært koblet ut i periodene vi har studert.

I januar 2016 var for eksempel kun opp mot 250 MW strømforbruk fra elkjeler i fjernvarmesystemet. Deler av reservekjelene var altså allerede i bruk når strømforbruket var på det høyeste. Vi har ikke data for hele perioden, men antar derfor at potensialet er noe mindre enn samlet mengde elkjeler på fleksibel tariff. At vi bare har verifisert data fra 2016 er altså en viktig usikkerhet i dette potensialet.

Om spart elektrisitet må erstattes med bruk av andre energibærere er marginalkostnaden kostnadsdifferansen mellom elektrisitet og den andre energibæreren. Disse varierer mellom ulike brenslere. Marginalkostnadene for brenslene er estimert i figuren under. Figuren viser at kostnadene varierer sterkt mellom ulike brenslere.



Figur 12: Forventede marginalkostnader for varmeproduksjon ved ulike brenseltyper. Kilde: Statnetts beregninger<sup>11</sup>

Til sammenlikning antar vi at kraftprisen er 400 kr/MWh i den samfunnsøkonomiske analysen senere i notatet. Sannsynligvis er de brenslene som har kostnader på nivå med eller lavere enn kraftprisen, allerede utnyttet fullt ut på kalde vinterdager. Selv om vi ikke vet hva den alternative energibæreren til elkjelene er, men vi må anta at de bruker alternativer som er dyrere enn elektrisitet. Vi må derfor over på dyrere alternativer. Det vil sannsynligvis si olje, bioolje, gass eller LPG.

Vi har derfor antatt at marginalkostnadene for fjernvarme er 1000 kr kroner minus kraftprisen. Dette er et snitt av kostnaden for gass og olje. Vi antar at investeringskostnader og andre virkninger er neglisjerbare til og med 2030, siden elkjelene i fjernvarmesystemet i dag er på fleksibel nettariff. Det betyr at de skal kunne kobles ut ved behov.

Etter 2030 antar vi at kostnadene tilsvarer kostnaden for biooljefyrte kjeler på 5 MW. Det skyldes at de brenselstyrte kjelene må reinvesteres etter hvert. Investeringskostnadene er antatt noe lavere enn de totale kostnadene for et biooljefyrt system. Å ta med alle kostnadene, inkl. prosjektering, administrasjon og installasjonsarbeid, vil være for høyt siden mye av dette arbeidet vil være nødvendig uansett hvordan energiforsyning man velger. Alternativt kan fjerning av brenselstyrte kjelene gjør at elkjelene ikke lenger kan være på fleksibel tariff, slik at investeringer i Hafslund sitt nett kan være nødvendig. Kostnadene er derfor antatt til kostnadene for selve biooljekjelen, 330 kr/kW i investeringskostnader.

Om de brenselstyrte kjelene blir mye brukt, vil det sannsynligvis være lønnsomt å bygge kjeler med lavere marginalkostnader. Det vil si flis eller gass. Varmelagre kan også være aktuelt. Dette kan redusere kostnadene ved tiltakene sammenliknet med våre forutsetninger.

### Bruke brenselstyrte reservekjeler

Det finnes mange brenselstyrte kjeler i Oslo og Akershus som ikke blir brukt. Ved å bruke dem kan strømforbruket reduseres. Videre blir mange av kjelene faset ut og i forbruksprognosene erstattes noe av dette med elektriske oppvarmingskilder.

<sup>11</sup> Pellets: Prisundersøkelse gjort av [ProPellets Austria](#) for industriell bruk i Norden, gjennomsnittspris på 135 euro/tonn i 2016. Dette tilsvarer omtrent 1,25 kr/kg pellets. Biofyringsolje: ECO-1: Listepris, oppgitt på telefon vinter 2016/17. Kvantumsrabatter er å få på denne prisen. Fyringsolje: Circle K: [listepris](#) bedrift. Naturgass: Gasnor, [naturgas for bolig](#). LPG: [Prisstatistikk for 2016](#), 0,65 - 0,7 euro/l, 6,0 - 6,4 kr/l. Avfall: NVE, 2015

Regjeringen har innført forbud mot bruk av fyringsolje og parafin til oppvarming av bygninger fra 2020. Det er mange slike anlegg i yrkes- og boligbygg. Den samlede effektmengden er estimert til 700 MW av NVE, men tallet er usikkert. Det kommer an på hvordan anleggene har vært brukt de siste årene. Om det blir erstattet med andre brenselfyrte anlegg har det liten eller ingen betydning for strømforbruket.

Blir oljeforbruket derimot erstattet med elektrisitet, vil strømforbruket øke. I hovedscenariet til Statnett gjør utfasing av oljekjeler at det maksimale forbruket øker 100 MW.

Vista analyse viser også til at mange oljefyrer ikke har blitt brukt de siste årene, men at de er fungerende. Sannsynligvis har disse byggene brukt en del strøm på kalde vinterdager. Ved å bygge de om til å kunne brenne bioolje, kan de erstatte elektrisitetsforbruket som går til oppvarmingsformål i disse byggene. Kostnadene ved å brenne bioolje er antatt til 1250 kr/MWh og marginalkostnaden ved bruk i knapphetsperioden er derfor 850 kr/MWh.

Vi antar at det er et potensial til å redusere det maksimale strømforbruket med 600 MW totalt. Potensialet er antatt å være stabilt over tid. Investeringskostnadene avhenger av hvor egnet anleggene er for ombygging. Basert på anslagene til Vista har vi antatt at kostnadene varierer fra 25 – 200 000 kr/MW. Kostnadene øker lineært. Den første megawatten koster altså 25 kr og den siste 200 000 kr. Om vi bygger 600 MW, er gjennomsnittskostnaden 112 500 kr/MW.

Etter 2030 antar vi at kostnadene er 200 000 kr/MW uavhengig av størrelse, siden kjelene er eldre og sannsynligvis må reinvesteres. Andre virkninger er antatt å være nøytrale.

### **Bruke nød- og reserveaggregater**

Nød- og reserveaggregater kommer typisk fra økt forbruk hos kunder som er særlig avhengige av trygg strømforsyning. Det vil si sykehus, datasentre, pumpestasjoner i fjernvarmeanlegg og liknende. I dag er potensialet estimert til 10 prosent av det maksimale forbruket i Oslo, rundt 400 MW. Aggregatene er vanligvis en dieselmotor og generator. De kan bruke forskjellige typer brennstoff, som olje, diesel, gass.

Aggregatene finnes allerede, men vi antar at de må klargjøres for å kunne levere kraft til nettet. I dag kan de fleste neppe kjøres samtidig som det underliggende forbruket er koblet fra nettet. Man vil altså få et kort avbrudd før reserveaggregatet skrues på og av. I tillegg vil forsyningen være mer sårbar for at reserveaggregater stanser. Ved å kunne kjøres synkront, kan de også sannsynligvis være enklere å fjernstyre.

Fjernstyring er det andre tiltaket vi antar er nødvendig. Da vil reserveaggregatene kunne skrues av og på avhengig av om det oppstår en knapphetsperiode eller ikke.

Investeringskostnadene er antatt basert på kostnader for liknende arbeid i Tyskland. Engangskostnad for klargjøring: 2 000 – 14 000 €/MW, fjernstyringsenhet: 2000 – 4000 €/MW og oppgradering til nettsynkron drift: 5000 – 10000 €/MW. Vi har antatt kostnader midt i disse intervallene og at kostnaden målt i kroner er 10 ganger høyere. Det vil si litt mer enn dagens kronekurs på rundt 9 kr/€. Variable kostnader ved bruk på ca. 3500 kr/MWh. Samtidig sparer man innkjøpskostnader for kraft, slik at marginalkostnaden blir 3100 kr/MWh.

Vi antar også at nød- og reservestromaggregater øker med fem prosent av økningen i det maksimale forbruket fordi veksten i det maksimale forbruket delvis drives av kunder som har behov for reserveaggregater.

På sikt kan brenselceller potensielt ta over for diesellaggregater i nød- og reservestromsanlegg. Dette har vi ikke tatt hensyn til da det er langt frem og usikkert. På kort sikt kan biodiesel være et alternativ.